



**Revue de littérature sur les impacts potentiels
de la fracturation hydraulique en milieu insulaire**

**Document produit en marge de l'évaluation
environnementale stratégique Globale**

Janvier 2016

Charles Lamontagne, ing MSc.

Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique

Table des matières

Introduction.....	5
<i>Objectifs des deux EES en cours :</i>	<i>5</i>
Particularités des aquifères en milieux insulaires et côtiers	6
<i>Présence d'eau saline en profondeur.....</i>	<i>6</i>
<i>Modifications potentielles du biseau salin</i>	<i>12</i>
Impacts potentiels de la fracturation hydraulique	14
<i>Mise en place des forages</i>	<i>14</i>
<i>Conclusions concernant les impacts de la fracturation hydraulique à l'île d'Anticosti</i>	<i>17</i>
<i>Contamination potentielle de l'eau par le méthane</i>	<i>18</i>
<i>Contamination potentielle par les fluides de fracturation.....</i>	<i>19</i>
<i>Contamination potentielle par les activités en surface.....</i>	<i>20</i>
Impacts potentiels des infrastructures de production.....	21
<i>Infrastructures routières</i>	<i>21</i>
<i>Ports.....</i>	<i>22</i>
<i>Pipelines et gazoducs</i>	<i>24</i>
<i>Déversement en mer et échouages.....</i>	<i>25</i>
Exemples de cas de développement gazier et pétrolier en milieu insulaire avec la fracturation hydraulique ...	27
<i>Ile Barrow, Australie :</i>	<i>27</i>
<i>Bassins Magallanes sur l'île Terre de feu (Terra de Fuego).....</i>	<i>29</i>
<i>Ile de Trinidad.....</i>	<i>31</i>
<i>Île de Barbade</i>	<i>33</i>
Conclusion	34
Bibliographie	35

Liste des figures

Figure 1 Illustration simplifiée d'un aquifère côtier typique de la côte atlantique.....	6
Figure 2 Gros plan illustrant la circulation de l'eau douce sous la surface du sol vers la mer et l'intrusion de l'eau salée sous les terres.....	7
Figure 3 Illustration du calcul de la profondeur de l'interface d'eau salée au droit du puits	8
Figure 4 Illustration en milieu insulaire (cas des îles de la Madeleine)	9
Figure 5 Illustration des deux types d'aquifère ; milieu poreux ou milieu fracturé	10
Figure 6 Falaise à Anticosti : Illustration des diaclases verticales (fractures naturelles) présentes sur l'île	10
Figure 7 Falaise sur la rive nord d'Anticosti (Baie de la Tour).....	11
Figure 8 Illustration de l'effet du pompage de l'aquifère en milieu insulaire	12
Figure 9 Illustration de la progression du front salin dans l'aquifère Cohansey, suite au pompage des divers puits, Cape May, NJ.....	13
Figure 10 Voies de migration potentielle des fluides et des gaz dans un forage cimenté	18
Figure 11 Illustration conceptuelle des voies de migration potentielles pour les fluides à partir de la zone de fracturation hydraulique :.....	19
Figure 12 Impacts potentiels d'un déversement en surface.....	20
Figure 13 Infrastructure routière requise (ATRA02)	21
Figure 14 Camions ou conduites ?	22
Figure 15 Illustration d'une partie du réseau de collecte requis à Anticosti	24
Figure 16 Illustration d'un pipeline en milieu nordique et d'une plateforme de forage.....	24
Figure 17 Rivières à Saumons à Anticosti	25
Figure 18 Île de Barrow, au nord-est d'Australie.....	28
Figure 19 Multipl,es plateformes de forage au centre de production gazière sur l'île de Terre de Feu	29
Figure 20 Île de Trinidad, plateformes de forages conventionnels et réservoirs	32
Figure 21 Champs gaziers et pétroliers de Trinidad.....	32
Figure 22 Champs pétroliers de Woodburn, Barbade	33

Introduction

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec annonçait le Plan d'action sur les hydrocarbures <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/>. Ce plan d'action inclut la réalisation de deux ÉES ainsi que la création d'un Comité directeur composé de représentants du gouvernement et d'experts indépendants.

Lors de l'annonce du plan d'action, il a été souligné qu'il était essentiel de faire le point sur l'état des connaissances et d'acquérir les renseignements nécessaires pour définir les orientations gouvernementales au regard des enjeux environnementaux, sociaux, économiques et de sécurité liés au développement des hydrocarbures et à leur transport.

Objectifs des deux EES en cours :

- Mieux connaître le potentiel exploitable économiquement en hydrocarbures sur le territoire;
- Combler le manque d'information concernant les techniques utilisées, notamment la fracturation hydraulique et les conditions d'exploration et d'exploitation en milieu marin;
- Analyser les risques environnementaux et établir les mesures à mettre en place pour les minimiser et en assurer la bonne gestion;
- Étudier les mécanismes de consultation et de concertation favorisant l'acceptabilité des communautés et l'aménagement durable des territoires,
- Répertorier les meilleures pratiques à mettre en œuvre avec l'industrie et les partenaires;
- Étudier les besoins en pétrole et en gaz naturel;
- Comparer les risques associés aux différents modes de transport.

Les travaux sont réalisés en fonction de six chantiers portant sur :

- l'environnement;
- la société;
- l'économie;
- le transport;
- les aspects techniques;
- les aspects transversaux.

Le présent rapport vise à fournir de l'information complémentaire aux ÉES concernant un aspect spécifique du développement de l'industrie des hydrocarbures, soit l'impact potentiel de la fracturation hydraulique en milieu insulaire.

Particularités des aquifères en milieux insulaires et côtiers

Les régions côtières sont souvent densément peuplées et l'eau souterraine est souvent utilisée comme source d'alimentation en eau. Pourtant, les aquifères côtiers sont vulnérables à la contamination et à la surutilisation. Développer cette source d'alimentation en eau diminue les volumes emmagasinés et les résurgences vers les cours d'eau, les milieux humides et les estuaires et fait baisser le niveau des étangs et des lacs.

Présence d'eau saline en profondeur

La proximité entre l'eau de mer et les aquifères côtiers et insulaires, crée des problèmes uniques à cet environnement en regard de la pérennité des aquifères. Deux des problèmes communs sont l'intrusion d'eau saline dans les aquifères d'eau douce et la diminution des volumes et de la qualité des résurgences d'eau douce vers les écosystèmes du littoral.

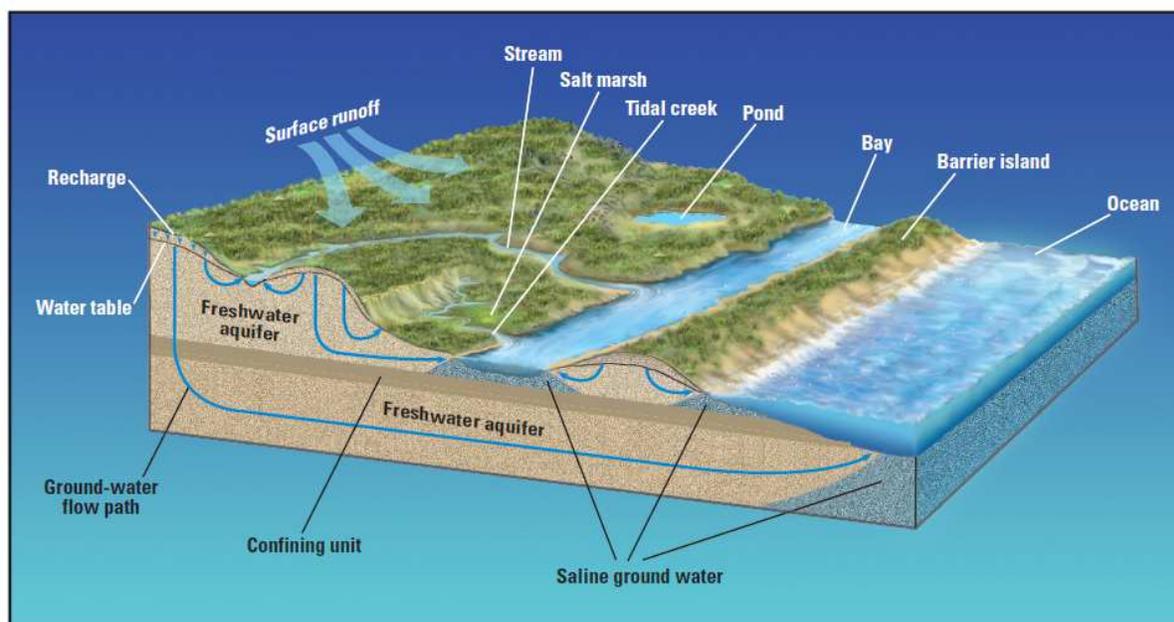


FIGURE 1 ILLUSTRATION SIMPLIFIÉE D'UN AQUIFÈRE CÔTIER TYPIQUE DE LA CÔTE ATLANTIQUE

Noter l'intrusion saline dans l'aquifère sous la flèche de sable (barrier island) et sous la côte.

L'eau douce des précipitations (la recharge) ruisselle ou s'infiltré sur les hautes terres¹. Par la suite, l'eau douce suit les lignes bleues qui représentent son cheminement et fait résurgence dans les cours d'eau, les baies, les estrans et dans l'océan.

