



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA  
DOSSIER PUBLIC 7625**

**Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources  
pétrolières du Shale d'Utica, Québec, Canada**

**Z. Chen  
D. Lavoie  
M. Malo**

**2014**



Ressources naturelles  
Canada

Natural Resources  
Canada

**Canada**



**COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA  
DOSSIER PUBLIC 7625**

**Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources  
pétrolières du Shale d’Utica, Québec, Canada**

**Z. Cheng<sup>1</sup>, D. Lavoie<sup>2</sup> et M. Malo<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Commission géologique du Canada, Calgary

<sup>2</sup> Commission géologique du Canada, Québec

<sup>3</sup> Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Québec

**2014**

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, 2014

doi:10.4095/293930

On peut télécharger cette publication gratuitement à partir de GEOSCAN (<http://geoscan.sst.rncan.gc.ca/>).

**Notation bibliographique conseillée**

Chen, Z., Lavoie, D. et Malo, M., 2014. Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières du Shale d’Utica, Québec, Canada; Commission géologique du Canada, Dossier public 7625, 47 pages.

doi:10.4095/293930

Les publications dans cette série ne sont pas révisées, elles sont publiées telles que soumises par les auteurs.

## Table des matières

Introduction .....	1
Contexte géologique de la plateforme du Saint-Laurent.....	3
<i>Contexte régional</i> .....	3
<i>Stratigraphie et structure de la plateforme du Saint-Laurent</i> .....	4
Shale d'Utica .....	8
<i>Faciès et stratigraphie interne</i> .....	8
<i>Contexte structural</i> .....	11
<i>Minéralogie</i> .....	11
<i>Géochimie organique</i> .....	12
<i>Maturation thermique</i> .....	13
<i>Carbone organique total (COT)</i> .....	14
<i>Indice d'hydrogène (IH) et indice d'oxygène (IO)</i> .....	15
<i>Cibles d'exploration</i> .....	15
Méthode d'évaluation des ressources.....	17
<i>Modèle</i> .....	17
<i>Calculs volumétriques</i> .....	21
Évaluation.....	23
<i>Données et méthode d'évaluation</i> .....	23
<i>Résultats</i> .....	28
Conclusions .....	36
Remerciements.....	37
Références .....	38

## Introduction

Depuis les premiers jours de l'exploration des hydrocarbures dans le sud du Québec, le Shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur est considéré être une excellente roche-mère dans un contexte de système d'hydrocarbures classiques (Lavoie et coll., 2009; Dietrich et coll., 2011). Cependant, ce n'est qu'au milieu des années 2000 que le potentiel de ressource en-place a commencé à être reconnu, avec une série initiale de forages et d'essais dans le Shale d'Utica en 2006 (Lavoie et coll., 2008). Depuis, 18 puits verticaux et 11 puits horizontaux ont été forés afin d'évaluer et de tester les zones de ressources en gaz de schiste, et 18 de ces puits ont fait l'objet de fracturation jusqu'en 2010 (Lavoie et coll., 2014).

Il n'existe aucune évaluation régionale des ressources *in situ* du Shale d'Utica. Au fil des ans, divers acteurs industriels dans le sud du Québec ont publié des évaluations indépendantes des ressources de gaz *in situ* récupérables sur leurs terrains, la présence locale de d'hydrocarbures liquides étant mentionnée mais non quantifiée. Un rapport publié dans le cadre d'une récente évaluation environnementale stratégique du Shale d'Utica dans le sud du Québec réalisée par le gouvernement du Québec a fait la synthèse et le recoupement des chiffres publiés par l'industrie. Il ressort de cette étude que le Shale d'Utica renfermerait entre 100 et 300 Tpi<sup>3</sup> de gaz, pour des ressources récupérables estimées entre 22,4 et 47,4 Tpi<sup>3</sup> (Duchaine et coll., 2012).

Depuis de nombreuses années, la Commission géologique du Canada a réalisé des évaluations quantitatives des ressources en hydrocarbures dans les bassins sédimentaires des régions matures et pionnières. Cependant, alors que l'industrie entreprenait l'évaluation et la mise en valeur des zones de ressources dans les schistes, la CGC ne disposait pas à l'interne d'une méthode d'évaluation quantitative de ces ressources, et ce problème a été considéré comme une lacune méthodologique qu'il fallait rapidement combler (Lavoie et coll., 2012a). La nouvelle méthode devait être suffisamment souple pour être applicable à la fois aux zones riches en gaz et en liquides, dans les bassins des régions matures et des régions pionnières.

