

# Chapitre 4

## EXPLORATION ET EXPLOITATION DES RESSOURCES NATURELLES

*Maud Touchette, Gwénaëlle Chaillou et Richard St-Louis*

# Chapitre 4 TABLE DES MATIERES

<b>CHAPITRE 4 EXPLORATION ET EXPLOITATION DES RESSOURCES NATURELLES.....</b>	<b>108</b>
<b>4.1 Portrait des ressources naturelles aux îles-de-la-Madeleine .....</b>	<b>110</b>
<b>4.2 Le potentiel en hydrocarbures et les droits d'accès aux ressources souterraines non renouvelables .....</b>	<b>111</b>
<b>4.3 RESSOURCES NATURELLES CONTINENTALES EXPLOITÉES AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE .....</b>	<b>114</b>
4.3.1 Sablières et gravières .....	114
4.3.2 Gisements de sel .....	115
<b>4.4 LES RESSOURCES MINIÈRES POTENTIELLEMENT EXPLOITABLES : EXEMPLE DU GAZ NATUREL .....</b>	<b>120</b>
4.4.1 Gaz naturel et techniques conventionnelles de forage .....	120
4.4.2 Étapes de réalisation des activités d'exploration et d'exploitation .....	123
4.4.3 Impacts potentiels des activités d'exploration et d'exploitation gazière sur les aquifères d'eau douce.....	131
<b>4.5 LOCALISATION DES ACTIVITÉS POTENTIELLES D'EXPLORATION GAZIÈRE AUX ÎLES-DE-LA MADELEINE .....</b>	<b>146</b>
<b>FAITS SAILLANTS .....</b>	<b>151</b>
<b>4.6 RÉFÉRENCES .....</b>	<b>154</b>

*«Bien que dans l'ensemble, l'impact de la production minière et pétrolière puisse être inférieur à celui d'autres utilisations du territoire, telles que l'agriculture et l'aménagement urbain, ces secteurs d'activité peuvent avoir un effet significatif localement sur la disponibilité de l'eau pour d'autres usages».*

*Ptacek et al.2004*

---

Au Canada, les activités d'extraction de ressources naturelles non renouvelables comme les hydrocarbures, les métaux ou encore les agrégats, sont reconnues comme étant des activités posant un risque pour les eaux souterraines (*cf.* Chapitre 1). Ce risque, dont la sévérité et la récurrence doivent être évaluées adéquatement, peut s'exprimer par l'identification des impacts potentiels sur les eaux souterraines. Les impacts potentiels sont de deux ordres : 1) **pollution** diffuse à partir de l'activité de surface (production de résidus pouvant être toxiques, déversement d'hydrocarbures, stockage des résidus d'exploitation, des minéraux, des hydrocarbures, *etc.*), et 2) pénurie d'eau souterraine liée à une utilisation accrue dans le cadre de ces activités. Bien que l'impact des productions minières et pétrolières au Canada sur les ressources hydriques soit globalement inférieur à celui des activités agricoles et de l'urbanisation, ces activités peuvent avoir localement un impact sur la disponibilité de l'eau (Ptacek *et al.*, 2004). L'eau est nécessaire à plusieurs étapes du processus d'exploitation des ressources minières, notamment dans les étapes (i) d'extraction et de concentration dans le cas des métaux et des minerais non métalliques, (ii) de production d'électricité nécessaire au concassage du minerai et de sa transformation sur place au besoin, (iii) à la fusion et au raffinage des métaux et (iv) d'autres traitements visant à améliorer les propriétés de ces matières premières.

Aux Îles-de-la-Madeleine, où les eaux souterraines sont la seule source d'eau potable, les types d'usage et le niveau d'utilisation de cette eau constituent un enjeu majeur. Le développement d'activités minières doit donc être réfléchi et géré dans un cadre particulier. Ce chapitre dresse un portrait général des ressources naturelles présentes sur l'archipel. Il présente les activités déjà développées et les impacts connus de celles-ci sur la ressource hydrique souterraine. Finalement, il présente les activités qui pourraient potentiellement être développées, à la vue des connaissances actuelles sur les ressources naturelles non renouvelables présentes dans l'archipel.

#### **4.1 PORTRAIT DES RESSOURCES NATURELLES AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

Les ressources naturelles sont diversifiées mais restreintes sur les Îles-de-la-Madeleine. Le Tableau 4.1 présente une description de la nature des ressources, celles actuellement exploitées et

celles potentiellement exploitables. Dans le but de bien cerner le rôle de l'exploration et de l'exploitation de ces ressources sur la qualité et la quantité des eaux souterraines, ce chapitre présente un portrait sommaire des ressources naturelles et de leur exploitation actuelle et potentielle.

#### **4.2 LE POTENTIEL EN HYDROCARBURES ET LES DROITS D'ACCÈS AUX RESSOURCES SOUTERRAINES NON RENOUVELABLES**

L'histoire géologique des Îles-de-la-Madeleine, la présence des dômes de sel ainsi que la porosité des roches et dépôts **quaternaires** (*cf.* Chapitre 2, Section 1) permettent la coexistence de plusieurs réservoirs géologiques, de roches mères de bonne qualité, et d'un grand nombre de pièges structuraux et stratigraphiques qui pourraient emprisonner les hydrocarbures ou le gaz. Ce potentiel s'étend bien au-delà de la partie terrestre, loin sur le plateau continental. Des études récentes, notamment celle de Lavoie *et al.* (2009) publiée par la Commission Géologique du Canada, ont mis en évidence que la zone des structures salifères associée à la zone du **Carbonifère** supérieur offrirait un excellent potentiel en gaz naturel. Selon les informations fournies par le Ministère des ressources naturelles (MRN), un forage exploratoire réalisé en 1970 sur la portion terrestre des Îles-de-la-Madeleine a confirmé la présence d'indices de gaz naturel. Mais il n'existe à ce jour aucune connaissance exacte sur la position, la structure et surtout le volume de ces réservoirs potentiels. Seuls des forages exploratoires permettraient de confirmer la présence d'hydrocarbures et, le cas échéant, d'évaluer la possibilité de les exploiter sur une base rentable.

Tableau 4. 1. Portrait des ressources naturelles continentales des Îles-de-la-Madeleine, (tiré et modifié de Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010; Consortium en foresterie Gaspésie – Les Îles, 2008; Tourisme Îles-de-la-Madeleine, 2012.)

<b>Les ressources naturelles des Îles-de-la-Madeleine</b>		
<b>Ressources</b>	<b>Description</b>	<b>Exploitations actuelles et potentielles</b>
<b>Forêt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exploitation massive au début de la colonisation.</li> <li>• Occupation actuelle d'environ 27 % de la surface de l'archipel.</li> <li>• Problème de reboisement naturel et anthropique, car climat difficile (maritime humide avec forts vents) et forte compétition d'herbacées.</li> <li>• Forêt jeune et en reconstruction.</li> <li>• Composante essentielle pour la sauvegarde des IDM, car ralentit l'érosion.</li> <li>• Peuplements de sapins et d'épinettes qui peuvent atteindre une taille commerciale à l'abri du vent, sinon rabougries.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aucune exploitation commerciale actuellement.</li> <li>• Augmentation du reboisement.</li> <li>• Coupes d'assainissement et éclaircies précommerciales.</li> <li>• Augmenter le nombre d'essences non conventionnelles (mélèze larcin, bouleau à papier, peuplier faux-tremble, peuplier hybride, pin noir et cèdre).</li> <li>• Augmenter la proportion de feuillus dans les plantations et dans les peuplements naturels.</li> <li>• Sensibilisation de la population à l'importance de la ressource.</li> </ul>
<b>Faune</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Faune terrestre et dulcicole (uniquement l'Omble de fontaine) peu abondante.</li> <li>• Faune aviaire (plus de 300 espèces) et marine riche (mammifères marins : phoques, rorquals, dauphins, marsouins).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chasse et pêche récréative uniquement.</li> <li>• Observation (mammifères marins et oiseaux).</li> </ul>
<b>Mines</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trois grands diapirs de sel d'âge carbonifère ont été localisés aux Îles.</li> <li>• La ressource en gravier, en terre et en agrégats se trouve dans le noyau rocheux de chacune des îles.</li> <li>• La ressource en sable se trouve dans le milieu dunaire.</li> <li>• On retrouve aussi du quartz, du gypse et de la magnésite sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exploitation de gisements de sel par la compagnie Mines Seleine depuis 1982.</li> <li>• Par le passé, l'exploitation des carrières et des sablières était peu ou pas contrôlée ce qui a entraîné une altération du paysage ainsi que la déstabilisation du milieu dunaire déjà fragile.</li> <li>• Potentiel intéressant en pierre architecturale, en minéraux industriels et en matériaux de construction.</li> </ul>
<b>Énergie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indices de gaz naturel dans le sous-sol des Îles-de-la-Madeleine.</li> <li>• Omniprésence du vent sur l'archipel. Le régime des vents dans l'archipel est propice au développement de l'énergie éolienne.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potentiel d'exploitation de gaz naturel.</li> <li>• Potentiel d'installation d'un parc éolien communautaire (5-7 MW).</li> </ul>

En ce qui concerne les droits miniers, ils sont résumés dans le Tableau 4. 2. À noter que des terrains ont été réservés à l'État en vertu de la Loi sur les mines pour protéger les habitats floristiques Dune-du-Nord, Tourbière-du-Lac-Maucôque et Bassin-aux-Huîtres. Selon l'arrêté ministériel AM 2006-045, «*sur ces terrains réservés à l'État, seul le pétrole, le gaz naturel et la saumure peuvent faire l'objet de recherche et d'exploitation minières*». Le territoire des Îles-de-la-Madeleine est aussi visé par plusieurs autres interdictions d'exploration et d'exploitation minière. L'Île Brion a ainsi un statut de réserve écologique et l'Île de l'Est a été identifiée pour en faire une réserve nationale de faune par Environnement Canada (réserve nationale de faune de la Pointe-de-l'Est). Aucun droit minier ne peut être accordé dans ces réserves. D'autres lieux spécifiques d'intérêt écologique sont visés par des conditions particulières pour l'exploitation minière. Il s'agit de falaises habitées par des colonies d'oiseaux, des héronnières ainsi qu'une zone de forêt expérimentale. Le descriptif et les contraintes de ces différentes zones ainsi que le descriptif et les contraintes associés aux différents titres miniers sont accessibles sur le site internet Gestim du ministère des Ressources naturelles et de la Faune ([http://gestim.mines.gouv.qc.ca/MRN\\_GestimP\\_Presentation/ODM02401\\_ie.aspx](http://gestim.mines.gouv.qc.ca/MRN_GestimP_Presentation/ODM02401_ie.aspx)).

Tableau 4. 2. Résumé des droits miniers actuellement en vigueur sur le territoire terrestre des Îles-de-la-Madeleine (tiré de Ellis, 2012).

Îles	Titres	Droits	Ressource	Titulaire de droits miniers
Grosse-Île	BM712 BM819 BM820	Droit d'exploiter les substances minérales autres que le pétrole, le gaz naturel, les réservoirs souterrains et la saumure	Sels	Mines Seleine
Cap-aux-Meules	Claims : 2	Exploration minière		Titulaire particulier
Havre-aux-Maisons	Site11N/05-6	Exploitation minérale de surface	Sable	Municipalité des Îles-de-la-Madeleine
Havre-Aubert	Site11N/05-5	Exploitation minérale de surface	Sable	Les Entreprises Larebel Inc. Les Entreprises Artho Inc. Municipalité des Îles de la Madeleine
	Claims : 52	Exploration minière		Triops Entreprises Ltd. Titulaires particuliers
Tout le territoire (excluant la réserve nationale de la faune de la Pointe-de-l'Est)	Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain 2008-PG-990	Droit exclusif de recherche d'hydrocarbure	Hydrocarbures	Gastem Inc.

BM : **baux miniers**; **claims** : titres d'exploration; BNE : **baux d'exploitation non-exclusif**.

Il est à noter que, selon l'article 304 de la Loi sur les Mines, le ministre peut, par arrêté ministériel, soustraire à l'exploration et à l'exploitation minière tout terrain qui fait partie du domaine de l'État et qui est jugé d'intérêt public. En font partie l'exécution de travaux et ouvrages de recherche et d'inventaire minier, les installations minière, industrielle, portuaire, aéroportuaire ou de communication, l'installation de conduites souterraines, *etc.* Les aires de captage de l'eau potable et, par conséquent, les aires d'alimentation des puits de captage municipaux peuvent être assujetties à cette soustraction de l'activité minière dans un périmètre délimité. Les municipalités qui souhaitent obtenir une telle protection doivent en faire la demande auprès du MRN. À notre connaissance, aucune demande de protection selon l'article 304 de la Loi sur les Mines n'a été déposée par la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine à ce jour. De plus, en vertu de l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, *«le titulaire de permis de forage de puits ne peut forer un puits à moins de 200 m d'une installation de captage d'eau souterraine alimentant en eau potable un établissement d'enseignement, un établissement de santé et de services sociaux, un système d'aqueduc exploité par une municipalité ou un système d'aqueduc privé desservant en majorité des résidences privées».*

### **4.3 RESSOURCES NATURELLES CONTINENTALES EXPLOITÉES AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

#### **4.3.1 Sablières et gravières**

Le noyau de chacune des Îles représente une source facilement accessible de gravier, de terre et d'agrégats et les dunes qui couvrent 30% du territoire de l'archipel représentent une source de sable tout aussi accessible. Ces matériaux sont utilisés principalement pour les travaux routiers et portuaires (Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010). À l'instar de l'urbanisation, l'exploitation de ces sources de sables et de graviers s'est faite en l'absence d'une réglementation et d'un schéma d'aménagement adéquat de telle sorte qu'en 1980, on dénombrait 321 brèches et trous de dimensions variables sur l'ensemble des Îles.

L'exploitation désordonnée du sable et du gravier entraîne des conséquences négatives sur le paysage de l'archipel et sur l'intégrité des systèmes dunaires (Figure 4. 1). Elle pose aussi un risque dont les impacts environnementaux sont non négligeables. Selon le mémoire présenté au Bureau d'audience publique sur l'environnement par la ville de Saint-Félicien lors des audiences publiques sur la gestion de l'eau (Légaré & Ménard, 1999), les principaux impacts potentiels engendrés par l'exploitation des gravières et sablières sont liés à la machinerie utilisée. Les

produits pétroliers utilisés pour le fonctionnement de la machinerie peuvent provoquer une **contamination** locale des eaux souterraines. Un accident ou un bris peut causer un déversement et contaminer la **nappe phréatique**. Le fait que la couche filtrante que représente le sol disparaît lors de l'exploitation des carrières et sablières exacerbe ce risque. De plus, l'utilisation de machinerie lourde pour l'excavation et le transport entraîne une compaction du sol et modifie les propriétés pédologiques initiales du sol sur le plan de la structure, de la porosité et de la texture. Par conséquent, il y a une diminution de l'infiltration des eaux provenant des précipitations, donc de la recharge des **aquifères** souterrains (Musy & Higy, 2004; Brahy & Loyen, 2012). Les opérations d'exploitation pourraient aussi occasionner des dommages au réseau d'aqueduc, étant donné leur éventuelle proximité des zones urbanisées (Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010; Légaré & Ménard, 1999). Finalement, l'exploitation du sable dans les dunes contribue grandement à fragiliser un milieu déjà vulnérable en augmentant le taux d'érosion. *Puisque ces aspects n'ont pas fait l'objet d'études spécifiques, aucune anomalie en lien avec ce type d'activité n'a été rapportée dans les études hydrogéologiques antérieures aux Îles-de-la-Madeleine.*

#### 4.3.2 Gisements de sel

Sous l'archipel des Îles-de-la-Madeleine, on retrouve sept **diapirs** salifères, ou dômes de sel, datant du Carbonifère (*cf.* Chapitre 2, Section 2.1.1). Ces derniers ont été formés alors que la portion de croûte terrestre correspondant aujourd'hui aux Îles-de-la-Madeleine se situait au niveau de l'équateur. La formation du sel s'est produite dans de grands lagon



Figure 4. 1. Carrière à Havre-aux-Maisons (tirée d'Agglomération Îles-de-la-Madeleine, 2010).



d'évaporation alimentés en eaux salines par un long bras de mer qui se situait entre les continents Laurentia et Gondwana (Université LAVAL, 2012). Comme le montre la Figure 4. 2, les couches d'évaporites (sel) sont recouvertes d'une épaisse couche de sédiments (dépôts continentaux, dépôts volcaniques, grès rouges) dont la densité était nettement supérieure à celle de la couche de sel. Sous l'effet de la forte pression engendrée par la différence de densité entre les roches salées et les roches sédimentaires, le sel effectue une remontée à l'intérieur de la couche sédimentaire sous forme de dôme (Figure 4. 2). Les évaporites ont donc produit un soulèvement des roches sédimentaires qui forment aujourd'hui l'archipel (Figure 4. 3) (Fossen, 2010; Attention Fragîles, 2012).