¹ USGS, Groundwater in Freshwater-Saltwater Environments of the Atlantic Coast, Circular 1262

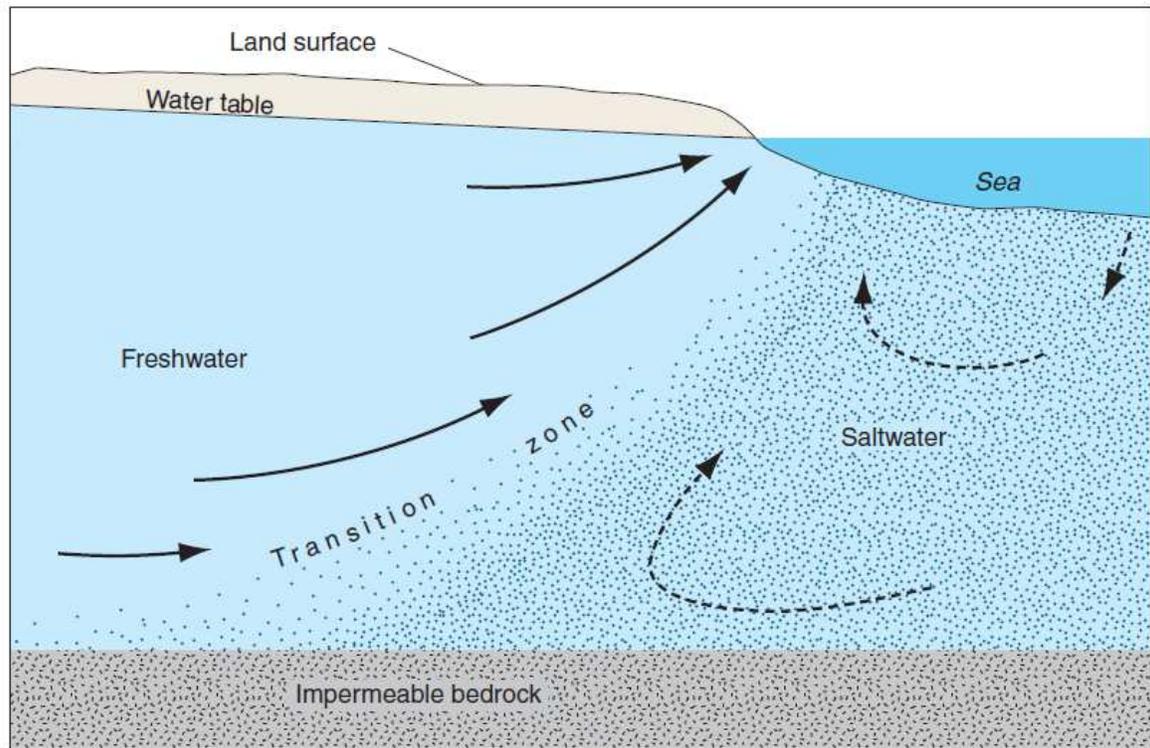


FIGURE 2 GROS PLAN ILLUSTRANT LA CIRCULATION DE L'EAU DOUCE SOUS LA SURFACE DU SOL VERS LA MER ET L'INTRUSION DE L'EAU SALÉE SOUS LES TERRES².

L'intrusion d'eau salée dans les aquifères côtiers est causée par la différence de densité entre l'eau de mer et l'eau douce. L'eau de mer est plus dense, ce qui fait que pour une même élévation, l'eau de mer cause une pression plus élevée dans l'aquifère et déplace l'eau douce. La distance d'infiltration horizontale du front salin à partir du rivage varie selon la topographie et dans certains cas, peut atteindre plus de 2 km si les pompages font trop baisser la pression dans l'aquifère.

Toutefois l'eau douce dans l'aquifère peut avoir une plus grande élévation (h) alors que l'eau salée ne se retrouve qu'au niveau de la mer. Ces différences de densité et d'élévation causent une lente circulation de l'eau souterraine qui est illustrée par les flèches noires de la figure 2 qui illustrent l'écoulement souterrain de l'eau.

Une équation simplifiée qui permet de calculer la profondeur de l'interface saline a été développée dans les années 1800. Selon cette équation, la profondeur de l'interface salée (z dans la figure suivante), va se trouver à 40 fois la hauteur de h , l'élévation h et la profondeur z sont mesurées à partir du niveau de la mer.

² Circular 1262

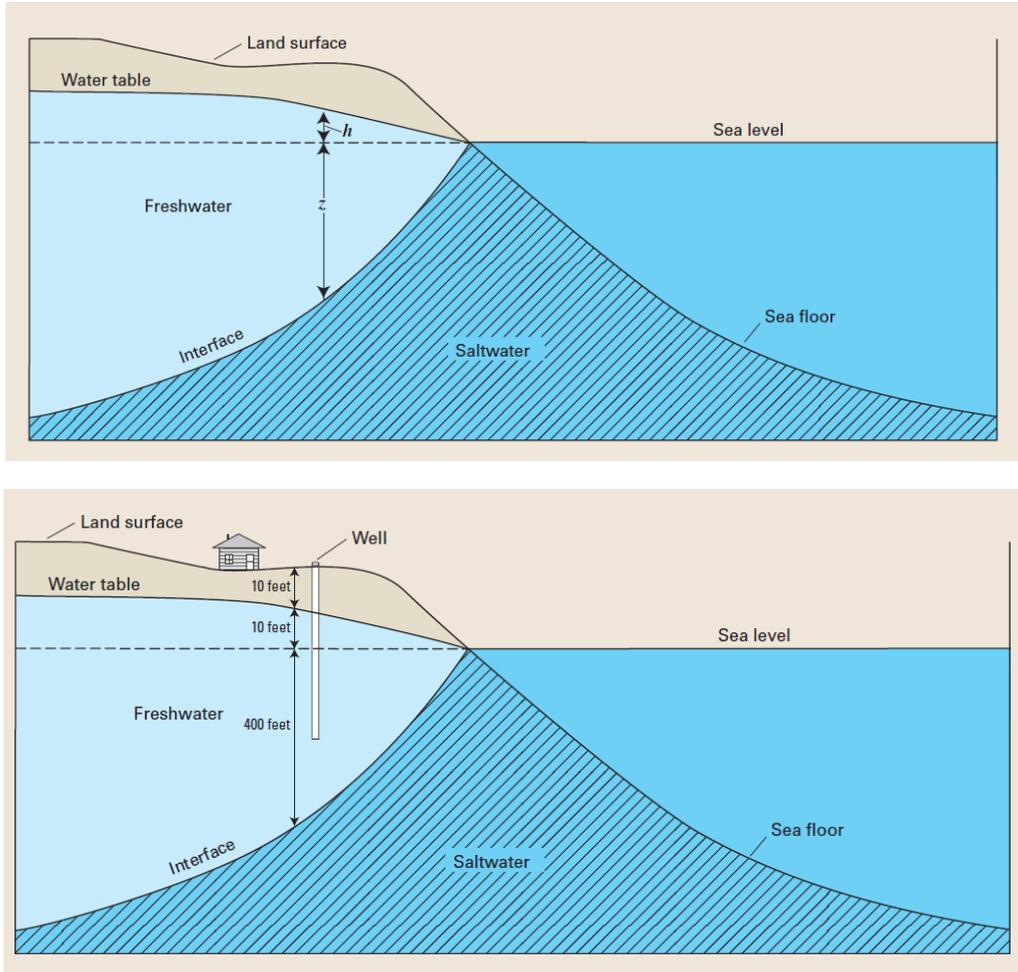


FIGURE 3 ILLUSTRATION DU CALCUL DE LA PROFONDEUR DE L'INTERFACE D'EAU SALÉE AU DROIT DU PUIS³

L'équation simplifiée indique que, dans le cas de la figure 4, l'interface saline sera située à 400 pieds sous la surface au droit du puits, car dans le puits $h=10$ pieds au-dessus du niveau de la mer, donc $z = 400$ pieds sous le niveau de la mer.

Cette relation fonctionne de la même façon en milieu insulaire. Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, l'eau des précipitations s'infiltré très bien en raison des sols poreux mais l'élévation moyenne de l'archipel est relativement faible (50 m). De plus, les endroits les plus élevés sont constitués de roc volcanique peu perméable (peu ou pas de recharge) et une grande superficie des îles (tout le territoire des dunes et des cordons littoraux entre autres) ne se retrouve qu'à quelques mètres du niveau moyen de la mer ce qui contraste avec l'Île d'Anticosti où les altitudes moyennes sont d'environ 100 m.

³ Circular 1262

En ce qui concerne l'eau douce, le réseau hydrographique de l'archipel Madelinot se compose de quelques étangs et ruisseaux. La nappe phréatique constitue la seule source d'approvisionnement en eau potable. À cause du haut taux de risque de remontée d'eau salée dans les ouvrages de pompage et d'intrusion saline au sein des nappes aquifères, l'utilisation de l'eau doit donc se faire de façon très judicieuse. En raison de la grande fragilité de cette ressource, un plan de gestion de l'exploitation des eaux souterraines a été conçu. C'est le seul plan du genre au Québec.⁴

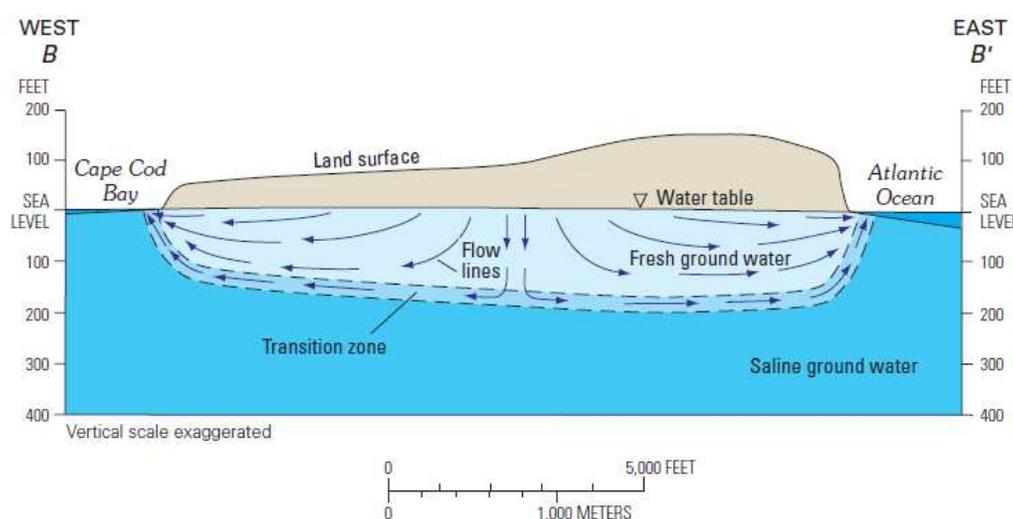


FIGURE 4 ILLUSTRATION EN MILIEU INSULAIRE⁵ (CAS DES ÎLES DE LA MADELEINE)

La lente circulation des eaux douces et salines sous une île (voir les flèches bleues des figures 2 et 4) confère une certaine protection contre les activités se déroulant en grande profondeur comme la fracturation hydraulique. En effet toute fuite de fluide en profondeur sera entraînée vers la résurgence au rivage. Toutefois, si des gaz sont présents, il est fort probable, en raison de la très faible densité des gaz (donc de leur grande flottabilité), que ces gaz passent l'interface saline et se retrouvent dans l'aquifère d'eau douce.