Le présent rapport décrit la méthode mise au point pour évaluer les ressources en gaz et huile de schiste des cibles d'exploration hybrides, en prenant en compte les porosités remplies d'hydrocarbures de la matière organique et de la matrice rocheuse. La méthode à double porosité présentée ici permet l'évaluation quantitative des ressources gazeuses et liquides *in situ* dans le Shale d'Utica de la Plateforme du Saint-Laurent, laquelle, vu la densité et la qualité des données

d'exploration des hydrocarbures, peut être considérée comme un bassin sédimentaire en région pionnière.

## Contexte géologique de la plateforme du Saint-Laurent

### Contexte régional

La géologie de l'est du Canada est caractérisée par des roches datant du Néoprotérozoïque au Mésozoïque tardif. Les grands événements tectoniques du Paléozoïque documentés dans les Appalaches sont associés à l'obduction des ophiolites (croûte océanique) et à l'accrétion progressive d'arcs volcaniques, de microcontinents et, en définitive, des continents pour former le paléocraton de Laurentia (van Staal, 2005). Les principales phases de déformation compressive ont culminé pendant l'Ordovicien (orogénèse taconique), le Dévonien (orogénèse acadienne) et le Carbonifère–Permien tardif (orogénèse alléghanienne).

Dans le sud du Québec, les roches sédimentaires du Cambrien-Ordovicien tardif préservées dans la plateforme du Saint-Laurent (figure 1) sont contemporaines du rifting du supercontinent Rodinia pendant le Néoprotérozoïque (Allen et coll., 2009), du développement d'une marge passive pendant le Cambrien-Ordovicien précoce (Lavoie et coll., 2012b) et d'un bassin d'avant-pays pendant l'Ordovicien moyen à tardif (Lavoie, 2008).

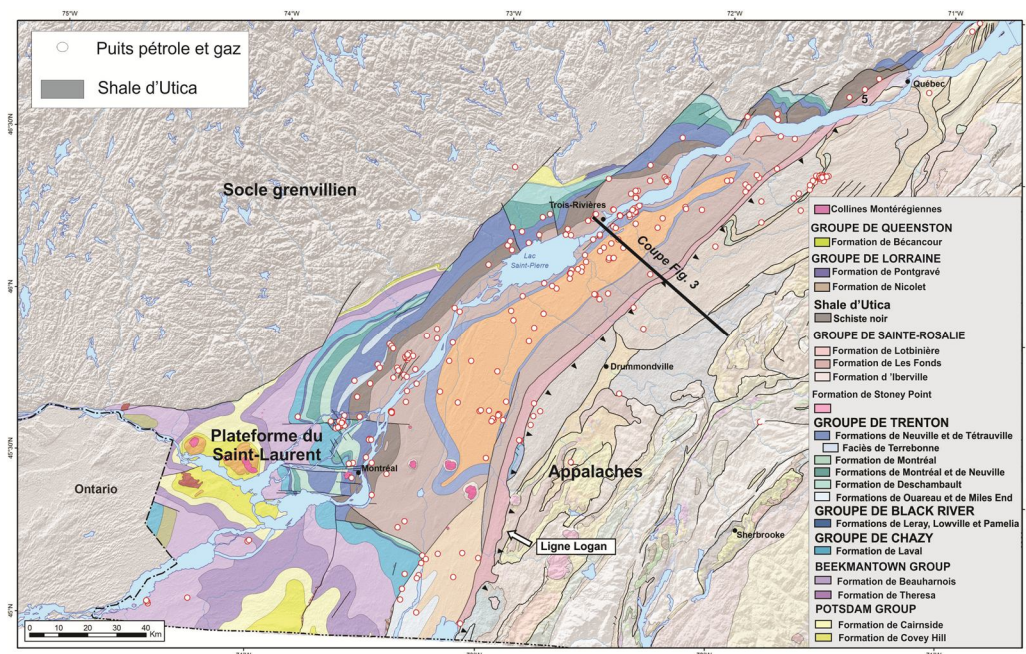


Figure 1 : Carte géologique simplifiée du sud du Québec présentant la plateforme du Saint-Laurent d'âge Cambrien-Ordovicien, située entre le socle grenvillien datant du Précambrien et les Appalaches datant du Cambrien-Dévonien. La ligne de Logan marque la limite entre la plateforme et les Appalaches, alors que la plateforme est soit en contact de faille, soit en discordance sur le socle grenvillien. La carte indique également l'emplacement des puits de gaz et de pétrole forés dans le sud du Québec. La coupe

géologique se trouve à la figure 3. La légende stratigraphique indique les unités de la plateforme du Saint-Laurent. Carte modifiée d'après Thériault (2012a).