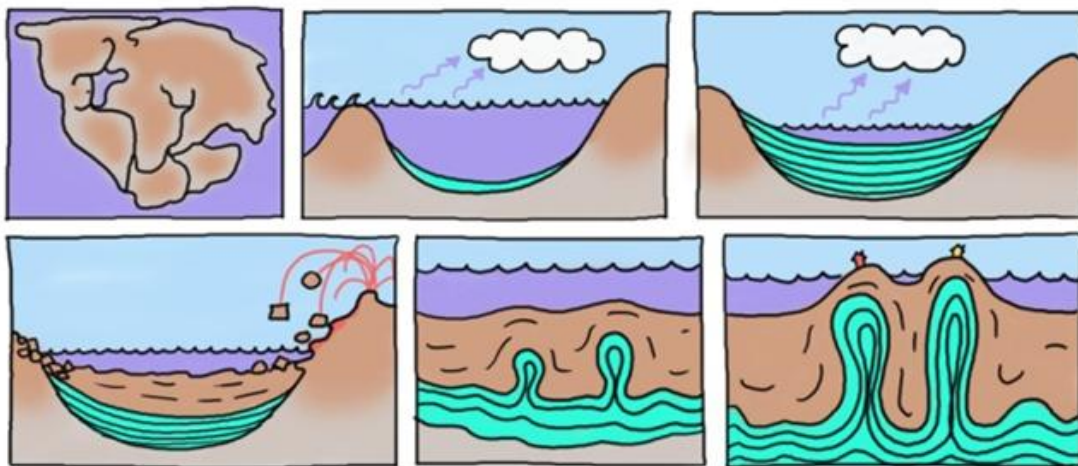


Figure 4. 2. Formation des diapirs salifères des Îles-de-la-Madeleine (tirée d'Attention Fragîles, 2012).

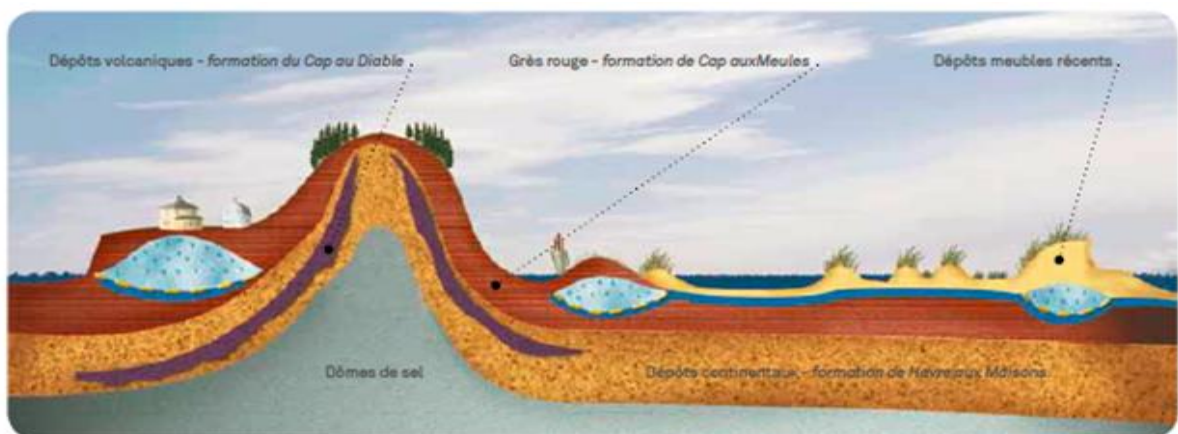


Figure 4. 3. Coupe géologique simplifiée des Îles-de-la-Madeleine (tirée d'Attention Fragîles, 2012).

Les diapirs les plus près de la surface sont ceux situés sous Grosse-Île (Attention FragÎles, 2010). C'est un de ces dômes qui est exploité par la compagnie Mines Seleine depuis 1982 (Figure 4. 4; Tableau 4. 2). L'exploitation est uniquement souterraine et l'extraction du sel se fait par la technique « chambres et piliers abandonnés ». Il n'y a aucune activité de transformation sur place; seul un additif anti-agglomérant, le ferrocyanure de sodium (Santé Canada, 2012), est ajouté au sel d'extraction sous terre. Le sel exploité est entreposé à la surface, sous un dôme, avant d'être transporté par bateau vers le continent.

Le puits n° 1 permet aux hommes et au matériel d'accéder à la mine, alors que le puits n° 2 permet le hissage du minerai et l'exhaure de l'air de la mine. Ces deux puits mènent à un réseau de galeries s'étendant à plus d'un kilomètre sous la dune du Nord, les chambres abandonnées sont soutenues par des piliers de sel de 25 m de largeur sur 25 m de longueur sur 20 m de hauteur, qui permettent de maintenir le réseau de chambres et de galeries stables (Pouliot, 1999). Même si l'extraction est souterraine, l'établissement des infrastructures minières à la surface a demandé des aménagements assez importants, tel que le remblayage d'un site de 13 acres sur une partie du littoral de la lagune, le dragage d'un chenal et la création de deux îlots artificiels à l'intérieur de la lagune faits à partir des matériaux récupérés du dragage. En plus des aménagements pour la mine, un dépôt pour le sel de basse qualité ainsi qu'un pour la bentonite ont été aménagés (Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010). Les impacts environnementaux de ce type de mine sont considérés comme mineurs, étant donné qu'il n'y a pas de rejets miniers hors de la mine, contrairement à l'exploitation conventionnelle de minerais. En effet, une fois que le sel a été concassé, broyé, tamisé et amendé avec un additif antiagglomérant à l'intérieur de la mine (Santé Canada, 2012), les résidus miniers sont conservés sous terre dans leur milieu d'origine. Selon le Comité Zip des Îles (2002), la principale préoccupation d'ordre écologique liée à cette activité minière concerne la possibilité d'une contravention aux normes relatives au déversement des eaux des ballasts des bateaux qui transportent le sel. Ces eaux peuvent contaminer la flore et la faune de la lagune, ce pourquoi Mines Seleine exige un rapport de déballastage de chaque bateau qui s'approvisionne en sel à la mine.

La création de **puits de rabattement** servant à éliminer l'eau des galeries est une des principales pressions qui s'exercent sur la nappe phréatique lorsqu'une mine de ce genre entre en opération (Figure 4. 5). En effet, le maintien à sec des lieux d'exploitation du sel dans la mine crée un certain cône de rabattement de la nappe phréatique. S'il y a des stations de pompage avoisinantes,

ces dernières peuvent être affectées. Les mines de sel exploitées par chambres et piliers, ceux-ci étant remplis d'air, ont une pression atmosphérique semblable à celle de la surface, donc plus faible que celle de l'eau contenue dans les couches aquifères, ce qui explique que la création d'une brèche ou d'une voie de communication entraîne automatiquement un déplacement de l'eau souterraine vers la mine. De plus, l'ouverture d'une mine engendre une redistribution des contraintes dans l'environnement adjacent ce qui peut contribuer à créer des discontinuités ou à agrandir celles déjà existantes. Ces discontinuités sont alors des voies d'accès pour l'intrusion d'eau souterraine dans la mine. Comme pour les sablières et les gravières, la machinerie utilisée pour l'extraction du sel peut potentiellement contaminer les eaux souterraines. Dans le cas d'une intrusion de la nappe phréatique, cette contamination peut rapidement se rendre aux eaux souterraines. Par contre, il est important de mentionner que les gisements de sel sont très peu perméables et qu'ils n'ont généralement pas de fractures pouvant laisser passer l'eau (Berest *et al.*, 2004).

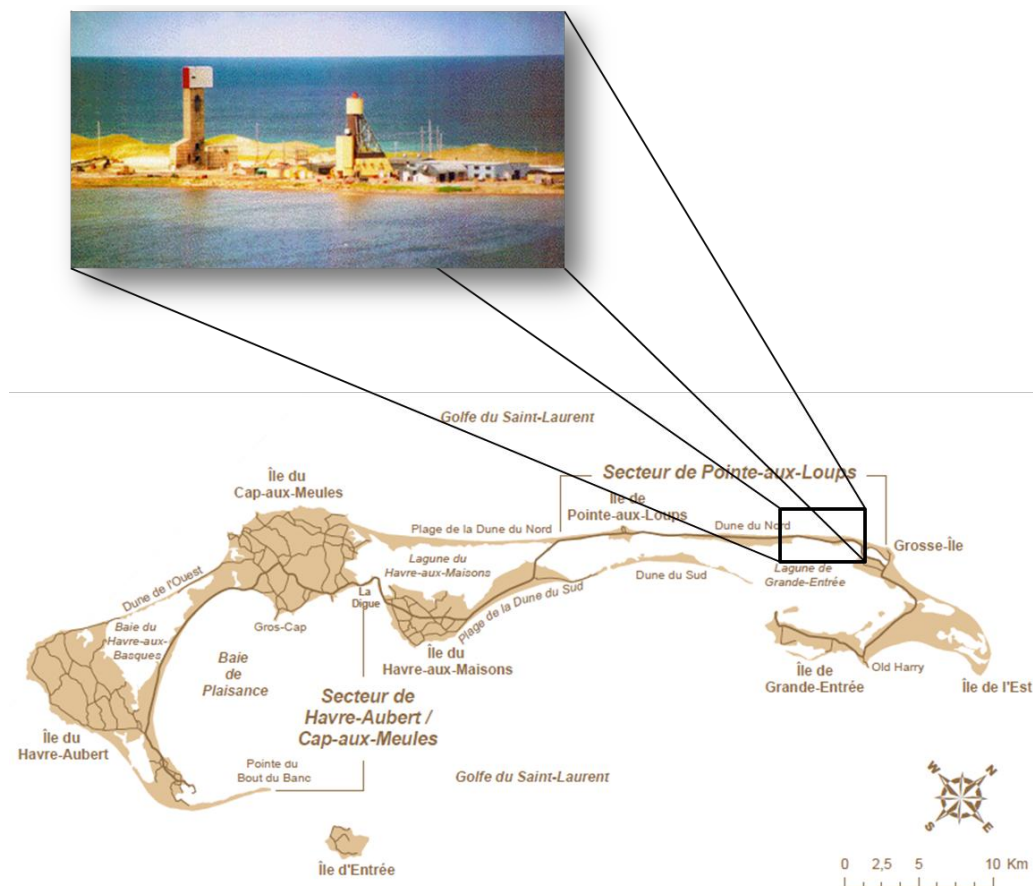


Figure 4.4. Exploitation de sel gemme par la compagnie Mines Seleine dans la Dune du Nord (Municipalité de Grosse-Île, Îles-de-la-Madeleine) (modifiée de Bernatchez *et al.*, 2008).

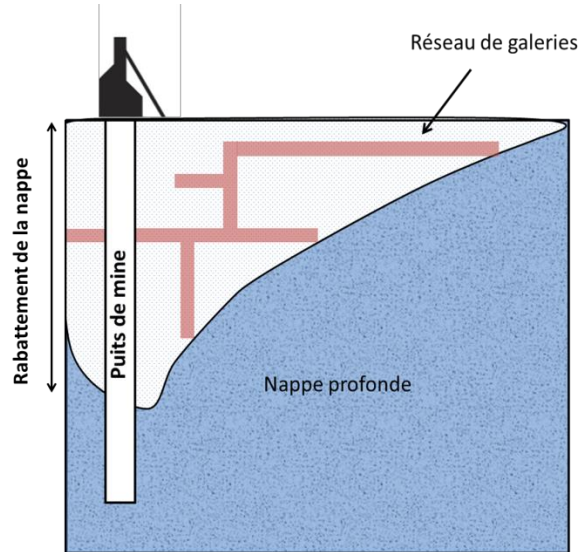


Figure 4. 5. Rabattement de la nappe phréatique lors de l'exploitation d'une mine (modifiée du BAPE, 2005).

Des incidents impliquant les eaux souterraines se sont déjà produits dans les exploitations de sel, dont celui de 1995 aux Îles-de-la-Madeleine ; de l'eau s'est infiltrée par une cavité souterraine qui s'est creusée non loin de la surface autour du puits n° 2 causant de petits affaissements de terrain en surface. Par mesure de sécurité, la mine a été fermée et la cavité souterraine bouchée. La mine a rouvert près d'un an plus tard (Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010; Berest *et al.*, 2004). Cependant, *d'après les données hydrogéologiques obtenues sur le réservoir aquifère de Grosse-Île, le volume et la potabilité des eaux souterraines ne sont pas compromis par l'exploitation des dômes de sel (Madelin'Eau, 2004)*. L'aquifère de Grosse-Île est cependant extrêmement vulnérable aux contaminations (voir compilation des indices DRASTIC calculés par le Groupe Madelin'Eau (2004) (Figure 4. 22)). La limite eau douce/eau **saumâtre** est globalement plus proche de la surface que d'autres aquifères de l'archipel (de l'ordre de 40 m de profondeur). Cette **salinisation** ne peut cependant pas être expliquée par les dômes de sel qui se situent bien plus profondément. Il faut signaler que la pression anthropique sur cet aquifère est relativement faible; il n'y a pas de captage municipal dans cette portion de l'archipel (*cf.* Chapitre 3) et seuls une vingtaine de puits individuels à faibles débits (0,01 à 0,07 L/s) y sont utilisés pour des usages domestiques (Madelin'Eau, 2004).

#### 4.4 LES RESSOURCES MINIÈRES POTENTIELLEMENT EXPLOITABLES : EXEMPLE DU GAZ NATUREL

Le sous-sol de l'archipel madelinot a un potentiel en hydrocarbures qui suscite beaucoup d'attention, bien que le potentiel exploitable ne soit pas connu. Depuis juillet 2008, l'entreprise Gastem Inc. possède un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain couvrant l'ensemble de la superficie des Îles-de-la-Madeleine (excluant la réserve nationale de la faune de la Pointe-de-l'Est, située à l'extrémité nord des Îles-de-la-Madeleine). Ce permis compte une superficie totale de 17 520 hectares. À ce jour, aucune demande de permis de forage d'exploration n'a été déposée auprès du MRN pour développer un tel projet.

##### 4.4.1 Gaz naturel et techniques conventionnelles de forage

Le gaz naturel est un **combustible fossile** constitué d'un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse. Son constituant principal est le méthane (70 à 95% selon les gisements; Figure 4. 6). La composition du gaz extrait est dépendante de son origine et des conditions de température et de pression auxquelles la matière organique est soumise lors de son enfouissement. Le méthane est un composé formé naturellement dans les couches superficielles de la croûte terrestre et spécifiquement dans les milieux sédimentaires fortement hypoxiques et riches en matière organique.