Toutefois, toute contamination suite à un déversement en surface, dans un milieu insulaire risque de contaminer l'aquifère et ainsi de menacer la source d'alimentation en eau des résidents. Il faut aussi savoir quel type d'aquifère est présent :

⁴ Portrait territorial Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine, MRNF, 2006

⁵ Circular 1262

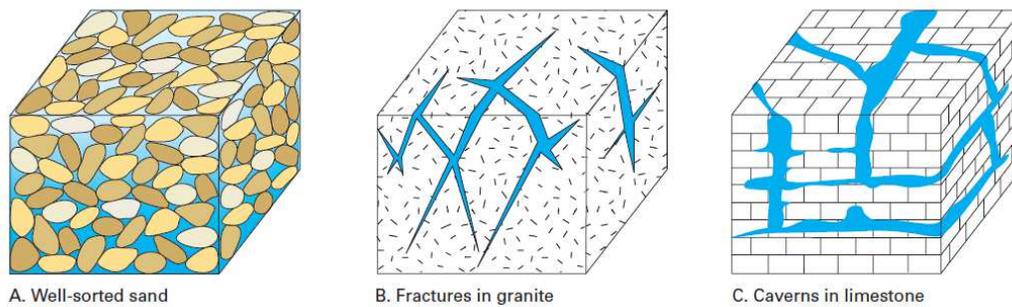


FIGURE 5 ILLUSTRATION DES DEUX TYPES D'AQUIFÈRE ; MILIEU POREUX OU MILIEU FRACTURÉ⁶

Dans la figure 5, l'illustration A montre un milieu granulaire ou grès (comme aux îles de la Madeleine), le volume des pores (la porosité) peut facilement atteindre 25 % il y a donc beaucoup de place pour emmagasiner de l'eau. Par contre, les figures B et C illustrent la circulation de l'eau souterraine en milieu fracturé, plus typique d'Anticosti et pour laquelle la porosité atteint rarement plus de 5 %.



FIGURE 6 FALAISE À ANTICOSTI : ILLUSTRATION DES DIACLASES VERTICALES (FRACTURES NATURELLES) PRÉSENTES SUR L'ÎLE⁷

À Anticosti, les fractures constituent les chenaux d'infiltration et de circulation des eaux souterraines. Le volume d'eau dans l'aquifère, utilisable pour la population, dépend donc de la porosité de l'aquifère, de la facilité d'infiltration de l'eau de précipitation (la

⁶ Circular 1262

⁷ E. Bordet, Analyse structurale de l'île et de la plateforme d'Anticosti. Thèse INRS, 2007

recharge) et de la topographie (h) qui influence l'élévation de l'aquifère au-dessus de la mer.



FIGURE 7 FALAISE SUR LA RIVE NORD D'ANTICOSTI (BAIE DE LA TOUR)⁸.

Notez la ligne sombre à mi-hauteur de la falaise qui est la résurgence d'eau souterraine ce qui illustre l'effet de la topographie sur l'élévation de la nappe. Cette figure présente une bonne illustration de la protection conférée par la topographie d'Anticosti, contre les intrusions salines, la nappe y est beaucoup plus épaisse et plus haute ce qui force le biseau salin à être beaucoup plus profond (en fait, 40 fois plus bas que l'élévation de la nappe selon l'équation simplifiée mentionnée avant).

⁸ Site internet René Bourque, http://www.anticostiphotos.com/galerie_ete2011_ipad_fr/content/Photos_Ren_Bourque-1840_large.html

Modifications potentielles du biseau salin

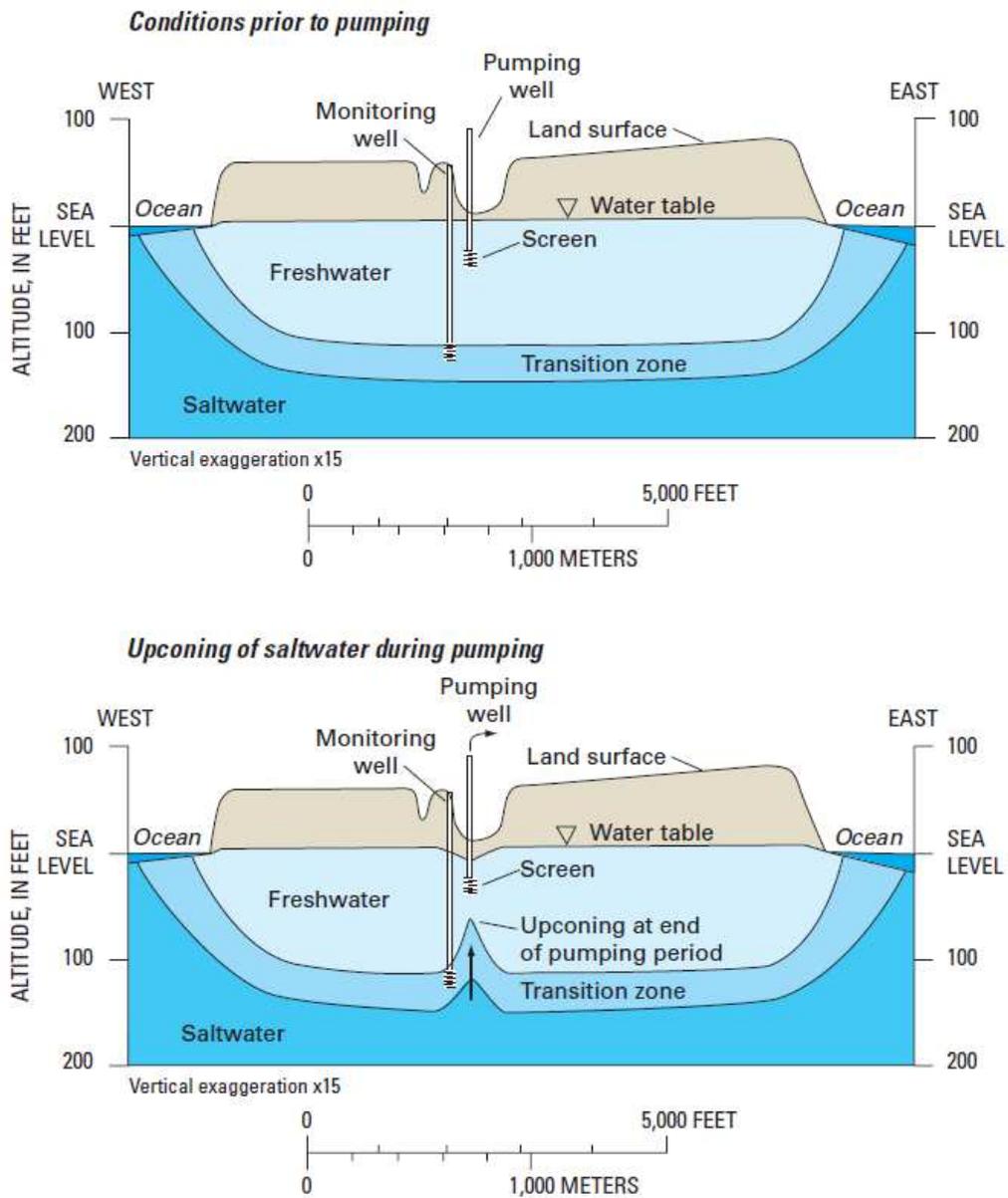


FIGURE 8 ILLUSTRATION DE L'EFFET DU POMPAGE DE L'AQUIFÈRE EN MILIEU INSULAIRE⁹

⁹ Circular 1262

Comme on diminue h en pompant, on diminue Z (par 40 fois) l'interface saline remonte ce qui diminue le volume d'eau disponible. Si l'interface saline arrive au puits, celui-ci devient inutilisable.

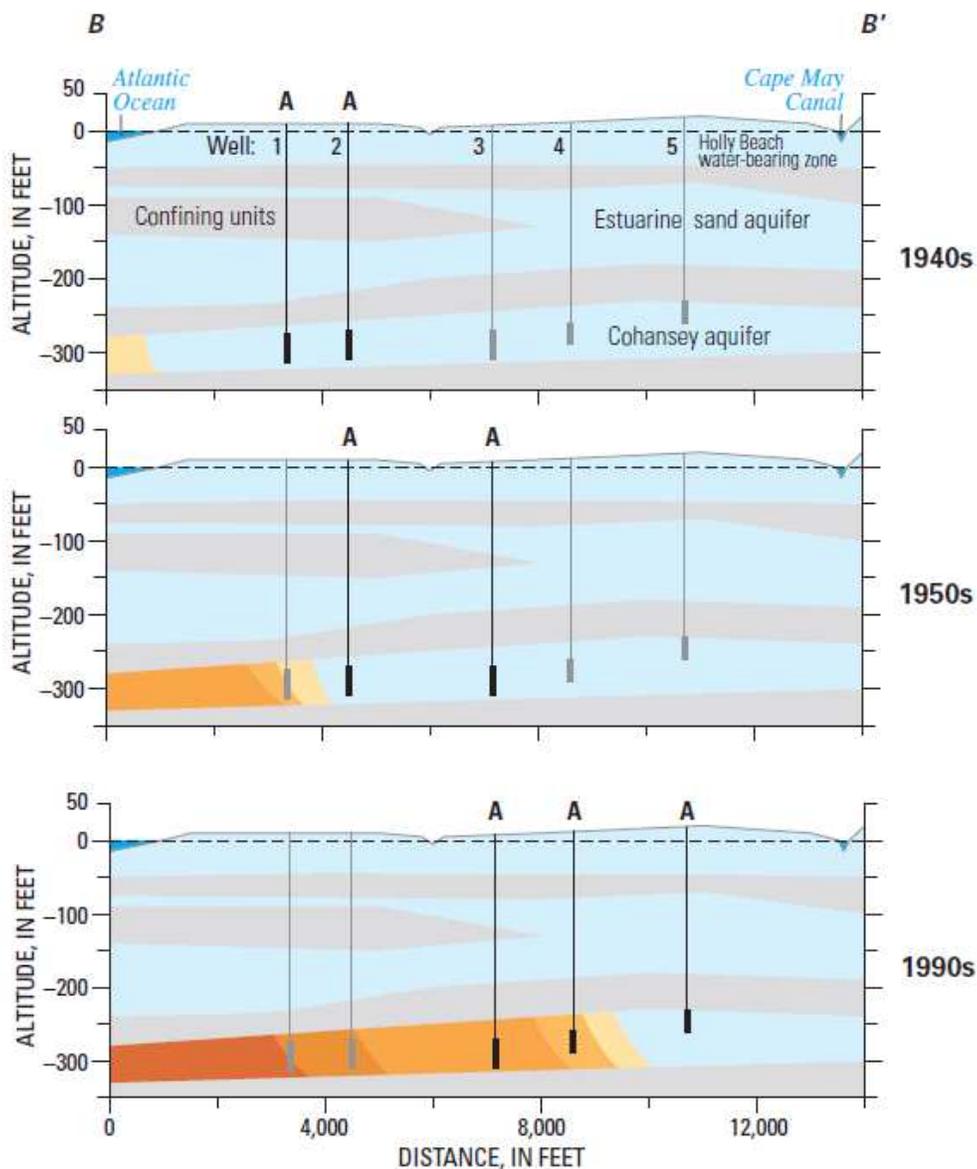


FIGURE 9 ILLUSTRATION DE LA PROGRESSION DU FRONT SALIN DANS L'AQUIFÈRE COHANSEY, SUITE AU POMPAGE DES DIVERS PUIITS, CAPE MAY, NJ¹⁰