### Stratigraphie et structure de la plateforme du Saint-Laurent

#### Stratigraphie

Dans le sud du Québec, la plateforme du Saint-Laurent correspond à une plateforme carbonatée et siliciclastique datant du Cambrien à l'Ordovicien précoce, d'une épaisseur maximale d'environ 1 200 m, recouverte de dépôts carbonatés-clastiques d'avant-pays de l'Ordovicien médian à tardif qui atteint localement une épaisseur minimale d'environ 1 800 m (figure 2) (Lavoie, 2008).

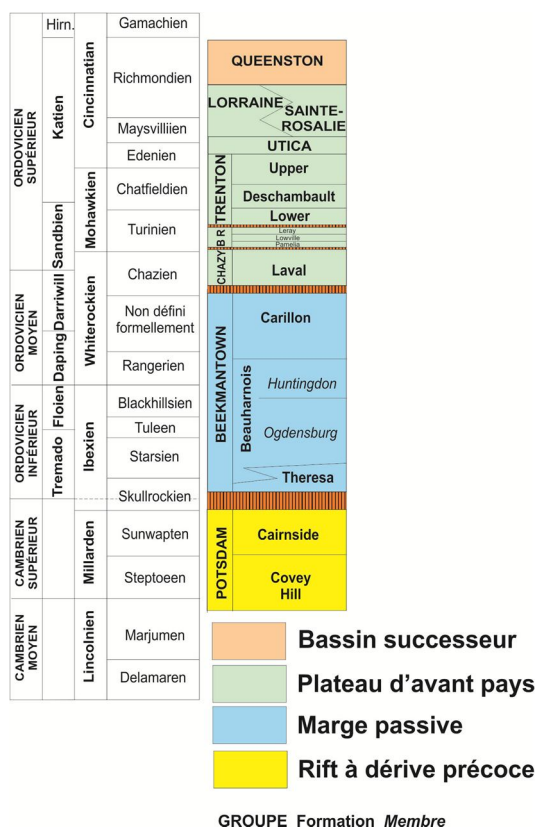


Figure 2 : Cadre stratigraphique de la plateforme du Saint-Laurent dans le sud du Québec. Les roches clastiques et les carbonates du Cambrien supérieur à l'Ordovicien supérieur ont été déposés dans plusieurs environnements géodynamiques indiqués par des couleurs différentes. Les schistes du Shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur ont été déposés pendant l'épisode d'établissement de la plateforme de l'avant-pays taconique. Il n'y a pas d'échelle verticale. Modifié d'après Lavoie (2008).

La base de la succession de la plateforme comprend le Groupe de Potsdam du Cambrien tardif qui repose en discordance sur le socle précambrien. La base du Groupe de Potsdam est dominée par une succession fluviale à marine peu profonde datant de l'épisode de rift et le début de l'épisode de marge passive, composée d'arkose et de subarkose conglomératique avec une transition progressive jusqu'à une arénite quartzique infralittorale, d'eaux peu profondes (Lavoie, 2008).

Une discordance importante s'est développée à la limite Cambrien/Ordovicien et a été suivie, durant l'Ordovicien précoce, par une montée eustatique du niveau de la mer ayant mené à la formation d'une marge passive à l'échelle du continent (Lavoie et coll., 2012b). Dans le sud du Québec, la succession de marge passive correspond au Groupe de Beekmantown qui est dominé par des calcaires et des dolomies déposés en milieux intertidaux à infratidaux peu profonds en réponse aux fluctuations très fréquentes du niveau de la mer (Salad Hersi, 2012). Le Groupe de Beekmantown qui date de l'Ordovicien précoce, est tronqué par une discordance reconnue dans de nombreux endroits en Amérique du Nord (Lavoie et coll., 2012b).

Le long du bassin d'avant-pays actif, la succession de la plateforme carbonatée de l'Ordovicien précoce fut recouverte d'une succession d'eau de plus en plus profonde formée de calcaire, de calcaire argileux puis de mudstone noir riche en matière organique, et recouverte de flysch surmonté de molasses postorogéniques (Lavoie, 2008). La succession de calcaire argileux et de calcaire du bassin d'avant-pays comprend les Groupes de Chazy, de Black River et de Trenton.