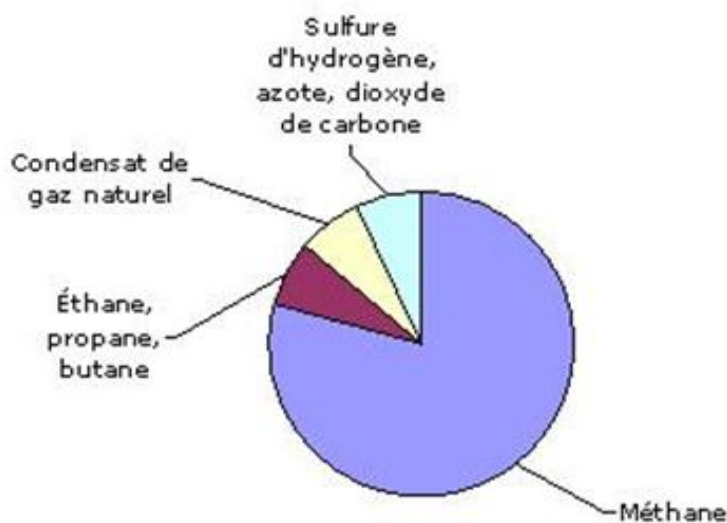


Figure 4. 6. Composition chimique typique du gaz naturel. (tirée de CultureSciencesChimie, 2012)

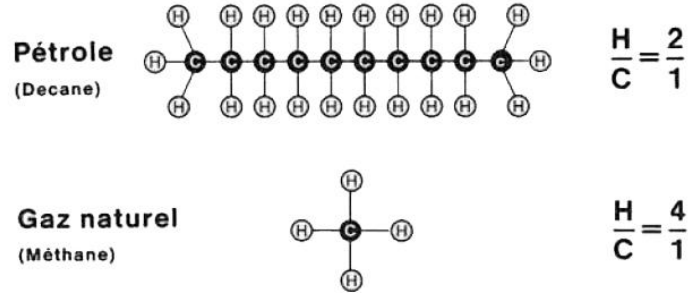


Figure 4. 7. Chimie du gaz naturel et du pétrole (tirée de Gaz naturel, 2012).

Le gaz d'extraction provient de la dégradation de la matière organique piégée dans des sédiments qui deviennent, au cours du temps, des roches sédimentaires. Ces roches contenant de la matière organique sont appelées « roches mères ». Le méthane peut également être produit dans des endroits clos, en surface (biogaz). La dégradation de la matière organique, qui est à l'origine du méthane, peut être d'origine bactérienne, en présence de basses températures ( $T < 50^{\circ}\text{C}$ ), ou géochimique, par **cracking thermique** de grosses molécules, en présence de températures plus élevées ( $T > 100^{\circ}\text{C}$ ). La forme chimique du méthane est constituée d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène (Figure 4. 7). Ce gaz est inodore, incolore et non toxique si ingéré ou inhalé en petites quantités sans se substituer à l'air ambiant. Le gaz naturel se trouve stocké dans des réservoirs dont la profondeur et les caractéristiques dépendent de la géologie locale. On distingue différents types de gaz selon le réservoir d'où ils proviennent (Figure 4.8):

- Le gaz dit « conventionnel » non associé est le plus simple. Sa formation est similaire à celle du pétrole. Le gaz conventionnel migre à partir de la roche-mère pour aller s'accumuler dans une zone où la roche (on parle de « roche-réservoir ») est relativement poreuse et perméable. C'est l'élévation de la pression qui provoque, au terme de plusieurs millions d'années, la migration des hydrocarbures de la roche mère grâce à sa perméabilité intrinsèque. La roche réservoir est recouverte par une couche de roche (« roche-couverture ») ayant des propriétés d'étanchéité empêchant le gaz de continuer sa migration vers la surface.
- Le gaz associé est un gaz présent en solution dans le pétrole. Il se forme de façon identique au gaz conventionnel. Il est séparé du pétrole lors de l'extraction; il

correspond essentiellement à du méthane n'ayant jamais quitté la roche-mère. Il est emprisonné dans les micro-interstices de la roche;

- Il existe aussi du **gaz de charbon**, du **gaz biogénique** et des **hydrates de méthane**.

Aux Îles-de-la-Madeleine, le gaz potentiellement exploitable correspondrait à un gaz naturel conventionnel non associé. Les techniques mises en place dans ce genre d'exploitation sont relativement simples. Elles consistent en un forage conventionnel (Figure 4. 9). En 2008 au Canada, selon l'Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 91% de la production de gaz naturel a été extrait par des forages conventionnels. D'après les informations fournies par l'entreprise Gastem Inc., le forage qui pourrait être employé aux Îles-de-la-Madeleine serait aussi un forage de type conventionnel, qui implique un puits d'exploration vertical de 2500 m, donc bien en dessous des réservoirs **aquifères** (Gastem, 2012). Ce type de forage ne nécessite pas de fracturation hydraulique

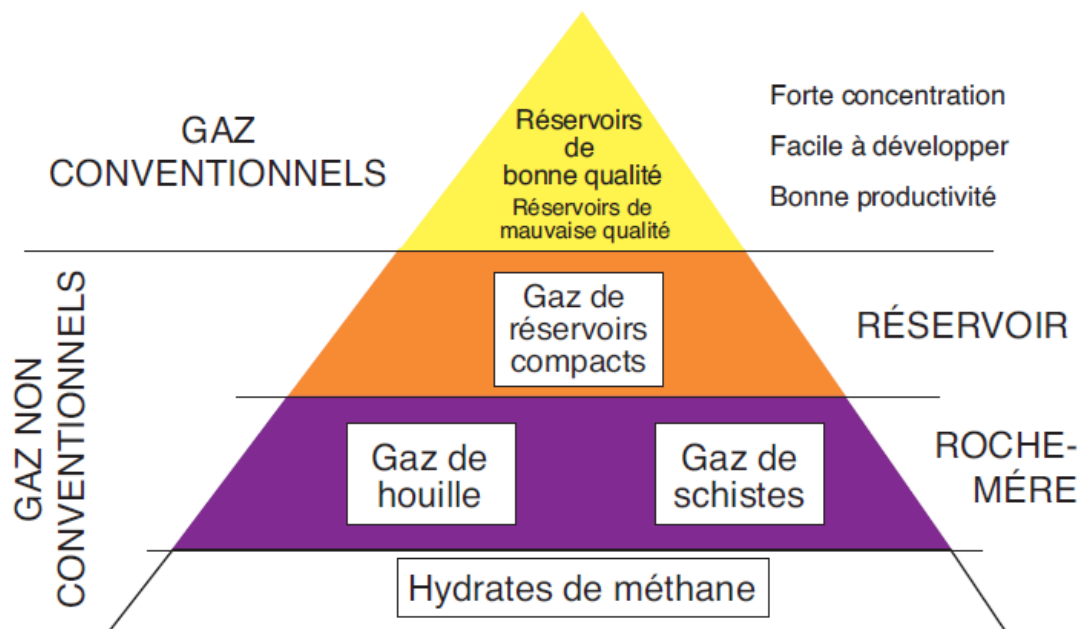


Figure 4. 8. Les gaz conventionnels et non conventionnels (tirée de IFP Énergies nouvelles, 2012).

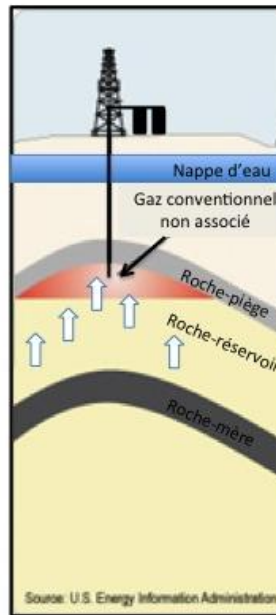


Figure 4. 9. Forage de gaz conventionnel direct dans une poche de gaz. Les flèches blanches montrent la migration du gaz de la roche-mère vers et au sein d'une roche-réservoir. Si cette migration est stoppée par un piège, on aura un gisement. La roche-réservoir étant perméable, un simple forage vertical suffit pour extraire une proportion notable des hydrocarbures contenus dans le piège (modifiée de U.S. Energy information administration, 2012).

#### 4.4.2 Étapes de réalisation des activités d'exploration et d'exploitation

Les étapes d'exploration et d'exploitation des réservoirs de gaz conventionnel non associés sont encadrées par le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) de la Loi sur les Mines. Notons que certains travaux, activités et installations liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz naturel sont soumis à la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) et des règlements qui en découlent dont le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement et le Règlement relatif à l'application de la LQE. De plus, sur les terres privées, les entreprises doivent obtenir l'autorisation du propriétaire foncier pour circuler ou effectuer des travaux.

##### 4.4.2.1 Obtention d'un permis

Au Québec, les entreprises de prospection des ressources gazières doivent détenir un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains émis par le MRN. Notons que le gouvernement a annoncé un changement apporté au régime d'attribution des permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains, qui sera désormais fait par appel d'offres. Les appels d'offres seront appliqués sur les terres qui ne sont pas actuellement sous permis et sur



celles qui seront retournées à l'État (par abandon ou révocation). La demande de permis doit comprendre un programme des travaux, attesté par un géologue ou un ingénieur géologue, précisant la nature et l'étendue des travaux envisagés avec les renseignements d'ordres géologique et géophysique que le requérant détient. Lorsqu'une entreprise possède son permis de recherche, elle peut entreprendre des travaux d'exploration géologique. Pour entreprendre des levés géophysiques et un forage, d'autres permis spécifiques sont nécessaires.

#### 4.4.2.2 Les levés géophysiques

Pour repérer les gisements, les techniques de levé géophysique (Figure 4. 10) sont utilisées afin de permettre la visualisation en 2D et en 3D du sous-sol et l'agencement des corps sédimentaires et des potentiels de gisements associés. Lorsqu'elles existent, les études géologiques de la région (sédimentaire et tectonique) complètent les données de sismique et permettent d'estimer la géométrie du réservoir et la quantité d'hydrocarbures qu'il pourrait contenir. Les analyses géologiques et les levés sismiques peuvent s'échelonner sur une période de quelques semaines à plusieurs mois.

Pour réaliser des activités géophysiques, l'entreprise, même si elle est titulaire d'un droit d'exploration, doit demander un permis de levé géophysique au MRN. C'est généralement après cette évaluation géophysique que le titulaire décide ou non de réaliser un forage d'exploration.

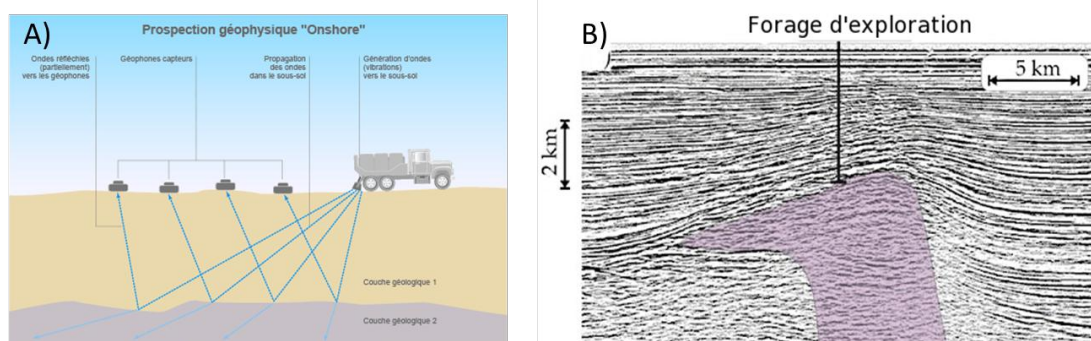


Figure 4. 10. Prospection géophysique du sous-sol.(A) Les ondes sont créées artificiellement sur terre grâce à des explosifs, une plaque vibrante ou encore par la chute d'un poids à l'arrière d'un véhicule. Les ondes émises sont alors réfléchies au niveau des réflecteurs géologiques qui séparent les différentes couches géologiques. L'analyse de la vitesse de propagation de ces ondes permet de dresser des profils sismiques du sous-sol et ainsi de localiser les structures (plis, failles, diapirs) (Connaissances des énergies, 2012). (B) Résultats d'une sismique de réflexion: exemple d'une structure de diapir (corps coloré en rose). Le dôme formé par l'intrusion du sel est propice au piégeage des hydrocarbures (tirée de Ressources naturelles canada, 2012).

#### 4.4.2.3 *Le forage exploratoire*

Après la prospection géophysique, le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures. Le forage exploratoire permet de qualifier les hydrocarbures présents dans le puits, de préciser la perméabilité de la roche-réservoir, et de quantifier la production potentielle et le volume de gaz. Le forage est le seul moyen de prouver qu'une structure contient bien des hydrocarbures et d'en évaluer le potentiel productif.

##### *Principes de forage :*

Les forages sont généralement compris entre 800 et 4000 m de profondeur et sont de diamètres décroissants (de ~60 à ~10 cm). Pour les gisements conventionnels terrestres, le forage s'effectue généralement à la verticale (Figure 4. 11). Dans ce type de forage classique, la tête de forage est un trépan avec des dents d'acier, voire de diamant. Il est mis en rotation par un train de tiges cylindriques et creuses par lequel circule le fluide de forage en milieu fermé. La tour de forage utilisée pour actionner le train de tiges peut être simple, double ou triple selon la profondeur anticipée du forage. Lors de la descente du trépan, des tiges supplémentaires sont vissées. Les parois du puits sont cuvelées pour les maintenir en place et isoler le puits des aquifères et de leurs réserves d'eau souterraine. Le tubage du puits est assuré par des cylindres creux en acier, de diamètre inférieur au trépan et qui sont cimentés à la paroi rocheuse (Figure 4. 12). Le puits est ainsi construit de sorte à pouvoir résister aux pressions du sous-sol et à isoler les fluides des formations géologiques traversées. Un équipement anti-éruption ou BOP (Blow Out Preventer – bloc obturateur de puits) est installé dès la mise en place du tubage de surface; dans le cas d'une venue subite de gaz pendant le forage, le BOP permet de fermer le puits de façon étanche, d'empêcher son éruption et d'en assurer le contrôle.

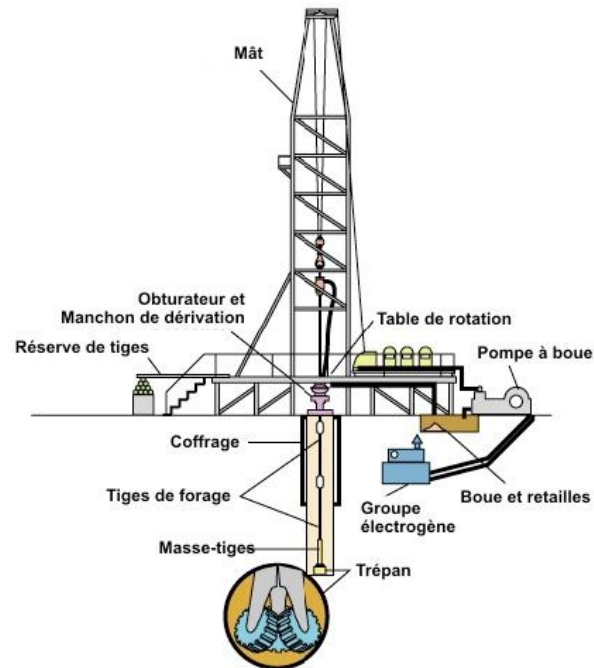


Figure 4. 11. Vue schématique d'un forage terrestre de type conventionnel (exemple du forage rotary à la boue) (tirée de ACCES, 2012).

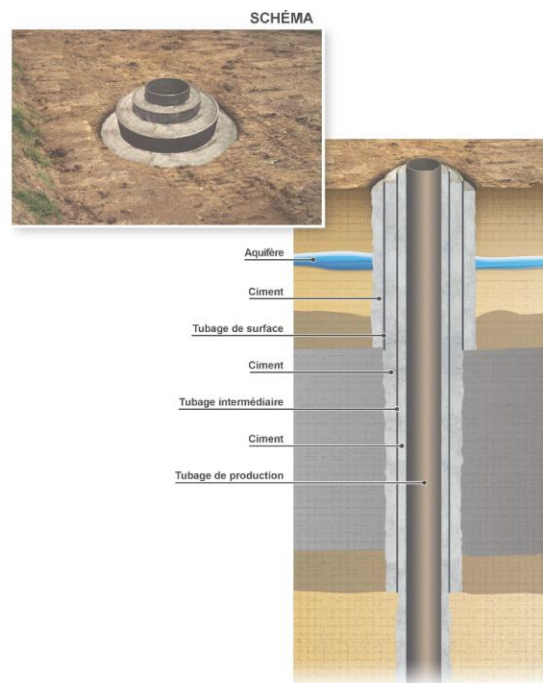


Figure 4. 12. Vue schématique des techniques de tubage à triples parois pour éviter la migration de gaz ou de fluide vers les formations géologiques traversées et pour protéger les formations aquifères d'une contamination (tirée du BAPE, 2011).