La distance d'infiltration horizontale du front salin à partir du rivage varie selon la topographie (qui fixe la hauteur de h dans l'équation) et dans certains cas, elle peut atteindre plus de 2 km si les pompages font trop baisser la pression dans l'aquifère.

¹⁰ Circular 1262

Impacts potentiels de la fracturation hydraulique

Mise en place des forages

Plusieurs des articles scientifiques récents qui traitent de la question reliée à la contamination potentielle de l'eau souterraine reliée à la fracturation hydraulique, que ce soit en milieu continental ou insulaire, concluent que les cas de contamination observés sont reliés à des mauvaises conception de puits ou à des erreurs lors de la mise en place des puits (mauvaise cimentation) et qu'une mise en place adéquate des forages constitue le meilleur moyen de protection des eaux souterraines. D'ailleurs plusieurs autorités responsables, dont l'état de New York et le Québec, interdisent la mise en place de puits pétroliers et gaziers dans les aires d'alimentation des puits municipaux.

Constats de 4 rapports d'envergure nationale :

Rapport de la Société Royale et du Royal Academy of Engineering (2012)¹¹

«Concerns have been raised about the risk of fractures propagating from shale formations to reach overlying aquifers. The available evidence indicates that this risk is very low provided that shale gas extraction takes place at depths of many hundreds of metres or several kilometres. Geological mechanisms constrain the distances that fractures may propagate vertically. Even if communication with overlying aquifers were possible, suitable pressure conditions would still be necessary for contaminants to flow through fractures. More likely causes of possible environmental contamination include faulty wells, and leaks and spills associated with surface operations. Neither cause is unique to shale gas. Both are common to all oil and gas wells and extractive activities. Ensuring well integrity must remain the highest priority to prevent contamination. The probability of well failure is low for a single well if it is designed, constructed and abandoned according to best practice»

Rapport du Australian Council of learned academies (2013)¹²

«Contamination of aquifers and surface water can result from chemical spillage. The industry already has rigorous systems for dealing with spillage, or from the incorrect disposal of the hydraulic fracturing fluid (already controlled by regulators under most jurisdictions), or from produced water. Contamination can also potentially occur via

¹¹ <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>

¹² <http://www.acola.org.au/PDF/SAF06FINAL/Final%20Report%20Engineering%20Energy%20June%202013.pdf>

leakage from a borehole into a freshwater aquifer, due to borehole failure, particularly from abandoned bores, or (though less likely) from an incorrect hydraulic fracturing operation. These are unlikely to occur if best practice is followed, but regulations need to be in place and enforced, to help to ensure this.»

Rapport du Conseil Canadien des académiciens (2014)¹³

«Natural gas leakage from improperly formed, damaged, or deteriorated cement seals is a long-recognized yet unresolved problem that continues to challenge engineers. Leaky wells due to improperly placed cement seals, damage from repeated fracturing treatments, or cement deterioration over time, have the potential to create pathways for contamination of groundwater resources and to increase GHG emissions»

«The greatest threat to groundwater is gas leakage from wells for which even existing best practices cannot assure long-term prevention»

Rapport du US EPA¹⁴

Ce rapport, encore à l'étape préliminaire, a examiné cinq aspects de la fracturation hydraulique :

- les prélèvements d'eau;
- le mélange des additifs chimiques;
- l'injection dans les puits;
- les eaux de reflux et les eaux de formation;
- le traitement et l'élimination des eaux produites.

Principaux constats de l'étude :

- Des milliers de puits sont forés et fracturés chaque année aux USA (entre 25 000 et 30 000).
- Plus de 9 millions de personnes habitent à moins d'un mile d'un puits qui a été fracturé.
- Environ 6800 sources d'approvisionnement en eau sont situées à moins d'un mile d'un puits.
- Lors de son évaluation, l'EPA a identifié certains mécanismes qui présentent le potentiel d'avoir un impact sur les approvisionnements en eau notamment.
 - le prélèvement d'eau dans certains lieux ou moments de faible disponibilité,
 - les déversements d'eau de fracturation,
 - la fracturation dans ou sous les sources d'approvisionnement en eau,

¹³http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreporten.pdf

¹⁴ http://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/hf_es_erd_jun2015.pdf

- la migration de fluides ou de gaz et
 - le traitement et l'élimination non-conforme des eaux.
- Toutefois, l'EPA n'a pas trouvé de preuves que ces mécanismes ont causé des impacts d'envergure ni systématiques sur les approvisionnements en eau.
 - Il existe des cas spécifiques où ces mécanismes ont causé un impact sur la ressource en eau incluant la contamination de puits. Par contre le nombre de cas identifié est faible si on le compare avec le nombre de puits fracturés.

Quelques articles spécifiques.

Darrah T.H., Vengosh, A., Jackson et al (2014)¹⁵

Dans cet article, nous documentons les émissions fugitives de gaz de huit groupes de puits domestiques situés au-dessus des shales de Marcellus et Barnett, incluant un cas de perte de qualité dans le temps au-dessus du Barnett. Les données de géochimie des gaz indiquent des fuites dans l'annulaire de ciment (quatre cas), dans les tubages de production (trois cas) et un cas de défaillance de puits plutôt que de la migration des gaz induite par la fracturation hydraulique en profondeur (traduction de l'auteur).

Llewellyn et al. (2015). Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development¹⁶

Les conclusions de l'article sont :

- Les données publiées dans cet article ne montrent pas qu'il y a une remontée des fluides de la zone géologique ciblée par la fracturation hydraulique vers la zone aquifère;
- La migration de contaminants dans la zone géologique peu profonde ne se limite pas à la fracturation hydraulique mais a déjà été observée dans le cadre de l'exploitation de puits conventionnels de pétrole et de gaz;
- Ce problème peut être évité en utilisant des pratiques conservatrices pour la construction des puits, comme le coffrage intermédiaire avec une bonne cimentation, et des mesures d'atténuations adéquates.

¹⁵ <http://www.pnas.org/content/111/39/14076.short>

¹⁶ <http://www.pnas.org/content/112/20/6325.abstract>

Conclusions concernant les impacts de la fracturation hydraulique à l'île d'Anticosti

Aucun cas spécifique de contamination en milieu insulaire par la fracturation hydraulique n'a été identifié lors de la revue de littérature.

Contrairement aux Îles de la Madeleine, à Anticosti, il est peu probable que des opérations de fracturation hydraulique affectent la position de l'aquifère ou induisent une modification de la zone de transition entre l'eau douce et l'eau salée et ce en raison de la topographie importante de l'île et de la position relativement élevée de l'eau souterraine.

Une étude récente de la Commission Géologique du Canada¹⁷ indique qu'il existe un fort contraste géomécanique entre la Formation Macasty, qui est la cible pour une éventuelle fracturation hydraulique à Anticosti et les formations qui la recouvrent. Ce fort contraste des paramètres géotechniques, notamment le module de Young et le coefficient de Poisson mesurés dans le puits Chaloupe no 1, limitent la propagation des fractures hydrauliques au-delà de la Formation de Macasty. L'auteur note cependant que cette conclusion n'est basée que sur des mesures dans un seul puits.

Si on examine les cas documentés d'impacts liés à l'utilisation de la fracturation hydraulique, les impacts ne semblent pas reliés au lieu géographique ou à la proximité des côtes mais plutôt à la mise en place des puits, les technologies utilisées pour le scellement des puits ainsi qu'aux activités connexes comme le prélèvement et la gestion des eaux et la mise en place des infrastructures de transport de l'eau et des hydrocarbures.

Les autres impacts potentiels du développement de l'industrie des hydrocarbures présentés dans les sections suivantes ne sont pas reliés à la fracturation hydraulique comme tel.

¹⁷ S. Séjourné, 2015, Étude géomécanique de la Formation de Macasty et de sa couverture dans un puits pétrolier et gazier, île d'Anticosti, Dossier Public no 7892

Contamination potentielle de l'eau par le méthane

Les cas de contamination de l'eau souterraine par le méthane sont communs et sont en grande partie explicables par la faible densité du gaz (il flotte dans l'eau) ce qui fournit un mécanisme qui provoque son déplacement. La contamination des eaux souterraines par le méthane n'implique pas d'impact sur la santé, il est non toxique, mais peut, s'il y en a trop, causer un risque d'incendie ou d'explosion si le méthane se dégaze dans un milieu clos. Au Québec, la majorité des puits soumis à la fracturation hydraulique présentent des fuites de méthane mais les volumes sont mineurs; quelques mètres cubes par jour ou moins, ce qui n'est pas considéré une fuite significative dans les juridictions familières avec l'industrie des hydrocarbures.

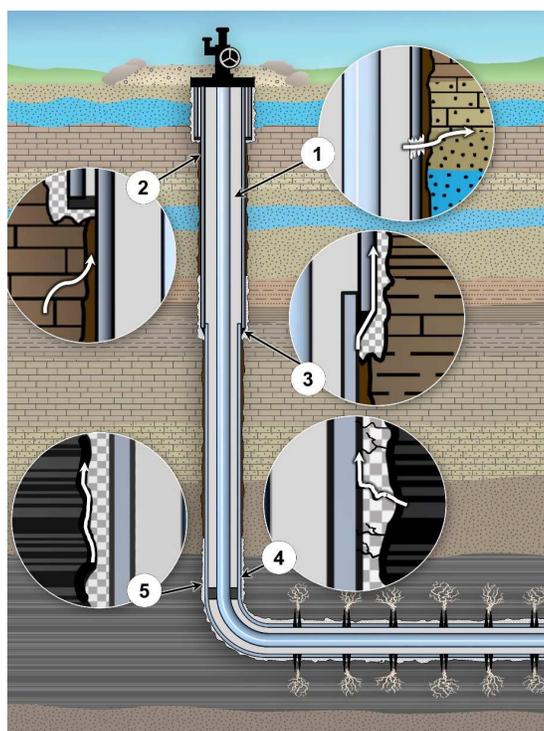


FIGURE 10 VOIES DE MIGRATION POTENTIELLE DES FLUIDES ET DES GAZ DANS UN FORAGE CIMENTÉ¹⁸

La figure 10 illustre les voies de cheminement potentielles du méthane : (1) fuite directe à travers le tubage ou le coffrage, (2) migration le long de l'espace annulaire non cimenté, (3) migration le long de l'espace entre le tubage et le ciment (4) migration à travers une couche de ciment défectueuse ou mal mise en place, (5) migration dans

¹⁸ ÉPA 2015

l'espace annulaire entre la formation et le ciment. Noter que la figure n'est pas à l'échelle et a été conçue pour illustrer les concepts.

Contamination potentielle par les fluides de fracturation

La littérature indique que la contamination d'aquifères par les fluides de fracturation, bien qu'elle soit une des préoccupations les plus citées, est rare ou inexistante. La figure suivante illustre les mécanismes invoqués :

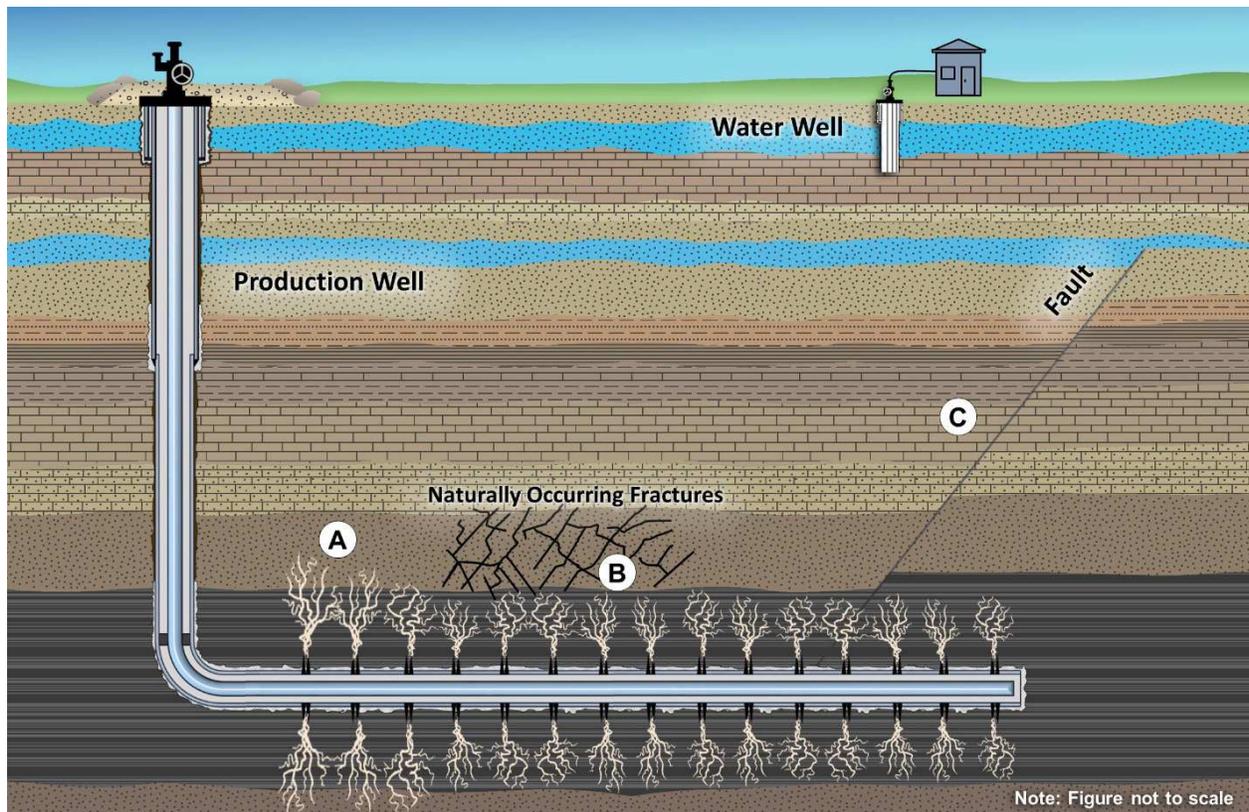


FIGURE 11 ILLUSTRATION CONCEPTUELLE DES VOIES DE MIGRATION POTENTIELLES POUR LES FLUIDES À PARTIR DE LA ZONE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE :

- (a) extension des fractures hors de la zone cible;
- (b) fractures induites qui intersectent des fractures naturelles,
- (c) fractures induites connectées à une faille transmissive¹⁹

¹⁹ EPA 2015

Contamination potentielle par les activités en surface

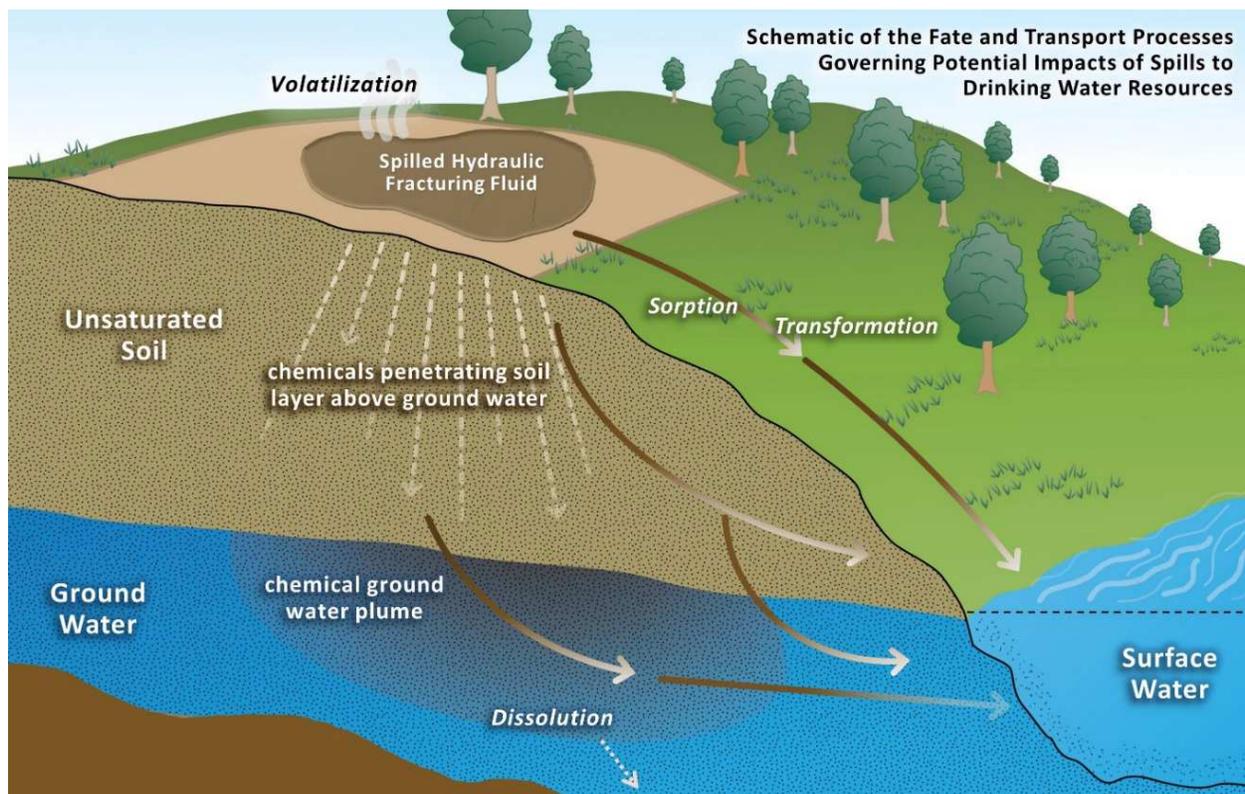


FIGURE 12 IMPACTS POTENTIELS D'UN DÉVERSEMENT EN SURFACE²⁰

Selon le rapport de EPA, il s'agit du cas de contamination le plus commun. Toutefois, l'utilisation de bonnes pratiques permet de minimiser l'impact de tels déversements. Les pratiques utilisables sont :

- l'imperméabilisation des sites,
- l'utilisation de citernes et non de bassins pour retenir les eaux industrielles,
- une bonne ingénierie pour la gestion des pentes,
- l'obligation de traiter les eaux industrielles avec des moyens appropriés

²⁰ EPA 2015

Impacts potentiels des infrastructures de production

Cette section présente un bref aperçu des impacts potentiels du développement de l'industrie sur un milieu insulaire. Ces impacts ne sont pas reliés à la fracturation hydraulique et seraient présents à Anticosti si la fracturation hydraulique n'était pas utilisée. Ils seront repris en détail dans les rapports des ÉES.

Infrastructures routières

La mise en place de routes et de sites de forage cause une augmentation du ruissellement et l'émission de poussières (si les routes ne sont pas pavées). Des articles récents ont calculé qu'entre 1 et 3 % du territoire serait affecté lors du développement intensif de l'industrie²¹²². L'étude ATRA02 des ÉES en cours a évalué que des dépenses entre 107 et 207 millions de dollars seraient requises pour mettre à niveau le réseau routier à Anticosti, l'entretien annuel est estimé entre 1.5 à 2.9 millions de dollars.