*Fluides de forage :*

Les déblais de roche, broyés au fond du puits par le trépan, sont évacués par la circulation continue du fluide de forage. Ce fluide est composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air) contenant en suspension d'autres additifs minéraux ou organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, *etc.*). Les additifs permettent d'améliorer les fonctions du fluide. Il peut s'agir, par exemple, de fluidifiants et de défloculants tels que la lignine et les tannins; d'additifs minéraux tels que le carbonate de soude; et des produits colmatants (Nguyen, 1993; Pantet *et al.*, 2000; Vernoux *et al.*, 2002). Le fluide est préparé dans des bacs à fluide et est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'au trépan et remonte par l'espace entre la tige et le tubage, en transportant les déblais formés au fond du puits (Figure 4. 13). À la surface, ce fluide est filtré, tamisé et centrifugé afin de récupérer les déblais. Il est ensuite analysé pour réajuster les paramètres physico-chimiques de sa composition et réintroduit dans le train de tige.

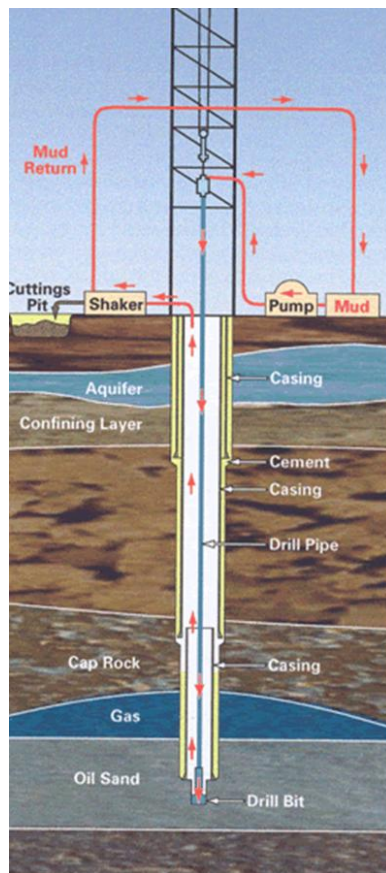


Figure 4. 13. Cycle du fluide de forage et boue de forage (Aird, 2008).

Le fluide de forage a de nombreuses fonctions. Les plus communément évoquées et celles rapportées par Khodja (2008) sont :

- Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface par la circulation d'un fluide visqueux. Ces déblais analysés à la surface donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage;
- Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage;
- Refroidir et lubrifier le trépan pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement;
- Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées. La différence de pression, va permettre au fluide de "filtrer" dans les formations perméables et de déposer un film sur la paroi appelé "mud cake". Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation. Ce filtre doit cependant être mince pour ne pas diminuer le diamètre du trou. Le fluide de forage permet donc de stabiliser les parois du puits, mais également de former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire au centre du forage et la formation géologique avoisinante.

Il est à noter que le fluide de forage ne doit être ni corrosif ni abrasif pour l'équipement, ni toxique ou dangereux pour le personnel et il ne doit pas poser de risque d'incendie.

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile vers des systèmes de plus en plus complexes avec des combinaisons d'additifs qui doivent répondre aux problèmes rencontrés lors des forages. La formulation des boues de forage, leur caractérisation et leur contrôle sont sujettes à des normes édictées par l'Institut Américain du Pétrole (API, 2003). Lorsque des traces d'hydrocarbures sont détectées dans le fluide remontant à la surface, un prélèvement de carotte de roche peut être effectué avec un trépan *ad hoc*. Cet échantillon fournit des informations cruciales sur la teneur en gaz de la roche traversée mais aussi sur les caractéristiques intrinsèques de la roche (perméabilité, contenu en matière organique, *etc.*). Si un gisement est identifié, le forage du puits sera complété afin d'en assurer la mise en exploitation.

Le forage d'un puits d'exploration doit être autorisé par le MRN. L'entreprise doit en faire la demande et le MRN analyse celle-ci. Le MRN émet un permis lorsque la demande est conforme aux exigences du RPGNRS.

La création de distances séparatrices par rapport à divers éléments sensibles sont prévues dans le RPGNRS afin de limiter les impacts du forage sur les systèmes vulnérables. Par exemple, il est stipulé dans ce règlement que « *le titulaire de permis de forage de puits ne peut forer un puits : [...] en territoire submergé, à moins de 1 000 m de la ligne des hautes eaux en milieu marin [...]; au sein de l'aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine établie conformément à l'article 25 du Règlement sur le captage des eaux souterraines (c. Q-2, r. 6) édicté en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) et alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité; [...] ; à moins de 200 m d'une installation de captage d'eau souterraine alimentant en eau potable un établissement d'enseignement, un établissement de santé et de services sociaux, un système d'aqueduc exploité par une municipalité ou un système d'aqueduc privé desservant en majorité des résidences privées; [...]* ». Selon l'article 2.6 et 3.3 du Règlement relatif à l'application de la LQE, les travaux de forage exploratoire de type conventionnel ne sont pas assujettis à l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE à moins qu'il ne s'agisse de la réalisation, en tout ou en partie, d'un tel projet sur une rive ou dans une plaine inondable (au sens de la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables) ou que les travaux soient exécutés dans un cours d'eau à débit régulier ou intermittent, dans un lac, un étang, un marais, un marécage ou une tourbière. L'aménagement du site retenu pour le forage implique différents travaux : la construction d'un chemin d'accès, le nivellement du terrain, l'installation de bassins ou de cuves pour l'entreposage des déblais et de la boue de forage, *etc.*

#### 4.4.2.4 Complétion du puits

Des travaux de parachèvement du puits sont nécessaires pour sa mise en production. Une tête de puits reliant l'ensemble des coffrages et permettant d'assurer le contrôle (fermeture – ouverture) du puits est installée. Le gaz naturel est ensuite acheminé vers la surface par l'intermédiaire d'un tube de production et la tête de puits permettra alors de mesurer le débit et d'évaluer la productivité du gisement. Le MRN doit autoriser ces travaux par un permis de complétion du puits.

#### *4.4.2.5 Essais de production*

Les essais de production visent à évaluer le potentiel de récupération de gaz à partir du puits et à concevoir adéquatement l'équipement de collecte et de distribution du gaz. Ces essais sont normalement effectués sur une période variant de 3 à 30 jours. Si le puits n'est pas relié à un réseau de distribution, la réalisation de ces essais nécessite l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur à la sortie du puits. La torchère, ou l'incinérateur, brûle le gaz naturel extrait au cours des essais. Le ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) doit émettre un certificat d'autorisation pour l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur, ceci en vertu de l'article 48 de la LQE.

#### *4.4.2.6 Exploitation et réglementation*

Pour exploiter le gaz naturel, l'entreprise doit avoir avisé au préalable le MRN de la découverte d'un gisement et doit démontrer que son exploitation sera économiquement rentable. L'exploitant doit détenir un bail qui délimite la zone qu'il peut exploiter. Cette zone représente une superficie généralement comprise entre 2 km<sup>2</sup> et 20 km<sup>2</sup>. Le bail est accordé pour une durée initiale de vingt ans. La durée de la production de gaz naturel, et donc de l'exploitation d'un puits, s'étend généralement sur une vingtaine d'années. En fait, le puits reste en exploitation tant qu'il est économiquement viable. L'exploitation d'un puits gazier nécessite d'obtenir au préalable un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE.

À la sortie du puits, si le gaz est suffisamment pur, il peut être livré tel quel, sans traitement préalable. Dans l'éventualité où le gaz extrait nécessiterait un traitement (déshydratation, séparation des hydrocarbures et désacidification), une installation de traitement du gaz doit être aménagée. L'implantation d'une installation de traitement est également assujettie à la LQE et comme pour l'exploitation, un certificat d'autorisation selon l'article 22 est requis.

Différentes infrastructures doivent être mises en place pour développer une activité d'exploitation du gaz naturel. Ces infrastructures peuvent inclure: la mise en place de réservoirs de stockage sous forme de citernes et la mise en place d'une chaîne de transport pour acheminer le gaz de sa zone d'extraction aux zones de consommation. Notons qu'une infrastructure telle qu'une usine de liquéfaction est destinée à l'exportation de grandes quantités de gaz, ce qui suppose l'exploitation de gisements de classe mondiale. D'après les informations dont nous disposons, l'état actuel des connaissances ne permet pas de déterminer la taille des gisements pressentis aux

Îles-de-la-Madeleine. Toutefois, le développement d'une activité d'exploitation du gaz potentiellement présent dans le sous-sol des Îles impliquerait la mise en place d'une chaîne de transport et de distribution que la zone de consommation soit locale ou externe à l'archipel. Les infrastructures dépendraient du potentiel de développement de l'activité d'exploitation, une exploitation de classe locale où ce qui est extrait est consommé localement ou bien une exploitation de classe mondiale où ce qui est extrait pourrait être exporté hors de l'archipel. Ces deux voies de développement engendreraient des impacts différents sur les aquifères et devaient être considérées spécifiquement le cas échéant. Il est à noter qu'il existe peu de documentation sur le développement de telles infrastructures en milieux insulaires, aux dimensions des Îles-de-la-Madeleine, (*c.f.* Chapitre 5) et que nous nous sommes appuyés sur des documents qui traitent d'infrastructures installées en milieu continental. Comme signalé précédemment, le développement de telles infrastructures requiert des permis et des certificats d'autorisation spécifiques du MRN et du MDDEFP selon les travaux envisagés. Certaines de ces infrastructures peuvent aussi faire l'objet d'une audience publique menée par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

#### **4.4.3 Impacts potentiels des activités d'exploration et d'exploitation gazière sur les aquifères d'eau douce**

Cette section présente les impacts directs et indirects généralement observés sur les eaux souterraines et liés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz naturel. Un impact direct est une relation de cause à effet entre une composante  $x$  et une composante  $y$ . Par exemple, une fuite (due à un bris du tubage) qui laisserait pénétrer le gaz naturel dans la nappe représenterait un impact direct des activités gazières sur les eaux souterraines. Un impact indirect découle d'un impact direct sur une composante tierce, dans ce cas-ci autre que l'eau souterraine. La contamination du sol par des hydrocarbures qui migreraient accidentellement jusqu'à la nappe phréatique représenterait un impact indirect des activités gazières sur les eaux souterraines.

Les impacts énoncés dans cette section proviennent d'une revue de littérature ainsi que de discussions ayant eu lieu avec des représentants du MDDEFP et du MRN durant la rédaction de ce rapport. La liste des impacts potentiels se veut la plus exhaustive possible dans le cadre actuel des activités liées à l'exploration et à l'exploitation gazière. Pour diminuer ces impacts, des mesures d'atténuation et de protection existent. Ces dernières sont mentionnées, mais n'ont pas fait l'objet d'une démarche de recherche exhaustive car chacune nécessiterait une évaluation rigoureuse de son efficacité. Nous identifions ici, de manière générique, des situations qui nous



apparaissent comme objectivement plausibles dans le contexte d'une activité d'exploration ou d'exploitation de gaz naturel aux Îles-de-la-Madeleine. Les hypothèses d'impacts sont basées sur une possible consommation locale tout comme sur une potentielle exportation, étant donné que le potentiel gazier n'est pas connu. Ceci ne préjuge pas qu'ils soient à redouter sur un site particulier. C'est l'analyse de risques propre à ce site qui doit établir si le risque concerné est avéré ou non compte tenu de son contexte particulier.

#### *4.4.3.1 Impacts environnementaux potentiels reliés aux activités d'exploration*

##### *Exploration géologique et forage :*

Des activités de recherche de pétrole et de gaz naturel sont menées depuis 1970 sur la portion terrestre des Îles-de-la-Madeleine. Ces activités se résument à des levés sismiques (*cf.* Figure 4. 10) et géophysiques aéroportés et à deux forages exploratoires situés sur l'Île Brion (Brion Island No. 1) et dans le secteur de Fatima sur l'île de Cap-aux-Meules (Fatima No. 1). Les levés sismiques sont généralement effectués à l'aide de camions vibrosismiques munis de plaques vibrantes (Figure 4. 14) ou en posant de petites charges explosives (sources) dans le sol (12 à 15 m de profondeur). Dans les deux cas, les ondes sismiques sont émises et sont enregistrées par des géophones (Figure 4. 15) positionnés à la surface (SWN Ressources Canada, 2012).

Quel que soit l'objectif poursuivi (hydrocarbure, eau, géothermie), un forage qui recoupe un aquifère représente un danger de pollution potentielle. Tout est alors mis en œuvre pour empêcher les fluides contenus dans les différents niveaux géologiques de se mélanger. Un soin particulier est donc apporté pour les différentes étapes de forage et ainsi permettre l'isolation des aquifères et la protection des eaux souterraines. La préparation puis l'exécution des travaux de forage sont des étapes cruciales pour empêcher la migration accidentelle d'un fluide vers un autre réservoir perméable (Vernoux *et al.*, 2002). Après chaque phase de forage, un coffrage cimenté est mis en place pour assurer l'isolation des différentes couches géologiques. Le RPGNRS oblige la fixation du coffrage de surface à une profondeur équivalente ou supérieure à 10% de la profondeur totale du puits. Des mesures géophysiques spécifiques permettent de contrôler la qualité de ce coffrage (Vernoux *et al.*, 2002)



Figure 4. 14. Camions vibrosismiques munis de plaques vibrantes (SWN Ressources Canada, 2012).



Figure 4. 15. Géophones permettant d'enregistrer les échos réfléchis sous la surface par les ondes sismiques (SWN Ressources Canada, 2012).

*Volume d'eau nécessaire à l'activité d'exploration par forage de type conventionnel sans fracturation :*

De l'eau est nécessaire à la formation de boue utilisée pour plusieurs fonctions lors du forage d'un puits. Les volumes d'eau nécessaires à ce type d'activité dépendent de caractéristiques inhérentes à chaque forage et au programme de coffrage mis en place. Selon les informations fournies par le MRN, pour un puits de type conventionnel (comme celui décrit dans la Figure 4. 11), et pour un forage d'environ 2000 m de profondeur, 200 à 300 m<sup>3</sup> d'eau (salée ou douce) seraient nécessaires. À titre de comparaison, en 2003, la consommation moyenne par habitant aux Îles-de-la-Madeleine était de 187 m<sup>3</sup> par année (Agglomération des Îles-de-la-Madeleine, 2010). Ce volume ne comprend pas l'eau nécessaire pour la protection contre les incendies. Pour diminuer cette pression sur la ressource en eau douce des eaux souterraines, des solutions alternatives à l'utilisation d'eau douce sont proposées et utilisées sur certains sites de forage d'exploration (ex : Canadian association of petroleum producers, <http://www.capp.ca/Pages/default.aspx>), telles que l'utilisation d'eau non-potable et d'eau salée, le recyclage des eaux usées et la réutilisation de cette eau. Ces solutions alternatives seront présentées dans le Chapitre 5.

*Traitement des fluides de forage et déblais :*

Il existe peu de données sur les volumes de boues et déblais associés aux activités conventionnelles d'exploration gazière. Pour un forage conventionnel de 2000 m de profondeur, le volume des déblais s'élèverait à environ une centaine de mètres cubes alors que ceux en eau, après tamisage seraient de quelques dizaines de mètres cubes. Les fluides de forage sont tamisés et les eaux (aussi appelées pulpe) sont entreposées dans des bassins et des cuves. Cet entreposage peut se faire sur le site ou à l'extérieur de ce dernier.

Lorsque le forage d'exploration est terminé, le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains demande au titulaire de permis d'exploration qu' « *À la fin du forage, la structure étanche doit être enlevée ou démantelée, et les boues de forage doivent être valorisées ou éliminées en conformité avec les dispositions de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) et de ses règlements* ». Cette exigence vise à éviter la dégradation du site mais aussi la contamination du sol, du sous-sol et des cours d'eau par l'infiltration et le transport des produits (eau, huile, air, additifs minéraux ou organiques, fluidifiants, défloculants, etc.) contenus dans les fluides de forage vers l'aquifère, ce qui représenterait un impact indirect sur la qualité de l'eau de l'aquifère advenant une défaillance des structures d'entreposage ou un déversement des boues ou des fluides de forage. Un tel accident s'est produit en Alberta en 2002; en raison d'une mauvaise gestion des fluides de forage lors du forage d'un puits gazier, l'aquifère qui alimentait les fermes à proximité a été contaminé (Blatz, 2009).