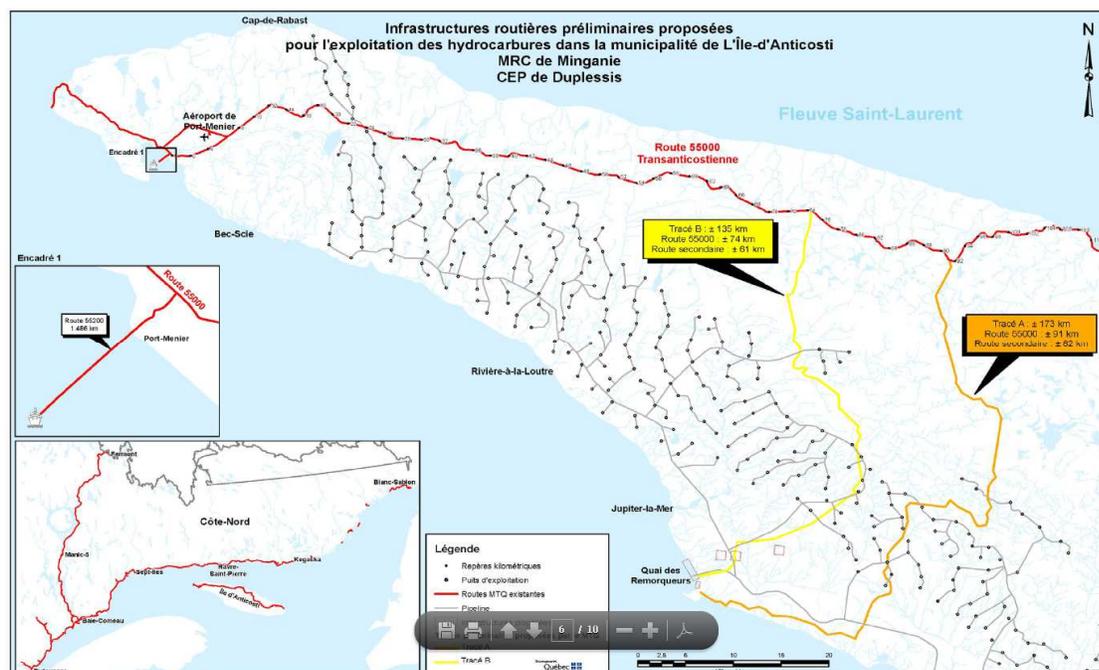


FIGURE 13 INFRASTRUCTURE ROUTIÈRE REQUISE (ATRA02)²³

²¹ Racicot et al, 2014

²² Johnson et al, 2010

²³ <https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-plan-acquisition-connaissances.asp>. Étude ATRA02.

Les impacts sur les cours d'eau sont une hausse des particules en suspension (turbidité) dans les cours d'eau ce qui impacte la faune aquatique et peut diminuer l'efficacité du traitement des eaux potables. Cet impact a été clairement documenté en Pennsylvanie pour les régions à forte densité de forages²⁴. Une bonne conception des routes et fossés limite cet impact.

L'augmentation de la circulation routière augmente également les risques d'accident et de déversements. Mais il est relativement facile de gérer ce problème en régissant la vitesse des camions et en favorisant l'utilisation de conduites et non le camionnage pour transporter l'eau de fracturation vers les sites de forage. L'utilisation de plateformes multi-puits diminue également le transport dans les régions en développement.



FIGURE 14 CAMIONS²⁵ OU CONDUITES²⁶ ?

Ports

Les impacts potentiels d'un port industriel sont relativement connus. Par contre, il faut convenir qu'aucun accident d'envergure n'est arrivé au quai d'Ultramar, à Lévis depuis sa mise en service.

Une étude²⁷ réalisée dans le cadre des ÉES en cours a examiné la question pour Anticosti et voici quelques constats :

- Deux types d'installations maritimes sont à prévoir, soit des installations temporaires pour permettre la réception des matériaux et des équipements durant la construction, de même que des installations permanentes pour

²⁴ <http://www.pnas.org/content/110/13/4962.abstract>

²⁵ <https://wilksinfo.files.wordpress.com/2013/08/water-trucks.jpg>

²⁶ <http://simonlee.empowernetwork.com/blog/the-science-of-shale-gas>

²⁷ <https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-plan-acquisition-connaissances.asp>. ATRA01, 2015

l'expédition des produits des hydrocarbures, selon les besoins des différents marchés.

- En phase de construction, l'utilisation de barges et d'installations portuaires temporaires pourrait a priori être adaptée aux conditions particulières de l'île d'Anticosti. En phase d'exploitation, la mise en place d'installations permanentes pour le transport des matériaux serait requise. Il en va de même pour l'expédition des produits.
- La rive nord de l'île d'Anticosti est éloignée de la zone des plateformes. De plus, selon les informations disponibles, elle est caractérisée par la présence de falaises imposantes et un littoral rocheux. Dans ce contexte, l'aménagement d'infrastructures maritimes sur la rive nord n'est pas à privilégier.
- Deux sites ont été identifiés en fonction de leur distance par rapport au centre de l'île et à l'absence apparente de formations rocheuses sur le littoral. Des études de faisabilité seront nécessaires pour valider le potentiel de ces sites pour l'aménagement d'infrastructures maritimes.
- L'étude ATRA01 n'a pas estimé le coût du port seul mais l'a combiné avec l'infrastructure de collecte des gaz (le réseau de conduites de diamètre variable de quelque 1600 km) et arrive à un coût combiné de l'ordre de 2 milliards de dollars.

Pipelines et gazoducs

À Anticosti, il sera nécessaire de mettre en place un réseau de collecte des gaz et des hydrocarbures liquides. Dans l'étude ATRA01, WSP a estimé que 1600 km de conduites diverses seraient requises. Par ailleurs, il faudra potentiellement plus de conduites pour acheminer l'eau requise pour les fracturations vers les sites et transporter l'eau usée vers un éventuel centre de traitement des eaux de reflux.

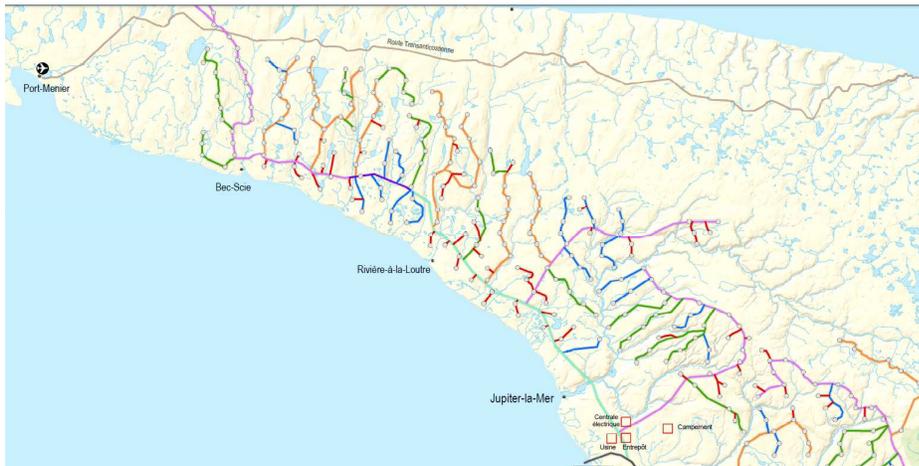


FIGURE 15 ILLUSTRATION D'UNE PARTIE DU RÉSEAU DE COLLECTE REQUIS À ANTICOSTI²⁸

Les couleurs différentes correspondent à des diamètres de plus en plus grands.



FIGURE 16 ILLUSTRATION D'UN PIPELINE EN MILIEU NORDIQUE ET D'UNE PLATEFORME DE FORAGE²⁹.

²⁸ ATRA01

²⁹ ATRA01

À Anticosti, l'épaisseur des sols est faible et il est probable que tout réseau de collecte ne sera pas enfoui.



FIGURE 17 RIVIÈRES À SAUMONS À ANTICOSTI³⁰

Par ailleurs, l'omniprésence de rivières à Saumons à Anticosti ainsi que leur orientation perpendiculaire aux infrastructures de transport des hydrocarbures va compliquer l'acheminement de ces derniers vers l'éventuel port à Anticosti. L'étude GTRA03 des ÉES en cours a examiné cette question et couvre les divers aspects de la problématique de la traversée des cours d'eau.

Déversement en mer et échouages

Avec les technologies modernes de localisation, la mauvaise réputation d'Anticosti, d'être le cimetière du Saint-Laurent, n'est plus à redouter. Cependant, en ce moment, les capacités d'intervention en cas d'incident ou d'accident marin sont limitées. L'étude GTVS02 des ÉES en cours et voici ses principaux constats :

- Lors d'un déversement, les intervenants gouvernementaux, la SIMEC et les entreprises connaissent bien leurs rôles et responsabilités selon les cas.
- Au regard des cas étudiés, les opérations d'intervention semblent pertinentes et donnent les résultats attendus en limitant les impacts de la pollution sur le milieu.

³⁰ <https://hydrocarbures.gouv.qc.ca/EES-plan-acquisition-connaissances.asp>. AENV04-05 : Caractérisation physique et biologique de l'île d'Anticosti.

- Des améliorations pourraient être apportées afin de prévenir les déversements d'hydrocarbures provenant des navires en mauvais état ou à l'abandon.
- La présence de services de remorquage pourrait prévenir des déversements lorsque ces derniers sont causés à la suite d'une panne sur un navire.
- Au Canada, la recherche et le développement en matière de récupération, d'analyse d'impact sur l'environnement, de caractérisation des produits pétroliers et des méthodes de récupération ne fait pas l'objet d'un programme centralisé financé à même les redevances perçues par l'industrie pétrolière. Par contre, différentes initiatives existent.

Présentement, le Régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversement maritime d'hydrocarbures causé par un navire couvre plusieurs aspects permettant d'assurer la sécurité du public et dans une certaine mesure, des écosystèmes. Ce régime est en conformité avec les plus récentes conventions internationales traitant du sujet. De plus, les démarches entreprises par le gouvernement du Canada afin d'améliorer le Régime, notamment celles touchant les plans d'intervention localisée, devraient faire en sorte que plusieurs dispositions seront améliorées dans un proche avenir.

Par ailleurs, il a été noté que les mauvaises conditions climatiques ne sont pas toujours prises en compte dans les normes actuelles d'intervention. En effet, la présence de glaces, de froid, de vagues ou d'amplitude de marée par exemple ne semble pas faire l'objet d'une attention particulière *a priori* dans les plans d'intervention mais plutôt de contraintes parmi tant d'autres propres à un événement.

Exemples de cas de développement gazier et pétrolier en milieu insulaire avec la fracturation hydraulique

Ile Barrow, Australie :

L'île Barrow, d'une superficie de 202 km², est une île inhabitée localisée 50 km à l'est de l'Australie.

L'île est à la fois une réserve de biodiversité et un centre de production d'hydrocarbures, plus de 600 forages fracturés à petit volume depuis plus de 30 ans y ont été réalisés et plus de 320 millions de barils de pétrole³¹. La production actuelle est de 5,500 barils par jour.

En 1933, le gouvernement local a inclus une exception dans la loi sur les hydrocarbures qui déclarait que le permis d'exploration ayant été émis sur l'île Barrow, malgré son statut d'aire protégée, était valide et qu'un bail pétrolier pouvait être émis. Suite à la découverte de pétrole en 1966-67, et en raison de l'importance du gisement et des investissements, la loi sur le pétrole fut amendée pour confirmer la validité du permis et confirmer le statut de réserve écologique de l'île mais incluait la possibilité d'imposer des conditions sur tout permis, licence ou bail afin d'assurer la protection de la faune et de la flore³².

Depuis quelques années Chevron, y a construit une usine de liquéfaction de gaz naturel pour des champs gaziers situés en milieu marin localisés à quelque 10 km au nord de l'île. Un nouveau champ gazier majeur, le projet Gorgon va utiliser ces infrastructures. La superficie totale occupée par les infrastructures résidentielles, gazières et pétrolières est d'environ 4.5% de l'île.

Le gaz naturel du champ Gorgon contient environ 15% de CO₂ et ce gaz sera séparé du gaz naturel et réinjecté dans l'aquifère salin situé en profondeur. Ce projet de captage et de séquestration de CO₂ est un des plus grands jamais conçu. Il permet à la fois la séquestration du CO₂ et l'injection d'eau de procédé (il y a 270 puits d'injection) ce qui rehausse la production des puits pétroliers situés sur l'île

L'île Barrow présente plusieurs caractéristiques uniques, notamment l'absence de feux de brousse depuis 1950, aucune espèce envahissante introduite (renards, chats, lapins,

³¹ http://gastoday.com.au/news/50_years_of_oil_at_barrow_island/88646

³² C:\Users\lamch01\Desktop\milieu insulaire\Barrow\Barrow Island Robin Chapple MLC.htm

chèvres, souris, rats), aucune agriculture, les eaux marines sont protégées. Par ailleurs, 4 espèces de tortues marines fréquentent l'île qui est également une halte migratoire importante. Aussi, une faune souterraine est présente dans les grottes et zones karstiques de l'île.

L'opérateur effectue du suivi sur les eaux souterraines à au moins 5 sites selon un plan de gestion des eaux souterraines et il y a de la contamination à proximité des réservoirs de stockage pétroliers et des lagunes de traitement par évaporation des eaux usées en raison du long historique d'activités pétrolières.³³ Selon le EPA local, les panaches de contamination sont stables. Un site d'entreposage de sols contaminés par les hydrocarbures devra être remplacé par un site de bioremédiation des sols.

Il semble que malgré les travaux, les forages et la présence d'une usine de liquéfaction de gaz naturel, l'écologie de l'île est en grande partie intacte et la compagnie a reçu plusieurs prix environnementaux à cet effet³⁴. Une des préoccupations majeures est d'éviter l'introduction d'espèces invasives et les efforts semblent avoir protégé la biodiversité de l'île³⁵.

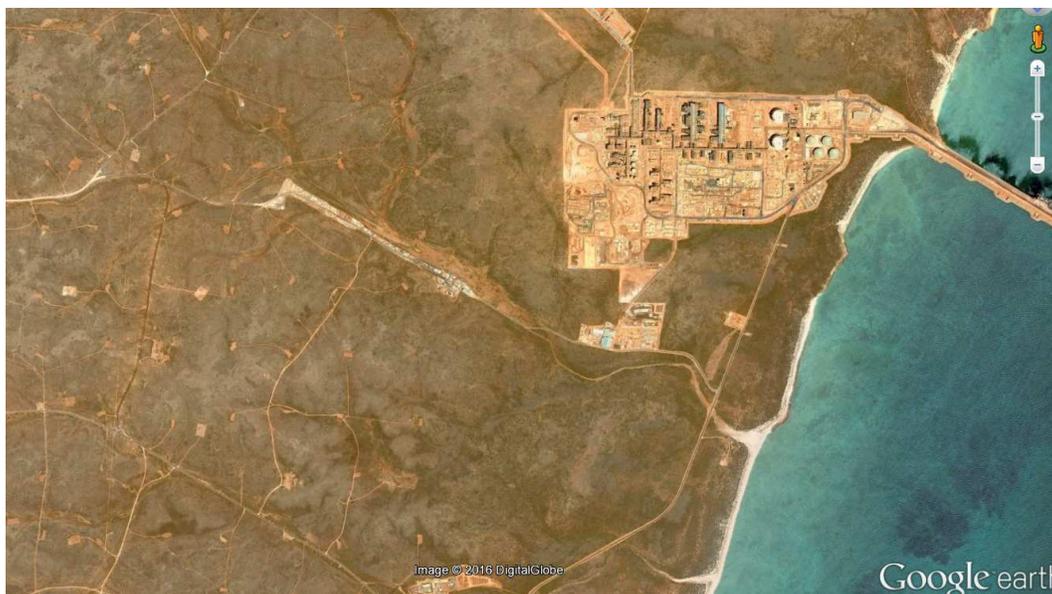


FIGURE 18 ÎLE DE BARROW, AU NORD-EST D'AUSTRALIE³⁶

³³ EPA, decision document L4467/1972/14 <https://www.der.wa.gov.au/component/k2/item/2893-chevron-australia-pty-ltd-barrow-island?Itemid=175>

³⁴ <http://www.chevron.com/documents/pdf/corporateresponsibility/BarrowIslandQuarantineCaseStudy.pdf>

³⁵ Moro et Lagdon, 2013. Records of the western Australian museum supplément 83

³⁶ Google Earth

On distingue l'usine de liquéfaction de gaz, le quai de chargement et de multiples plateformes de forage. 20°44'11.67" Sud par 115° 37'05.55" Est. Google Earth.

Bassins Magallanes sur l'île Terre de feu (Terra de Fuego)

Sur l'île de Terra del Fuego la compagnie d'état gazière du Chili prévoit plus de 30 forages avec fracturation sur l'île en 2014. Les premiers essais dans des puits verticaux ont eu lieu en 2012 et les résultats sont positifs. Le gisement est à plus de 2000 m de profondeur et contient du gaz naturel et un peu de condensats. L'île est triangulaire (200 km de côté) et est traversée par la frontière Chili-Argentine.

Ce projet est caractérisé par une acceptabilité sociale élevée, au Chili, surtout parce que les réservoirs conventionnels sont presque épuisés et que la fracturation hydraulique des shales de la région peut de nouveau alimenter le Chili en gaz naturel³⁷. Fait particulier à ce pays, fortement dépendant du gaz naturel, les compagnies détentrices de permis de gaz, doivent vérifier si leurs permis contiennent du gaz de schiste³⁸.



FIGURE 19 MULTIPLES PLATEFORMES DE FORAGE AU CENTRE DE PRODUCTION GAZIÈRE SUR L'ÎLE DE TERRE DE FEU³⁹

³⁷ <http://www.oj.com/articles/2014/07/chile-looking-to-gas-to-meet-energy-demand-energy-minister-says.html>

³⁸ https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Other_South_America_Bolivia_Chile_Paraguay_2013.pdf

³⁹ Google earth

La ligne jaune est la frontière entre le Chili et l'Argentine. L'image fait environ 15x12 km et est centrée aux coordonnées 52° 56' 52.79" Sud et 68° 39' 08.43" Ouest.

Dans le pays voisin, en Argentine, le développement des hydrocarbures est vivement contesté dans la région Vaca Muerte, située plus au Nord. Le même type d'acteur qu'au Québec est présent et des groupes d'activistes contestent le développement de la ressource avec la fracturation hydraulique en invoquant les mêmes craintes qu'au Québec (impact sur le territoire, contamination potentielle, émission de GES, préférence pour l'énergie renouvelable). Toutefois, le gouvernement a décidé d'exploiter les hydrocarbures de roche mère pour des fins d'autonomie énergétique et pour limiter les achats outremer.

Plus au sud, à Terra del Fuego, il n'y a pratiquement pas de résidents et la contestation sociale n'est pas présente.

Dans la littérature, les cas de contamination en lien avec les hydrocarbures dans ce bassin pétrolier sont reliés aux déversements en mer.

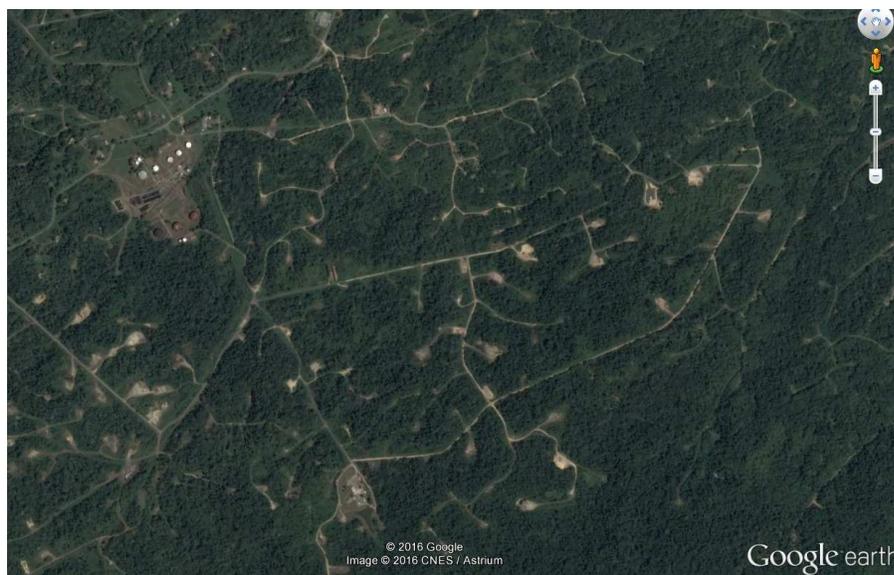
Ile de Trinidad

L'île de Trinidad, exploite les hydrocarbures depuis les années 1900 et est le plus grand producteur d'hydrocarbures des Caraïbes. La production de pétrole diminue et l'île passe maintenant à la production de gaz naturel en milieu marin. On y a développé un centre de liquéfaction de gaz à quatre lignes de production, à Point Fortin et l'île exporte 70 000 barils par jour de GNL en plus de produire de l'ammoniaque pour l'industrie des fertilisants. Les réservoirs sont conventionnels mais l'industrie explore actuellement la possibilité d'utiliser la fracturation hydraulique pour augmenter ses réserves.