Malgré ces faibles volumes, les fluides ne peuvent pas être éliminés dans le milieu naturel. L'importance de l'impact d'un déversement accidentel varie selon la nature et la composition des fluides de forage, (eau, huile, air, additifs minéraux ou organiques, fluidifiants, défloculants, etc.), l'endroit du déversement et les mesures mises en place pour contenir et prévenir de tels écoulements (membranes étanches, bassins de rétention, fossés de drainage) ainsi que selon la dynamique des écoulements en surface et sous la surface. En effet, les caractéristiques des produits (densité, viscosité, solubilité, conditions d'équilibre entre les phases dissoutes et la vapeur, et la biodégradabilité), vont conditionner leur migration dans le sous-sol et les eaux souterraines (cf. Chapitre 1 figure 1.4 pour le transport des contaminants dans les aquifères). Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, ce risque est d'autant plus élevé si l'on considère les indices

DRASTIC ( $> 100$ ) qui indiquent une vulnérabilité importante du système aux processus d'infiltration (porosité des sols et sous-sol, *cf.* Chapitre 3 figure 3.19).

La Figure 4. 16 présente les différentes étapes théoriques de traitement des fluides de forages :

1- Les déchets solides récupérés après tamisage des fluides sont généralement grossiers à fins (silts). Selon leur composition, ces déblais seront mis en dépôt ou devront être traités s'il s'agit des déblais provenant de sites contaminés;

2- La pulpe ne peut être rejetée comme telle dans le milieu naturel, elle doit préalablement subir une étape de séparation des phases solide et liquide. Cette séparation commence par un traitement physico-chimique de coagulation et de floculation et est suivie d'une étape de décantation dans des cuves. Les solides en suspension se séparent ainsi de l'eau et se déposent au fond. Une fois traités, des échantillons d'eau et de solides sédimentés sont prélevés selon un protocole précis pour être acheminés vers un laboratoire spécialisé où ils seront analysés afin de déterminer leur composition et un mode de gestion adéquat. Si les équipements adéquats ne sont pas disponibles sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine, les fluides de forage pourraient être transportés par camion sur un site de traitement à l'extérieur de l'archipel. . Une description détaillée des solutions pour gérer et traiter ces fluides est accessible sur le site « Drilling Waste Management Information System » (<http://web.ead.anl.gov/>).

La valorisation des fluides de forage est une alternative à tous ces traitements. Toutefois, elle ne peut être faite qu'avec des fluides de forage minéraux, qui contiennent peu d'additifs et qui sont issus de sol et sous-sol non pollués et de composition chimique connue (teneur naturelle en métaux lourds, composition géochimique des roches encaissantes, *etc.*). La valorisation peut s'effectuer sur place ou à l'extérieur du site dans des installations adéquates. En France, par exemple, les fluides de forage peuvent être valorisés dans des ouvrages de travaux civils (remblais, ingrédient ultra-fin pour béton, *etc.*) (Pantet *et al.*, 2000). Au Québec, en cas de valorisation, un certificat d'autorisation est délivré par le MDDEFP en vertu de l'article 22 de la LQE. Une des avenues actuellement explorées pour la valorisation, est l'épandage des boues de forage en milieu agricole (MDDEP, 2010).

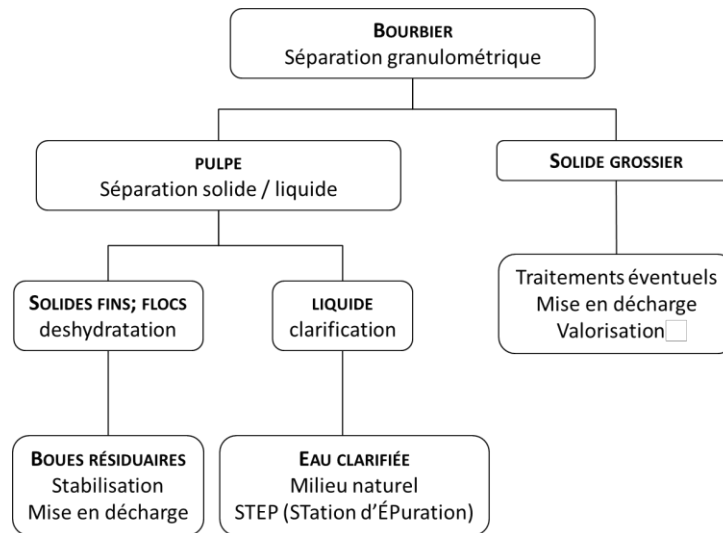


Figure 4. 16. Principales étapes du traitement des fluides de forage (tirée de Pantet *et al.*, 2000).

#### *La torchère :*

Le gaz qui remonte du puits lors du forage exploratoire et lors des essais de production est brûlé dans l'atmosphère par une torchère. Les produits générés lors d'une combustion complète du méthane sont l'eau et le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ); d'autres produits sont émis selon la composition du gaz extrait (oxyde de soufre par exemple). Cette composition ne peut être connue que par l'analyse chimique du gaz extrait lors du forage exploratoire. Si la proportion de sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ) dépasse 1%, ce gaz est qualifié de sulfureux (Gaz naturel canadien, 2012). Le fonctionnement normal d'un puits ne libère pas de  $\text{H}_2\text{S}$  dans l'atmosphère, mais la combustion dans la torchère du sulfure d'hydrogène produit des oxydes de soufre sous la forme  $\text{SO}_2$ . Il est connu que les gaz de combustion,  $\text{CO}_2$  et  $\text{SO}_2$ , contribuent à l'acidification de l'eau de pluie et sont susceptibles d'affecter les propriétés physico-chimiques des sols à l'échelle locale (Odjugo et Osemwenkhae, 2009). En Alberta, il a été montré que la mobilité dans les sols des ions métalliques, comme l'aluminium, le fer et le manganèse, est modifiée dans les régions où sont exploités les gaz sulfureux. (Prietzl *et al.*, 2004). Il est à noter que ces deux exemples sont associés à une exploitation majeure de classe mondiale. L'impact local de telles émissions dépend de la composition et du volume du gaz extrait, du régime des précipitations météorologiques, de la force des vents et de la dispersion atmosphérique. Il faut cependant noter que la torchère est en activité uniquement durant la phase d'exploration, pendant au plus un mois, et que son efficacité

de combustion est d'environ 99% (Haus *et al.*, 1998; Pétrolia, 2012) ce qui limite les quantités de gaz de combustion émis dans l'atmosphère.

Dans la région Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, les émissions atmosphériques générées par les activités industrielles étaient de 6 000 tonnes métriques en 2007, avec une très faible proportion de SO<sub>2</sub>, comparativement à environ 700 000 tonnes pour le Québec (Dubé & Parent, 2010). L'impact d'une unique torchère aux Îles-de-la-Madeleine ne devrait pas être significatif, puisque d'une part elle ne serait pas utilisée pour plus un mois, et que d'autre part, les connaissances actuelles laissent croire que le gaz contenu dans les formations géologiques du bassin de Madeleine ne contient aucune trace de H<sub>2</sub>S (Communication MRNF, 2012).

#### *Travaux de forage et complétion du puits :*

L'aménagement du puits oblige l'installation d'infrastructures de forages, mais aussi de routes pour accéder au site et de roulottes de chantier. Ces installations nécessitent généralement de déplacer la couche de terre végétale en andain, ainsi que la mise en place d'une géomembrane recouverte de gravier puis d'un plancher amovible (pad) afin de limiter les impacts dus à la compaction du sol (diminution de perméabilité, diminution de la recharge des aquifères, *etc.*) (MDDEP, 2010).

Durant les travaux de forages et de complétion, des impacts potentiels directs ou indirects sur les eaux souterraines peuvent survenir. Par exemple, des cas de surpressions, rares mais tout de même possibles, peuvent se produire si la pression existante dans la zone forée est supérieure à la pression exercée par les fluides de forage (Vernoux *et al.*, 2002; ERCB, 2010; 2011). Ces surpressions incontrôlées peuvent endommager les structures géologiques et les sols et pourraient donc indirectement affecter les eaux souterraines (Vernoux *et al.*, 2002; ERCB, 2010; 2011). Ces impacts sont surtout fonction de la **ductilité** des roches. Pour limiter ces surpressions, les compagnies de forage sont tenues d'installer des équipements anti-éruption en vertu de l'article 23 du RPGNRS. La migration des fluides peut survenir s'il y a une connexion via les annulaires des puits de forage entre les niveaux inférieurs (gaz naturel et eau salée) et les aquifères sus-jacent, si ces derniers ont une pression inférieure (exemple de deux cas de migration d'eau salée vers les aquifères en France; Agence de l'eau Seine – Normandie, 2002 et d'un cas de migration de gaz naturel vers l'aquifère au États-Unis – Dimock township, Pensylvanie; Institut national de la santé du Québec, 2010). Les caractéristiques des fluides ainsi que la porosité des roches conditionnent la migration. D'ailleurs, la présence d'une « roche-piège » peut limiter et même

arrêter cette migration. En l'absence d'une telle structure géologique, la densité, la viscosité, la solubilité, les conditions d'équilibre entre les phases dissoute et gazeuse, et la biodégradabilité des produits contrôlent le phénomène (Lemière *et al.*, 2001; Agence de l'Eau Rhône-Méditerranée-Corse, 2002). L'installation de sections de tubage en acier, la cimentation ainsi que l'entretien régulier des structures selon les normes du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains visent à prévenir ces risques de migration (MRNF, 2010).

#### *4.4.3.2 Impacts environnementaux reliés aux activités d'exploitation*

Durant la phase d'exploitation, les travaux de forage et d'aménagement du puits n'ont plus cours, excepté pour l'installation d'un coffrage de production jusqu'au fond du puits (Pétrolia, 2012). De plus, la torchère qui fonctionne uniquement durant la phase d'exploration n'est plus en activité. La contamination indirecte des eaux souterraines par éruption ainsi que la contamination directe par la migration des fluides, demeurent cependant possibles étant donné les activités d'extraction. Outre l'installation du coffrage de production, la phase d'exploitation nécessite la mise en place d'infrastructures de stockage et de transport (gazoduc) (Holroyd et Retzer, 2005). L'installation et la présence de ces infrastructures peuvent aussi engendrer localement des impacts sur la qualité ou la quantité des eaux souterraines. Il est important de rappeler que les hypothèses d'impacts sont basées sur une possible consommation locale tout comme sur une potentielle exportation, étant donné que le potentiel gazier n'est pas connu.

#### *Transport du gaz de la zone de production à la zone de consommation :*

Que la consommation soit locale ou non, la distribution du gaz exploité nécessite le développement d'un réseau de transport, du forage à la zone de consommation. Un réseau de distribution vers les utilisateurs locaux dans l'archipel pourrait également être envisagé. Le développement de telles infrastructures requiert des permis et des certificats d'autorisation spécifiques du MRN et du MDDEFP selon les travaux envisagés. Le développement de ces infrastructures peut aussi être sujet de consultations au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Une fois extrait du sous-sol, le gaz naturel est transporté au moyen d'un réseau de collecte constitué de canalisations en acier sous haute pression (canalisation de collecte; diamètre compris entre 0,4m à plus de 1 m et pressions de 67,7 bars à plus de 94 bars; <http://www.neb-one.gc.ca>). Après traitement, au besoin, le gaz est introduit dans des gazoducs en

acier qui l'acheminement sous haute pression aux clients, qu'ils soient des grands industriels ou des entreprises de distribution locale. Ceux-ci décompressent le gaz puis le distribuent par des canalisations à basse pression de plus faible diamètre (canalisation de distribution; diamètre de l'ordre de 80 mm à environ 400 mm et pressions variant de 20 à 40 bar ; <http://www.neb-one.gc.ca>).

Les gazoducs sont généralement enfouis de 1 à 2 mètres dans le sol, particulièrement lorsqu'ils sont en zones habitée et/ou agricole, afin que les activités usuelles ne soient pas perturbées (BAPE, 2007). L'installation d'un gazoduc peut se faire par un forage directionnel horizontal (FDH) (Figure 4. 17) ou par une tranchée (Figure 4. 18). Le FDH, qui est particulièrement utilisé lorsqu'il y a des obstacles (p.ex : cours d'eau ou routes), permet d'installer les conduites sans creuser des tranchées ouvertes et sans dynamitage. Cette technique présente des avantages sur le plan environnemental puisqu'elle diminue les impacts sur les systèmes souterrains (URS Corporation, 2009). Cependant, l'utilisation de bentonite dans le processus de FDH peut altérer très localement la perméabilité du sol (Mackenzie Gas Project, 2004; URS Corporation, 2009).

#### *Stockage du gaz sur le lieu de production :*

Le stockage est le moyen pour les industriels de répondre rapidement aux fluctuations de l'offre et de la demande, d'avoir une certaine flexibilité sur la distribution à court terme mais aussi d'équilibrer leur réseau de transport. Le stockage se fait généralement près des zones de consommation pour répondre efficacement à la demande hivernale (site internet Intragaz.com). Le gaz naturel peut être stocké sous différentes formes. Le stockage de gaz naturel en sous-sol, dans des réservoirs souterrains naturels, est la technique la plus efficace et la plus économique pour stocker le gaz à très grande échelle (Federal Energy Regulatory Commission, 2004). Ce stockage est privilégié en cas d'importation du gaz.

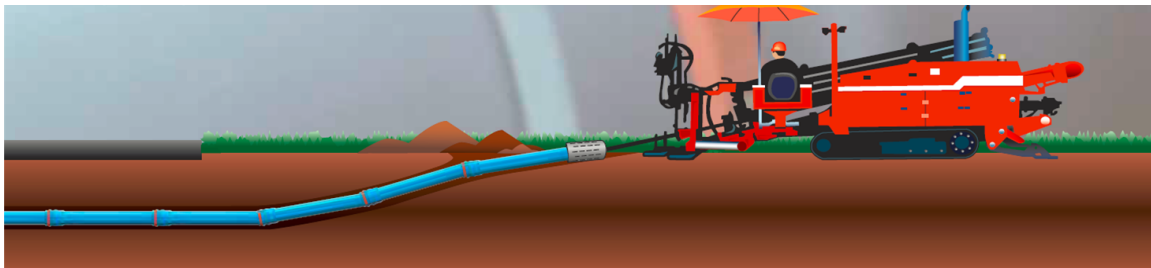


Figure 4. 17. Le forage directionnel horizontal (FDH) permet de poser des conduites sans faire de tranchées ouvertes (IPEX, 2009).





Figure 4. 18. Installation d'un gazoduc. A) Tranchée servant à enfouir le gazoduc dans le sol de 1 à 2 mètres de profondeur. B) Gazoduc souterrain recouvert (Mid-Ohio pipeline services, 2012).

À plus petite échelle et pour une consommation locale, le gaz naturel est plutôt stocké hors-terre, sous forme de gaz naturel liquide (GNL) dans des réservoirs cryogéniques ou sous forme gazeuse dans des réservoirs généralement sphériques. Ces réservoirs sont à double paroi : le réservoir interne est généralement en acier inoxydable et le réservoir externe en acier au carbone ou en béton. Les réservoirs sont isolés avec de la perlite entre les éléments courbes des citernes, avec des blocs de verre cellulaire et des matériaux feutres entre les fonds, et avec une couverture de fibre de verre sur un tablier suspendu au-dessus. Ces installations limitent les fuites de gaz. La protection contre la surpression établie à l'intérieur est assurée par un système de ventilation atmosphérique au haut de chaque réservoir. Des tests hydrauliques doivent être menés sur les réservoirs GNL pour s'assurer de leur capacité de stockage. Ces tests nécessitent plusieurs dizaines de milliers de m<sup>3</sup> d'eau (~94000 m<sup>3</sup> pour un réservoir GNL Irving Oil Limited; Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux - Nouveau Brunswick, 2004) mais peuvent être effectués avec de l'eau de mer, préalablement analysée. Cette eau n'est généralement pas traitée avec des additifs ou des produits chimiques. Seule la corrosion de la paroi interne de la citerne peut libérer du fer par dissolution dans ces eaux. Avant leur évacuation et leur traitement au besoin, ces eaux salées sont analysées et doivent répondre aux normes de concentration du Conseil canadien des ministres de l'environnement.

*Gisement majeur et problème de subsidence*

Dans le cas de gisement majeur, de classe mondiale, des mouvements du sol peuvent résulter des activités de surface et provoquer un soulèvement, une **subsidence** ou même des activités sismiques. C'est le cas, par exemple, pour le gisement de classe mondiale de Lacq (France) où un abaissement de plus de 5 cm a été enregistré depuis le début de la mise en fonction du gisement en 1957 (Maury *et al.*, 1992). Cette subsidence a aussi été accompagnée par des tremblements de terre locaux de faible magnitude (1 à 4,2 sur l'échelle de Richter) (Maury *et al.*, 1992). Ces phénomènes de subsidence sont largement documentés dans la littérature depuis les années 1990 (Maury *et al.*, 1992; Gurevich & Chilingarian, 1993; Marquenie, 1999; Khilyuk, *et al.*, 2000; Humphries, 2001; Gale & Konrad, 2006; Suckale, 2009; VBH (Gini) Ketelaar, 2009). À partir de la forme du réservoir et des scénarios de production, le patron de subsidence peut cependant être appréhendé et il existe de nombreuses méthodes qui permettent de modéliser la fréquence et l'amplitude du mouvement (modèle PSI, modèle géomécanique, modèle numérique de couche géologique, *etc.*) (Gale & Konrad, 2006; VBH (Gini) Ketelaar, 2009). Dans les milieux côtiers, déjà sensibles aux mouvements de subsidence, et où le **niveau relatif marin** augmente rapidement, comme aux Îles-de-la-Madeleine (*cf.* Chapitres 1, figure 1.7; rappelons que le taux de subsidence aux Îles-de-La-Madeleine atteint 30 cm par siècle). La subsidence induite par l'extraction de gaz naturel combinée à la subsidence naturelle du système pourrait entraîner des impacts indirects sur la quantité et la qualité de l'eau douce contenue dans les aquifères. Ces mouvements peuvent aussi entraîner des accidents, comme des fuites (gaz, huiles mécaniques, boues de forages, *etc.*), liés aux différentes infrastructures, dont le puits lui-même (Gurevich & Chilingarian, 1993). Cependant, tel que mentionné précédemment, pour que l'extraction de gaz naturel aux Îles-de-la-Madeleine ait la possibilité d'induire une subsidence, il faudrait qu'il s'agisse d'un gisement majeur de classe mondiale et même dans ce cas, il n'y aurait aucune certitude que son exploitation produise une subsidence. Dans un tel cas (gisement majeur), le phénomène de subsidence en lien avec l'exploitation d'hydrocarbures serait à surveiller et à anticiper (Marquenie, 1999; Humphries, 2001).

*4.4.3 Réglementation relative aux activités de production*

Les activités de production, de stockage et de transport sont encadrées par la Loi sur la qualité de l'environnement. Certaines sont assujetties à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts

sur l'environnement prévu à l'article 31.1 de la LQE. L'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement énumère toute une liste de projets dont deux points traitant de ces composantes :

- « la construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel ou la construction d'un oléoduc d'une longueur de plus de 2 km dans une nouvelle emprise, à l'exception des conduites de transport de produits pétroliers placées sous une rue municipale; la construction d'un gazoduc d'une longueur de plus de 2 km. Sont cependant exclues la construction d'un tel gazoduc s'il est installé dans une emprise existante servant aux mêmes fins, ainsi que l'installation de conduites de distribution de gaz de moins de 30 cm de diamètre conçues pour une pression inférieure à 4 000 kPa;
- l'implantation d'un ou de plusieurs réservoirs d'une capacité d'entreposage totale de plus de 10 000 kL destiné à recevoir une substance liquide ou gazeuse autre que de l'eau, un produit alimentaire, ou des déchets liquides provenant d'une exploitation de production animale qui n'est pas visée au paragraphe o».

La procédure d'évaluation et des impacts sur l'environnement comporte une phase publique pouvant mener à une audience devant le BAPE. Dans ce cas, l'article 31.5 de la LQE explique que l'autorisation doit venir du gouvernement et peut comporter des conditions quant à la réalisation du projet. Les travaux liés aux infrastructures ainsi autorisées sont par la suite soumis à l'obtention de toutes autres autorisations requises par le MDDEFP.

Notons aussi que l'installation d'un gazoduc est assujettie à la norme CSA sur le réseau de canalisation de pétrole et de gaz (CSA Z662-07). Cette norme traite de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de canalisations des industries gazière et pétrolière qui transportent entre autres du gaz (CSA International, 2008).

#### *4.4.3.4 Impacts environnementaux reliés à la fermeture des infrastructures permanentes : cas des puits, des zones de stockage souterrain naturelles et des gazoducs*

Contrairement aux infrastructures dites mobiles, tels que les réservoirs aériens, la foreuse, les conduites aériennes et la tête du puits, la partie souterraine du puits est une installation permanente ne pouvant pas être retirées lors de la fermeture définitive du site d'exploration ou d'exploitation. Les impacts potentiels sur l'environnement sont donc associés au fait que ces installations demeurent sur place.

*Fermeture du puits*

Des fuites sont possibles lors de l'abandon du puits. Dans cette phase, les éléments de complétion sont retirés et le puits est scellé (par la mise en place d'un bouchon de ciment) afin d'éviter toute circulation de fluide entre le réservoir et les niveaux sus-jacents. L'apparition d'une fuite le long d'un puits fermé dépend de plusieurs facteurs:

- l'adéquation globale de l'architecture du puits à l'environnement géologique, c'est-à-dire son adaptation en terme de protection des horizons les plus " vulnérables ", comme l'aquifère et sa nappe phréatique ;
- l'étanchéité à long terme de chaque élément constitutif du puits. La Figure 4. 19 schématise les différentes possibilités de fuites le long d'un puits abandonné, en distinguant celles qui apparaissent dans le ciment, dans le cuvelage (casing), dans le bouchon, dans la roche ainsi qu'aux interfaces entre ces éléments. L'interface roche-ciment ne doit surtout pas être négligée car elle constitue un chemin d'écoulement privilégié du fait de l'endommagement des parois du puits induit par le creusement de celui-ci et renforcé par les sollicitations (variations de pression et de température) qui s'appliquent au puits au cours de la phase d'exploitation (Roegiers, 2002, Oldenburg, 2007).

Différentes méthodes permettent cependant l'évaluation des risques de fuites à travers le cuvelage, la cimentation du puits et le bouchon de ciment mis en place au moment de la fermeture (Ineris, 2010). Il faut noter que les exploitants de gaz naturel ont accumulé, depuis plusieurs dizaines d'années, un savoir-faire important dans le domaine de la fermeture des puits d'exploitation. C'est sur la base de ce savoir-faire que les règlements de fermeture des puits ont été définis. La responsabilité du puits demeure celle de la compagnie exploitante même après la fermeture définitive du puits.

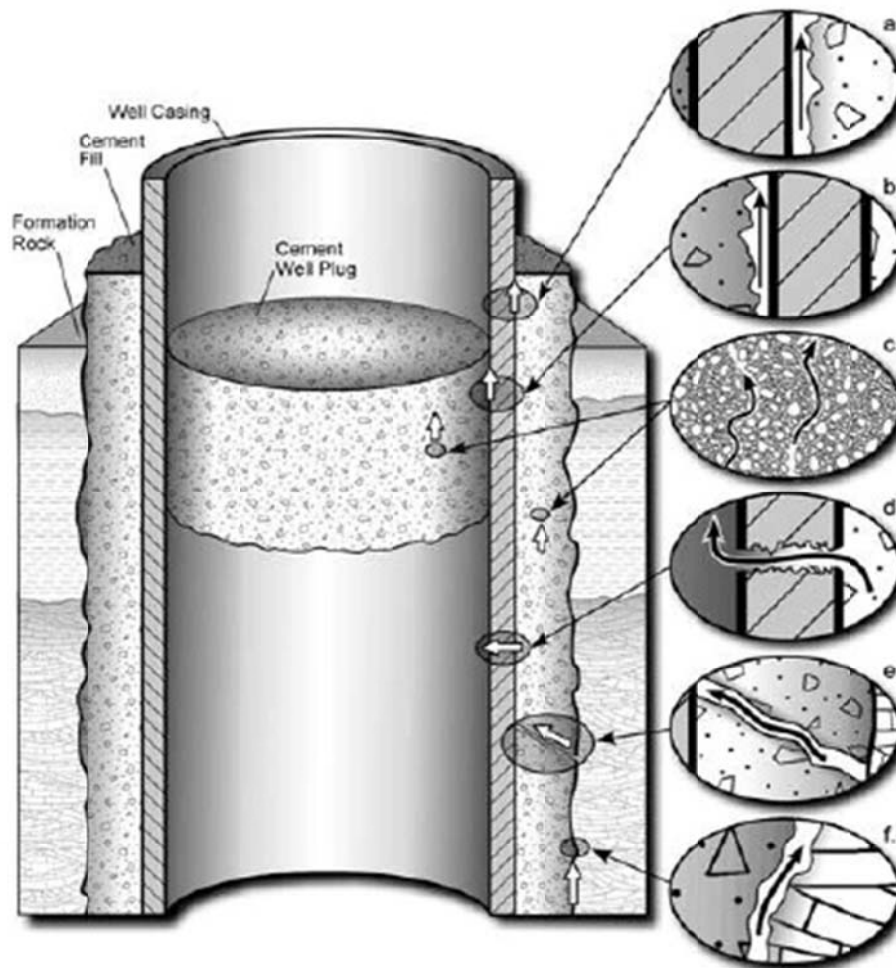


Figure 4. 19. Schématisation des différentes potentialités de fuites le long d'un puits hors d'usage (fermé) : entre le ciment et le cuvelage en acier (a et b), à travers le ciment (c et e), à travers le cuvelage (d), entre le ciment et la roche (f), à travers la roche le long du puits (c) (tirée de Ineris, 2010 et d'après Celia et al., 2004).

#### *Fermeture du gazoduc*

Lors de la fermeture, le gazoduc peut être laissé sur place ou être retiré du sol. Dans les deux cas, un nettoyage est nécessaire. La façon la plus répandue de nettoyer les gazoducs se fait à l'aide d'un racleur de caoutchouc rigide et d'azote ou d'un autre gaz inerte (ONÉ, 2012). À long terme, les impacts potentiels pour les eaux souterraines sont plus importants si le gazoduc est laissé sur place ; la dégradation par corrosion de la paroi du gazoduc désaffecté représenterait un risque pour la qualité des eaux souterraines (ONÉ, 2012 ; DNV, 2010). La décomposition de la paroi des gazoducs à long terme est encore peu documentée (ONÉ, 2012).

#### 4.4.3.5 Réglementation reliée à la fermeture d'un site d'exploration et d'exploitation de gaz naturel et à l'abandon d'un gazoduc

La phase de fermeture peut avoir lieu à n'importe quel moment de l'exploration ou de l'exploitation gazière. Suivant les articles 58, 59, 60 et 61 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, la fermeture doit se «faire avant la fin de la période de validité du permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain ou du bail d'exploitation relatif au pétrole et au gaz naturel ou à un réservoir souterrain». En résumé, la fermeture d'un site nécessite la caractérisation de ce dernier, l'enlèvement des eaux usées, des fluides et des déblais de forages et leur entreposage dans un lieu prévu à cet effet, le remblayage des fossés, le drainage des bassins de stockage, l'enlèvement de toutes les infrastructures (réservoirs, tête de puits et conduites), sauf dans le cas d'une fermeture temporaire. Aussi, tous les tubages doivent être sectionnés à 1 m au-dessous de la surface du sol, et les dix derniers mètres du tubage interne doivent être remplis d'un bouchon de ciment sur lequel une plaque d'acier d'une épaisseur d'au moins 1 cm doit être soudée bouchant l'orifice extérieur du tubage. Le puits doit être laissé dans un état qui empêche tout fluide ou gaz de s'y échapper. Finalement, en vertu de l'article 31.51 de la LQE, une dernière caractérisation du site doit être effectuée six mois après l'arrêt des opérations afin de voir si une réhabilitation du terrain est nécessaire. En ce qui a trait au réservoir souterrain, l'article 115 de la Loi sur les mines mentionne que « *Ce titulaire (du bail d'exploitation de réservoir souterrain) doit en outre respecter les règles de l'art dans la conception, le développement et la mise hors service du réservoir souterrain, des installations et de l'équipement connexe, de manière à assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource, notamment en ce qui a trait [...] à la situation des installations de stockage souterrain* ». Notons, qu'en vertu des articles 184 et 206 de la Loi sur les mines, l'entreprise exploitante doit demander l'autorisation pour toute cession de ses activités ou pour abandonner son permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain. La compagnie peut être libérée de ses obligations seulement si le MRN considère comme acceptable les travaux de fermeture proposés par l'exploitant. En plus, avant d'autoriser l'abandon du droit sur un réservoir souterrain ou sur le terrain, ou une partie du terrain, qui fait l'objet du bail d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel, le Ministre des Ressources Naturelles doit consulter le Ministre du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

C'est l'Office Nationale de l'Énergie du Canada (ONÉ) qui gère et réglemente l'installation, l'utilisation et l'abandon des gazoducs et oléoducs interprovinciaux et internationaux. Dans le cas de gazoducs et d'oléoducs intraprovinciaux, ce sont les provinces qui ont juridiction (ONÉ, 2012). Au Québec, une section de la norme CSA Z662 sur les Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz porte sur la désaffectation des gazoducs (Boulianne, 2004). C'est le Code de sécurité adopté par la Régie du bâtiment du Québec qui rend obligatoire la mise en œuvre de cette norme qui a subi des modifications en 2011 (CSA Z662-11).

#### **4.5 LOCALISATION DES ACTIVITÉS POTENTIELLES D'EXPLORATION GAZIÈRE AUX ÎLES-DE-LA MADELEINE**

L'entreprise Gastem Inc., qui détient un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain aux Îles-de-la-Madeleine, a réalisé en juin 2009, un levé de gravité au sol sur une superficie de 100 km<sup>2</sup> (Gastem, 2010; MRNF, 2010). Ce levé a été effectué pour définir l'étendue du dôme de sel avec lequel un gisement de gaz naturel pourrait être associé. Cet exercice a permis de définir une zone potentielle où l'exploration pourrait s'avérer concluante en termes de présence, mais aussi en termes de quantité dans la zone de bordure du dôme de sel entre les secteurs de Fatima et de la Butte à Mounette (Figure 4. 20). Le projet potentiel serait un forage de type conventionnel terrestre. Deux secteurs sont particulièrement visés : celui de Fatima (une superficie approximative de 1 km<sup>2</sup> dans les environs des chemins du Cap-Vert et Léonard-d'Aucoin) et celui de Havre-aux-Maisons (une superficie de 1 km<sup>2</sup> dans les environs des chemins Cyr, Petite-Baie et Cap-Rouge).