Dans la littérature, il semble qu'à Trinidad, l'impact principal de la fracturation hydraulique est une perte de parts de marché pour le GNL et l'azote en raison de l'augmentation de la production de gaz naturel aux USA.

L'alimentation en eau demeure une préoccupation sociale importante pour cette île tropicale et une infrastructure de gestion de l'eau est en place. À ce jour, les réseaux de suivi de qualité de l'eau (surface et souterraine) n'ont révélé aucun impact direct de l'industrie des hydrocarbures sur la qualité de l'eau, sinon la contamination de certaines plages autour du Golfe de Paria (ouest de l'île). Cette contamination serait associée au transport maritime des hydrocarbures.

Il existe comme ailleurs, certains impacts dus aux déversements en surface, notamment des excès de nitrate dans l'eau souterraine et le déversement d'eaux non traitées dans les cours d'eau.⁴⁰



⁴⁰<http://www.oas.org/reia/iwcam/pdf/trinidad%20and%20tobago/trinidad%20and%20tobago%20national%20report.pdf>

FIGURE 20 ÎLE DE TRINIDAD, PLATEFORMES DE FORAGES CONVENTIONNELLS ET RÉSERVOIRS⁴¹

Le centre de la figure est à quelque 9 km de la côte. La figure mesure environ 4 km par 2 km. Coord 10° 09'13" Nord 61° 33'57.01" Ouest

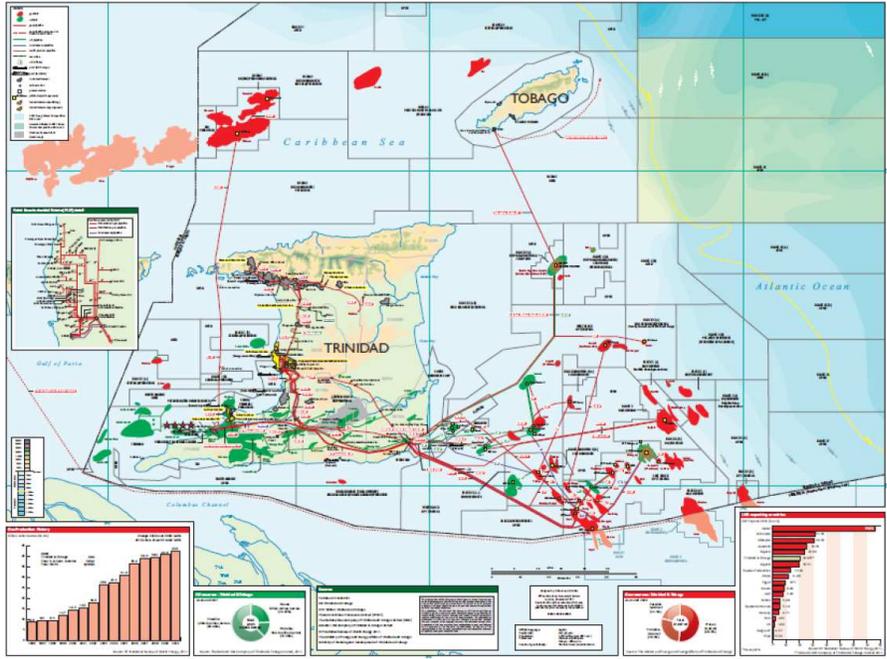


FIGURE 21 CHAMPS GAZIERS ET PÉTROLIERS DE TRINIDAD⁴²

Les champs pétroliers (vert) et gaziers (rouge) de Trinidad. L'île elle-même fait 110 x 80 km soit environ 1000 km² de plus qu'Anticosti.

⁴¹ Google Earth

⁴² http://ngc.co.tt/wp-content/uploads/pdf/NGC_Webinar_The%20Structure_History_and_Role_of_the_Natural_Gas_Industry_2013-08-22.pdf Tertiary Natural Gas Workshop, 2013

Île de Barbade

L'île a produit du pétrole artisanal dès la fin du 18^e siècle et on y a foré environ 250 puits à ce jour dont 100 sont encore en production dans la région de Woodbourne, à environ 5 km du rivage. La production totale est de l'ordre de 1000 barils par jour.

Il n'y a aucune mention de fracturation hydraulique dans ce bassin pétrolier.

L'île a récemment mis à l'encan des permis en milieu marin.

La corporation de la couronne qui exploite les installations a mis en place, en 1997, un réseau de suivi de la qualité des eaux souterraines afin de préserver la qualité de l'eau souterraine.

L'eau souterraine est la ressource la plus exploitée sur l'île car plus de 87% de la surface de l'île est constituée de calcaire très poreux qui facilite l'infiltration des précipitations. En fait il n'y a pas de cours d'eau permanents sur l'île pour cette raison et une station de désalinisation de l'eau de mer a été construite en 2000.

Sur toute l'île, la qualité de l'eau souterraine est suivie depuis 1962⁴³ et l'organisme ne fait état d'aucune contamination associée à l'exploitation des hydrocarbures sauf pour des cas locaux associés aux stations services.



FIGURE 22 CHAMPS PÉTROLIERS DE WOODBURN, BARBADE⁴⁴

⁴³ WHO, 2006, Protecting groundwater for health, Case of Babados.

⁴⁴ Google earth

Conclusion

La proximité entre l'eau de mer et les aquifères côtiers et insulaires, crée des problèmes uniques à cet environnement en regard de la pérennité des aquifères. Deux des problèmes communs sont l'intrusion d'eau saline dans les aquifères d'eau douce et la diminution des volumes et de la qualité des résurgences d'eau douce vers les écosystèmes du littoral.

Contrairement aux Îles de la Madeleine, à Anticosti, il est peu probable que des opérations de fracturation hydraulique affectent la position de l'aquifère ou induisent une modification de la zone de transition entre l'eau douce et l'eau salée et ce en raison de la topographie importante de l'île et de la position relativement élevée de l'eau souterraine.

Les cas de contamination de l'eau souterraine par le méthane sont communs dans l'industrie des hydrocarbures. La contamination des eaux souterraines par le méthane n'implique pas d'impact sur la santé, il est non toxique, mais peut, s'il y en a trop, causer un risque d'incendie ou d'explosion si le méthane se dégaze dans un milieu clos. Au Québec, la majorité des puits soumis à la fracturation hydraulique présentent des fuites de méthane mais les volumes sont mineurs; quelques mètres cubes par jour ou moins, ce qui n'est pas considéré une fuite significative dans les juridictions familières avec l'industrie des hydrocarbures.

Si on examine les cas documentés d'impacts liés à l'utilisation de la fracturation hydraulique, les impacts ne semblent pas reliés au lieu géographique ou à la proximité des côtes mais plutôt à la mise en place des puits, les technologies utilisées pour le scellement des puits ainsi qu'aux activités connexes comme le prélèvement et la gestion des eaux et la mise en place des infrastructures de transport de l'eau et des hydrocarbures. Ces impacts ne sont pas reliés à l'utilisation de la fracturation hydraulique mais plutôt à la mise en place des puits.

Aucun cas spécifique de contamination en milieu insulaire attribuable à l'utilisation de la fracturation hydraulique n'a été identifié lors de la revue de littérature.

Bibliographie

Australian Council of Learned Academies, 2013, Engineering Energy : Unconventional gas production. A study of shale gas in Australia. <http://www.acola.org.au/PDF/SAF06FINAL/Final%20Report%20Engineering%20Energy%20June%202013.pdf>

Barlow, P.M., 2013, Groundwater in Freshwater-Saltwater Environments of the Atlantic Coast, USGS Circular 1262.

Bordet, E. 2007 Analyse structurale de l'île et de la plateforme d'Anticosti. Thèse INRS

Conseil des académies Canadiennes, 2014. Environmental impacts of shale gas extraction in Canada. http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreporten.pdf

Darrah T.H., Vengosh, A., Jackson et al. , 2014. Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking water wells overlying the Marcellus and Barnett shales. PNAS, sept 2014. ¹ <http://www.pnas.org/content/111/39/14076.short>

EIA 2015. Technically recoverable Shale oil and shale gas resources: Other, South America.

Johnson, N. 2010. Pennsylvania energy impacts assessment. Report 1: Marcellus shale natural gas and Wind. The Nature conservancy, Harrisburg.

Llewellyn, G.T., Dorman, F et al, 2015. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus shale gas development. PNAS, april 2015. ¹ <http://www.pnas.org/content/112/20/6325.abstract>

MRNF, 2006, Portrait territorial Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine, MRNF, 2006

MTQ, 2015, Évaluation des besoins supplémentaires en infrastructures routières requises sur l'île d'Anticosti pour l'exploitation des hydrocarbures. ÉES Anticosti, étude ATRA02.

Olmstead, S., Muehlenbachs, L. Shih, J., 2013, Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. PNAS, vol 110.

Racicot, A, Babin-Roussel, V, Dauphinais J et al. 2014. A framework to predict the impacts of shale gas infrastructures on the forest fragmentation of an agroforest region. Environmental Management, vol. 53.

Royal Society and Royal academy of Engineering, 2012, Shale gas extraction in the UK, a review of Review of hydraulic fracturing. <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>

Water Resource Agency, 2001, National report on Integrating the management of watersheds and coastal areas in Trinidad and Tobago.

WSP 2015, Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation. ÉES Anticosti, étude ATRA01.