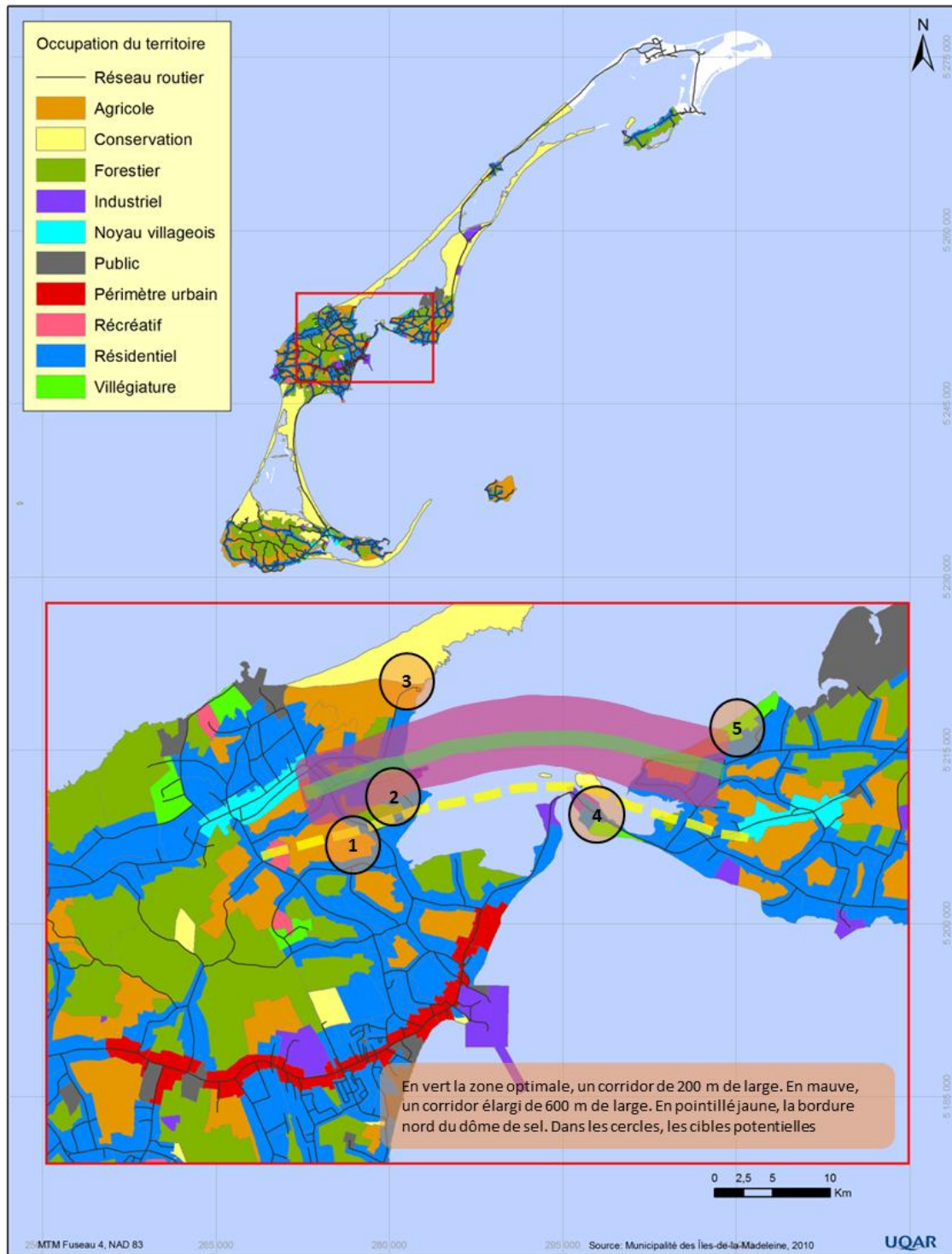


Figure 4. 20. Localisations de la zone d'intérêt pour l'exploration du gaz naturel aux Îles-de-la-Madeleine par Gastem et des cinq cibles potentielles de forage (modifiée de Madelin'Eau 2011).



Étant donné que l'eau souterraine est la seule et unique source d'eau potable aux Îles-de-la-Madeleine, une étude spécifique a été effectuée par le Groupe Madelin'Eau en 2011 (Madelin'Eau, 2011). Cette étude a été mandatée conjointement par la Municipalité des Îles et l'entreprise Gastem Inc. L'objectif général était de reconnaître et d'identifier les zones cibles les plus propices à l'exploration de gaz naturel. L'objectif plus spécifique de l'étude était d'évaluer la nécessité de réaliser des levés géophysiques et/ou la mise en place de piézomètres dans ces secteurs pour avoir une expertise du contexte hydrologique spécifique aux zones ciblées. Cette démarche est nécessaire pour pouvoir, le cas échéant :

- i) définir le programme de suivi hydrogéologique avant, durant et après les travaux exploratoires;
- ii) superviser les travaux hydrogéologiques lors des travaux exploratoires;
- iii) pouvoir définir l'impact de l'éventuelle exploitation gazière à grande profondeur sur l'intégrité des ressources en eaux souterraines.

La cible géologique ayant un potentiel d'exploitation de gaz naturel se trouve associée à un bassin salifère localisé au nord-ouest du bassin Madeleine. Gastem a donc délimité un corridor dans lequel le forage exploratoire devrait idéalement avoir lieu (Figure 4. 20). Dans ce corridor, une zone optimale (en vert) de 200 m de largeur et une zone élargie (en mauve) de 600 m de largeur ont été définies par Gastem. L'étude menée par Madelin'Eau a par la suite permis d'identifier cinq zones cibles d'implantation potentielles. Ces cibles ont été sélectionnées pour répondre à des critères, à savoir:

- 1) les zones doivent se situer à l'extérieur des limites de la formation aquifère des grès rouges dans laquelle sont aménagés les puits municipaux ou les puits privés;
- 2) les zones doivent se situer à proximité du littoral marin là où l'interface eau douce/eau salée se situe près de la surface, c'est-à-dire. à l'extérieur des limites exploitables de la formation aquifère des grès rouges;
- 3) les zones doivent faire au moins 7 500 m<sup>2</sup> pour pouvoir accueillir les infrastructures nécessaires au forage exploratoire.

Ces critères ont été défini par le groupe Madelin'Eau dans un rapport afin de délimiter des cibles potentielles pour un forage exploratoire (Madelin'Eau, 2011). Gastem ne semble pas être dans

l'obligation de respecter les critères et les recommandations décrits dans le rapport émis en 2011 par Madelin'Eau.

La Figure 4. 21 présente les secteurs d'intérêt proposés par Madelin'Eau. Ils intègrent :

A) dans le Secteur de Fatima

Cible 1 : dans les environs de la carrière abandonnée ;

Cible 2 : secteur sud du quai de Cap-Vert ;

Cible 3 : dans les environs de la Pointe à Frank.

B) dans le Secteur de Havre-aux-Maisons

Cible 4 : secteur des Dunes (zone remblayée au sud de l'île Paquet) ;

Cible 5 : littoral au nord du carrefour du chemin des Cyr et du chemin du Cap-Rouge.

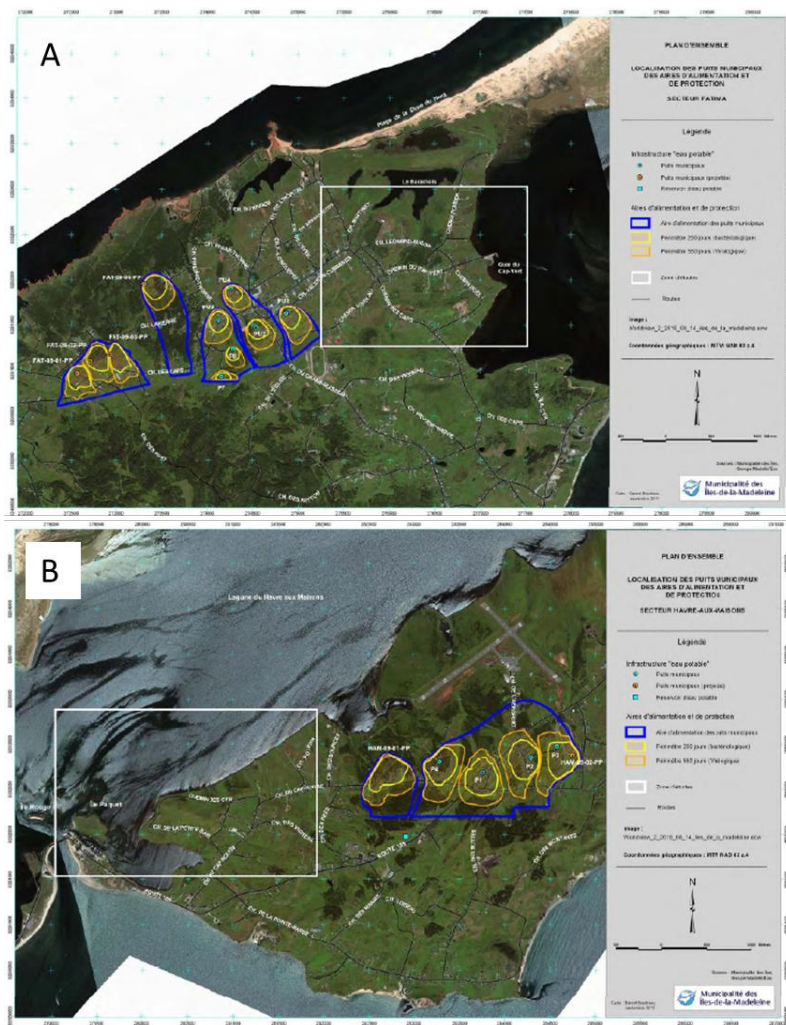


Figure 4. 21. Vue aérienne des deux secteurs étudiés par Madelin'Eau pour l'exploration gazière par Gastem. Les puits municipaux sont localisés avec les aires d'alimentation et les périmètres virologique et bactériologique de chacun. Les rectangles blancs localisent les zones ciblées répondant aux critères de sélection (tirée de Madelin'Eau, 2011).

Le choix définitif de la cible de forage n'est pas connu à notre connaissance. En plus des considérations d'ordre hydrogéologique, le processus relatif au choix définitif du site de forage exploratoire pourrait prendre en compte les questions d'aménagement, de zonage, d'occupation du territoire, d'impacts potentiels sur les ressources souterraines (en termes de qualité et de quantité), sans oublier les enjeux environnementaux intrinsèques aux eaux souterraines suivants :

- des zones ciblées dans un secteur à risque d'**intrusion saline** (Chouteau *et al.*, 2011) et de forte érosion (Pierre & Bernatchez, 2009);
- des secteurs à proximité de milieux lagunaires et de milieux humides dont l'équilibre écosystémique dépend des échanges avec l'aquifère adjacent.

**FAITS SAILLANTS**

- ➔ Aux Îles-de-la Madeleine, où les eaux souterraines sont la seule source d'eau potable, l'usage et l'utilisation de cette eau sont un enjeu majeur. Le développement d'activités d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles doit être réfléchi et géré dans un cadre particulier.
- ➔ Les ressources naturelles sont diversifiées, mais restreintes sur les Îles-de-la-Madeleine. Elles sont liées à quatre ressources principales : la forêt, la faune, les mines et l'énergie.
- ➔ Aucune anomalie en lien avec les activités d'exploitation des gravières et sablières n'a été rapportée dans les études hydrogéologiques aux Îles-de-la Madeleine.
- ➔ Aucune anomalie en lien avec les activités d'exploitation du sel n'a été rapportée dans les études hydrogéologiques aux Îles-de-la Madeleine.
- ➔ De nombreuses études pointent la présence d'un potentiel élevé en hydrocarbures, notamment en gaz naturel, dans la zone des structures salifères associées à la zone du Carbonifère supérieur. Deux forages exploratoires ont été réalisés sur la portion terrestre des Îles-de-la-Madeleine (Brion Island n°1 et Fatima n°1) mais seul le puits Brion Island n°1 (réalisé en 1970) a présenté des indices de gaz naturel – aucune anomalie n'a été rapportée.
- ➔ Aux Îles-de-la-Madeleine, le gaz potentiellement exploitable correspond à un gaz naturel conventionnel non associé. Les techniques de forage pour explorer et exploiter ces gisements sont conventionnelles.
- ➔ Les étapes de réalisation de l'exploration puis de l'exploitation, si le gisement s'avère intéressant, sont encadrées par des règlements et l'obtention de divers permis ou autorisations selon les travaux menés. Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains de la Loi sur les Mines du MRN ainsi que la Loi sur la qualité de l'environnement du MDDEFP encadrent chaque étape.
- ➔ Les impacts potentiels liés aux activités d'exploration se résument à la contamination des eaux de surfaces, souterraines et du sol, au traitement et stockage des fluides de forage et à la gestion des déblais. Les volumes d'eau douce nécessaires à l'exploitation/exploration sont inférieurs à la consommation annuelle d'une personne – et peuvent être remplacé par de l'eau salée.
- ➔ Les infrastructures mises en place pour l'exploitation dépendent du potentiel de développement de l'activité d'exploitation (locale ou de classe mondiale). Ces deux voies de développement engendrent des impacts différents sur les aquifères et doivent être considérées spécifiquement le cas échéant. Les infrastructures de transport et de stockage des gaz sont des éléments à risque de contamination des eaux souterraines. Leur installation autant que leur fermeture sont sujettes à une réglementation stricte qui limite ces risques. Quant au volume d'eau douce utilisé pour l'entretien de ces infrastructures, il peut être limité car l'eau salée peut lui être substituée. Notons que la subsidence est souvent rapportée comme une conséquence importante des activités d'exploitation de gisement de classe mondiale. En zone côtière, ces mouvements de sols doivent être suivis et appréhendés en particulier s'il y a présence de subsidence naturelle.

➔ Cinq zones spécifiques sont ciblées par le groupe Madelin'Eau pour l'exploration gazière par Gastem. Ces cibles répondent à des critères dont ceux d'être situées à l'extérieur des limites exploitables de l'aquifère des grès rouges dans laquelle sont aménagés les puits municipaux ou les puits privés et d'être situées à proximité du littoral marin là où l'interface eau douce/eau salée se situe près de la surface.

➔ La Figure 4. 22 résume les positions des différents sites d'activités qui ont déjà cours aux Îles-de-la-Madeleine, des activités potentielles ou des sites contaminés en fonction de la vulnérabilité calculée des aquifères au droit des puits de captages d'eau souterraine (synthèse effectuée à partir des études du Groupe Madelin'Eau).

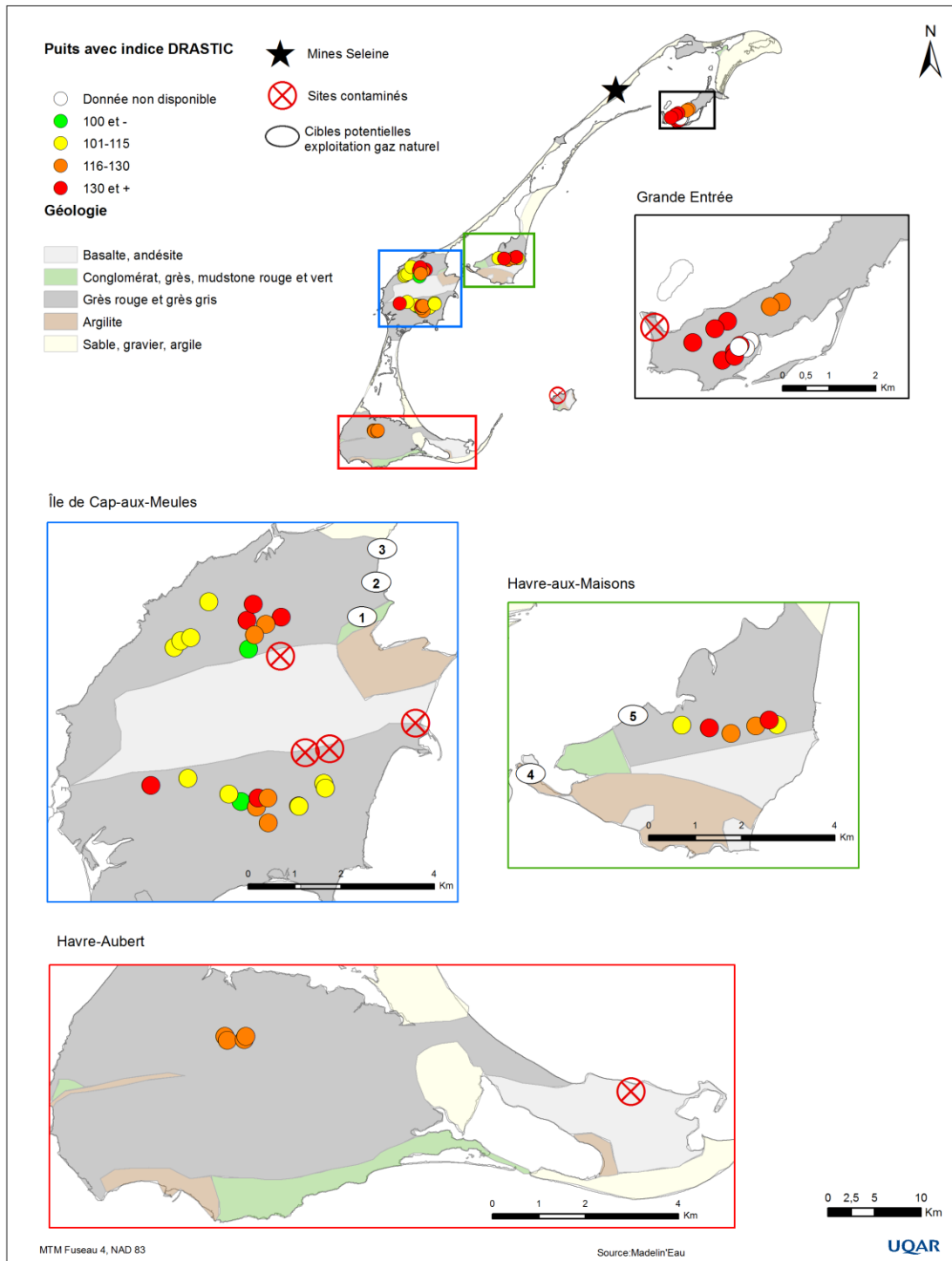


Figure 4. 22. Localisation de la mine de sel, des terrains contaminés non réhabilités, des potentiels sites de forages et des zones de captages et puits privés (assortis de l'indice DRASTIC calculé pour chacun d'eux) sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine (source : Madelin'Eau, 2004).

#### 4.6 RÉFÉRENCES

- ACCES (visité : 2012) L'exploitation des gisements *in* L'exploitation des combustibles fossiles. <http://acces.ens-lyon.fr/acces/terre/CCCIC/ccl/petrole/comprendre/lexploitation-des-combustibles-fossiles>
- Agence de l'eau Rhône-Méditerranée-Corse. (2002). Guide technique no 7; Pollution toxique et toxicologie : notion de base. 82 p.
- Agence de l'eau Seine-Normandie. (2002). Étude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraines du bassin Seine-Normandie. 107p.
- Agglomération des Îles-de-la-Madeleine. (2010). *Schéma d'aménagement et de développement révisé*, 314 p.
- Aird, P. (2008) Drilling waste management technology description. 50 p.
- American Petroleum Institute (API). (2003). Recommended Practice for Field Testing of water based Drilling Fluids 13B-1, 3<sup>rd</sup> ed., December, ANSI/API 13B-1/ISO 10414-1.
- Attention Fragiles. (visité : 2012). La formation des Îles, une histoire de sel. *in* Géomorphologie. <http://www.attentionfragiles.org/fr/decouvrir-les-iles-carte/geomorphologie.html>.
- BAPE. (2005). Les effets potentiels du projet d'exploitation d'une mine et d'une usine de niobium à Oka sur les eaux de surface et sur les eaux souterraines ainsi que sur leurs utilisations. Rapport d'enquête et d'audience publique, Rapport n° 208, 93 p.
- BAPE. (2007). Projet de construction de l'oléoduc pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est. Rapport d'enquête et d'audience publique, Rapport n° 243, 184 p.
- BAPE. (2011). Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec. Rapport d'enquête et d'audience publique, Rapport no. 273, 323 p.
- Berest, P., Brouard, B. & Feuga, B. (2004). Abandon des mines de sel: faut-il envoyer? *Revue française de géotechnique*, 105-107: 53-71.
- Bernatchez, P., Fraser, C., Friesinger, S., Jolivet, Y., Dugas, S., Drejza, S. & Morissette, A. (2008). Sensibilité des côtes et vulnérabilité des communautés du golfe du Saint-Laurent aux impacts des changements climatiques. Laboratoire de dynamique et de gestion intégrée des zones côtières, Université du Québec à Rimouski, 256 p.
- Blatz v. Impact Energy Inc., (2009). ABQB 506, Court of Queen's Bench of Alberta, Calgary.
- Boulianne, G.(MRNFP). (2004). Projet d'augmentation de la capacité de l'oléoduc dans le secteur du parc national d'Oka. Document no 6211-18-008 remis au bureau d'Audience publique sur l'environnement. 2 p.
- Brahy, V. & Loyer, S. (visité : 2012). L'imperméabilisation et la compaction des sols. *in* Portail environnemental de la Wallonie. [http://etat.environnement.wallonie.be/uploads/rapports/parties/chapitres/fiches/SOLS\\_06.pdf](http://etat.environnement.wallonie.be/uploads/rapports/parties/chapitres/fiches/SOLS_06.pdf).
- Celia M.A., Bachu S., Nordbotten J.M., Gasda S.E., Dahle H.K. (2004). Quantitative estimation of CO2 leakage from geological storage: analytical models, numerical models and data needs. *In Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Volume 1: Peer-Reviewed Papers and Plenary Presentations (E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy, ed.), IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK.

- Chouteau, M., Bouchedda, A. & Madani, A. (2011). Développement d'une méthodologie de suivi de l'impact des changements climatiques sur les eaux souterraines aux Îles-de-la-Madeleine. Phase 2 : Caractérisation des sites : détermination des profils de références et de la méthodologie de suivi, 172 p.
- Certification and Testing (CSA). (2008). Fuel burning equipment No. 95. Vol. 5. 7 p.
- Comité Zip des Îles. (2002). Plan d'action et de réhabilitation écologique. <http://www.zipdesiles.org/documents/PARE/planpare.html>.
- Connaissances des énergies (CDE) (visité : 2012) La prospection géophysique en profondeur *in* Prospection/ exploration gazière et pétrolière. <http://www.connaissancesenergies.org/fiche-pedagogique/prospection-exploration-gaziere-et-petroliere>.
- Consortium en foresterie Gaspésie - Les Îles. (2008). Bilan forestier régional basé sur les connaissances, Gaspésie - Les Îles, 227 p.
- CultureSciencesChimie (visité : 2012) Le gaz naturel *in* Les combustibles fossiles : formation, composition et réserves. <http://culturesciences.chimie.ens.fr/content/les-combustibles-fossiles-formation-composition-et-reserves-1050>
- Det Norske Veritas (DNV). (2010). Pipeline abandonment scoping study. Report for National Energy Board. 87 p.
- Dubé, N, et Parent, C. (2010). L'état de santé et de bien-être de la population des Îles-de-la-Madeleine, Direction de santé publique Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, 210 p.
- Ellis, D. (2012) Avis technique portant sur la problématique potentielle de dessalement des eaux aux Îles-de-la-Madeleine (N/Réf. : SCW-761066). 9 p.
- Energy Ressources Conservation Board (ERCB). (2010). Canadian natural resources limited well blowout 19-12-75-12w6m Feb. 24. 2010. ERCB Investigation report. 19 p.
- Energy Ressources Conservation Board (ERCB). (2011). ERCB on scene of sweet gas well blowout near Cold Lake. News release. 1p.
- Federal Energy Regulatory Commission. (2004). Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage. Staff Report. 33 p.
- Fossen, H. (2010). *Structural geology*. Cambridge University Press, Cambridge, 463 p.
- Gale, J. & Konrad, J-M. (2006). Technical report – Uncertainty related to gas field subsidence predictions and associated environmental impacts of the proposed Mackenzie Gas Project. Fracflow consultant Inc. 14 p.
- Gastem. (visité : 2012). Golfe du Saint-Laurent : la propriété des Îles-de-la-Madeleine. <http://www.gastem.ca/fr/gastem-gulfofstlawrence.php>.
- Gastem. (2010). Rapport de gestion, Rapport intermédiaire du troisième trimestre pour la période se terminant le 30 septembre 2010. 18 p.
- Gaz naturel (visité: 2012) Qu'est-ce que le gaz naturel ? *in* Gaz naturel. <http://www.gaz-naturel.ch/gaz-naturel/quest-ce-que-le-gaz-naturel/>
- Gaz naturel canadien (visité : 2012) Le gaz sulfureux *in* Approvisionnement. <http://www.gaznaturelcanadien.ca/approvisionnement/gaz-sulfureusulfureux>.



- Gurevich, A.E. & Chilingarian, G.V. (1993). Subsidence over producing oil and gas leakage to the surface. *Journal of petroleum science and engineering*. Vol. 9. 3; 239-250.
- Haus, R., Wilkinson, R., Heland, J. and Schafer, K. (1998). Remote sensing of gas emission on natural gas flares. *Pure and Applied Optics Journal*, 7: 853-862.
- Holroyd, P. et Retzer, H. (2005). A Peak into the Future, Potential Landscape Impacts of Gas Development in Northern Canada, The pembina institute, 39 p.
- Humphries, L. (2001). A review of relative sea level rise caused by mining-induced subsidence in the coastal zone: some implications for increased coastal recession. *Climate Research*. Vol 18; 147-156.
- IFP Énergies nouvelles. (2012) Les hydrocarbures non-conventionnels : évolution ou révolution? Panorama 2012. 7 p.
- Ineris. (2010) Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains – rapport d'Étude DRS-08-86168-00481D. 115 p.
- Institut national de la Santé Publique du Québec (2010) État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique. Rapport préliminaire. Direction de la santé environnementale et de la toxicologie. 87 p.
- IPEX. (2009) Systèmes de tuyauteries en PVC pour le FDH (forage directionnel horizontal) et autres installation sans tranchée. 6 p.
- Khilyuk, L.F, Chilingar, G.V., Endres, B. et Robertson Jr., J.O. (2000) Gas migration – events preceding earthquakes. Gulf Publishing, Houston, Texas. 387 p.
- Khodja, M. (2008). Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales. Thèse de doctorat, spécialité : Génie des Procédés et de l'Environnement. Institut National Polytechnique de Toulouse (France), 288 p.
- Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P. Castonguay, S., Hamblin, T. & Giles, P. (2009). Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6174, 275 p.
- Légaré, M. & Ménard M. (1999). Mémoire de la Ville de Saint-Félicien présenté dans le cadre de la Commission sur la gestion de l'eau au Québec du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), 50 p.
- Lemière, B., Seguin, J.J., LeGuern, C. Guyonnet, D., Baranger, P., Darmendrail, D. & Conil, P. (2001). Guide sur le comportement des polluants dans les sols et les nappes. BRGM / RP-50662-FR, 177 p.
- Mackenzie Gas Project. (2004). EIS supplemental information northwestern area - Section 4 - Groundwater. 8p.
- Madelin'Eau. (2004). Gestion des eaux souterraines aux Îles-de-la-Madeleine - Un défi de développement durable. Rapport final, Document No. 3 (Secteurs hors Île de Cap-aux-Meules), 153 p.
- Madelin'Eau. (2011). Projet de réalisation d'un forage gazier vertical conventionnel d'une profondeur de 2500 mètres. Municipalité des Îles-de-la-Madeleine. Reconnaissance /identification des cibles les plus propices, rapport d'étape 1 expertise hydrogéologique, 84 p.
- Marquenie, J.M. (1999). Integrated study on soil subsidence in the Dutch Wadden sea. *Wadden Sea Newsletter*. Voll ;32-33.

- Maury, V.M.R., Grasso, J-R. & Wittlinger, G. (1992) Monitoring of subsidence and induced seismicity in the Lacq gas field (France)- the consequences on gas production and field operation. *Engineering Geology*. 32; 123-135.
- Mid-Ohio pipeline services (visité : 2012) Environnement <http://mopipeline.com/environnement.html>
- Ministère de l'environnement durable et des parcs (MDDEP). (2010). Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazière dans les basses-terres du Saint-Laurent, 57 p.
- Ministère des ressources naturelles et de la faune (MRNF), (2010). Bureau des hydrocarbures. Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG). Rapport d'activités géophysiques 2009. 3 p.
- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick. (2004). Sommaire de la déclaration de l'impact sur l'environnement (rapport de l'EIE) concernant le Projet d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié (GNL) et d'un quai polyvalent de Irving Oil Limited. 52 p.
- Musy, A. & Higy, C. (2004). *Hydrologie, une science de la nature*. Les presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, Suisse, 314 p.
- Nguyen, J.P. (1993). *Le forage*. Eds Technip (Paris) et Institut Français du Pétrole (Reuil-Malmaison). Institut français du Pétrole, France, 385 p.
- Odjugo, P.A.O. et Osemwenkhae, E.J. (2009). Natural gas flaring affects microclimate and reduces maize (*Zea mays*) yield. *Int. J. Agri. Biol.*, 11: 408–412.
- Office national de l'énergie (ONÉ). (visité : 2012) Cessation d'exploitation des pipelines-Documents de travail sur les questions d'ordre technique et environnemental. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/rfrncmtrl/pplnbndnmnttchnclnvrnmntl-fra.html#s4>
- Office national de l'énergie (ONÉ). (2011). Norme CSA Z662-11 – Réseau de canalisation de pétrole et de gaz. Avis d'information, ONÉ IA 2011-001. 2 p.
- Oldenburg C. M. (2007). « Joule-Thomson cooling due to CO<sup>2</sup> injection into natural gas reservoirs », *Energy Conversion and Management* 48: 1808-1815.
- Pantet A., Ouvry J.F., Didier G. & Merlet N. (2000). Document technique et réglementaire. Traitement et recyclage des boues. ESIP/ANETA/INSA, Lyon, 21 p.
- Pétrolia. (visité : 2012). Épisode 4 : le forage. [http://tele-gaspe.com/?id=91&titre=Archives\\_des\\_émissions\\_\\_\\_De\\_l\\_exploration\\_a\\_la\\_production&em=17](http://tele-gaspe.com/?id=91&titre=Archives_des_émissions___De_l_exploration_a_la_production&em=17)
- Pierre, G. & Bernatchez, P. (2009). Vulnérabilité à l'érosion côtière et à la submersion des étangs aérés du secteur de Fatima (Îles-de-la-Madeleine). Laboratoire de dynamique et de gestion intégrée des zones côtières, Université du Québec à Rimouski. Rapport de recherche remis à la municipalité des Îles-de-la-Madeleine, 24 p.
- Pouliot, C. (1999). Les Îles-de-la-Madeleine.... *Le journal des Belmine*, 7: 9-11.
- Preitzel J., Mayer B. & Legge A.H.. (2004). Cumulative impact of 40 years of industrial sulfur emissions on a forest soil in west-central Alberta (Canada). *Environ. Pollution*, 132, 129 – 144.

- Ptacek, C., Price, W., Smith, L.J., Logsdon, M., & McCandless, R. (2004). Pratiques et changements concernant l'aménagement du territoire - production minière et pétrolière dans Menaces pour la disponibilité de l'eau au Canada. Institut national de recherche scientifique, Burlington, Ontario. Rapport no. 3, Série de rapports d'évaluation scientifique de l'INRE et Série de documents d'évaluation de la science de la DGSAC, no. 1, 148 p.
- Ressources naturelles Canada (visité: 2012) La plasticine naturelle : 200 millions d'années de déformation du sel et de dépôt de sédiments  
[http://www.atl.cfs.nrcan.gc.ca/frontliners/John\\_Shimeld/natures\\_silly\\_putty-f.html](http://www.atl.cfs.nrcan.gc.ca/frontliners/John_Shimeld/natures_silly_putty-f.html).
- Roegiers J.C. (2002) Well modelling: an overview, Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 57, No. 5, pp. 569-577.
- Santé Canada. (visité : 2012). Santé de l'environnement et du milieu de travail. [http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl2-lsp2/road\\_salt\\_sels\\_voie/road\\_salt\\_sels\\_voie\\_2-fra.php](http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl2-lsp2/road_salt_sels_voie/road_salt_sels_voie_2-fra.php).
- Suckale, J. (2009) Induced seismicity in hydrocarbon fields, Advances in Geophysics, 51, 55–106
- SWN Ressources Canada. (2012). Programme sismique 2D 2012. 10 p.
- Tourisme Îles-de-la-Madeleine (visité : 2012) La faune  
<http://www.tourismeilesdelamadeleine.com/magdalen-islands/atrim-711-faune.cfm>.
- Université LAVAL (visité : 2012). Le sel des Îles-de-la-Madeleine  
<http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s2/sel.iles.madeleine.html>
- URS Corporation. (2009). Final report – CLNG environmental impact statement – Shallow groundwater. 359 p.
- U.S Energy information administration (EIA) (visité: 2012) Schematic Geology of Natural Gas Resources in Natural gas explained. [http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural\\_gas\\_where](http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_where).
- V.B.H. (Gini) Ketelaar. (2009) Satellite radar interferometry – subsidence monitoring techniques. Springer. 270 p.
- Vernoux, J.F., Degouy, M., Machard de Gramont, H. & Galin, R. (2002). Etude bibliographique sur le suivi des risques engendrés par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraines du Bassin seine-Normandie. BRGM / RP-51312-FR. 107 p.