Le Groupe de Trenton est recouvert par les mudstones noirs calcareux du Shale d'Utica. Le Shale d'Utica constitue une unité diachronique, la partie la plus ancienne étant localisée à proximité du front des Appalaches, comme dans les environs de Québec (zones de graptolites *Corynoides americanus*-*Orthogratus ruedemanni* à *Climacograptus spiniferus*), et la plus récente s'étendant vers le sud-ouest sur la plateforme Laurentienne, comme dans la région de Montréal (zone de graptolites *Climacograptus pygmaeus*). Au sein du bassin d'avant-pays, la progression diachronique d'est en ouest de la subsidence coïncidait avec le changement progressif vers l'ouest d'une sédimentation de carbonates à une sédimentation siliciclastique, comme cela est documenté ailleurs le long de l'orogène appalachien (Ettensohn, 2008). L'épaisseur du Shale d'Utica varie de 30 à 300 m, alors que la Formation de Stony Point, équivalente en faciès et en



chronologie, atteint une épaisseur de 750 m dans la partie la plus au sud du Québec. L'unité du Shale d'Utica se distingue des faciès siliciclastiques plus jeunes par sa teneur élevée en calcite, ses lits de calcaire à grains fins et l'absence de silt et de grès, ce qui permet de supposer que le Shale d'Utica a été déposé avant l'influx de sédiments plus grossiers provenant de l'érosion des nappes de charriage appalachiennes en progression.

La succession préservée au sommet de l'empilement sédimentaire consiste en des sédiments de l'Ordovicien tardif qui se sont accumulés pendant et après l'emplacement des nappes de charriage taconiques. L'unité de flysch est dominée par des successions épaisses de mudstone en alternance avec des quantités accessoires de silts et de grès du Groupe de Lorraine qui consiste en deux formations : la Formation de Pontgravé dont la granulométrie est plus grossière et la minéralogie plus calcareuse que la Formation de Nicolet sous-jacente. Le Groupe de Lorraine est l'unité la plus épaisse (jusqu'à 3 800 m; Globensky et coll., 1993) et la plus exposée de la plateforme du Saint-Laurent. Le Groupe de Lorraine repose en concordance sur le Shale d'Utica (Globensky, 1987). Le Groupe de Queenston se trouve au sommet de la pile sédimentaire préservée. Il comprend une formation (Formation de Bécancour) composée de mudstone postorogénique, de grès et de conglomérat (Globensky, 1987). La seule occurrence de sédiments postordoviciens dans la plateforme du Saint-Laurent se trouve dans la région de Montréal, où un petit affleurement de brèches de diatrème expose des fragments de toute la succession du Cambrien-Ordovicien avec l'addition de calcaires du Dévonien moyen (Globensky, 1987). Enfin, au Crétacé, des plutons riches en néphéline mais appauvris en silice et des dykes de lamprophyre ont pénétré la plateforme du Saint-Laurent (Globensky, 1987; Rocher et coll., 2003). Ces intrusions ont une signature morphologique claire et forment les Montérégiennes du sud du Québec.

### Contexte structural

Dans le sud du Québec, les strates exposées de la plateforme du Saint-Laurent sont subhorizontales, mais elles sont localement affectées par les plis ouverts mésoscopiques ou encore par les plis d'entraînement à proximité des failles. Les principales entités structurales consistent en des failles de chevauchement à faible pendage à l'échelle régionale, des failles normales délimitant des demi-grabens ainsi qu'en des plis très ouverts associés au synclinal de Chambly-Fortierville (figure 1). Le retraitement et la réinterprétation des lignes sismiques

profondes à l'échelle régionale dans le sud du Québec ont permis de documenter des structures compressives, y compris des zones triangulaires et des chevauchements aveugles, à l'ouest de ce que l'on pensait être le front structural appalachien (ligne de Logan; Castonguay et coll., 2006, 2010). D'autres études récentes portent également à croire que l'évolution structurale a été plus complexe que celle envisagée auparavant, notamment : 1) des mouvements le long de failles normales à l'Ordovicien moyen, qui ont résulté en la formation d'affaissements ('sag') qui ont affecté les carbonates du bassin d'avant-pays avant le dépôt de sédiments riches en matières organiques et à grains fins du Shale d'Utica sur le sommet de la plateforme carbonatée affaissée (Thériault, 2007); 2) une déformation compressive à l'Ordovicien tardif associée à l'orogénèse taconique; 3) un plissement (Pinet et coll., 2008) et des mouvements le long de failles (Sasseville et coll., 2008) postérieurs à l'Ordovicien (probablement « Acadien »).

La faille Yamaska est l'une des nombreuses failles normales parallèles au bassin qui traverse la succession socle-plateforme et, d'après les données sismiques disponibles, semble s'amortir dans le flysch sus-jacent (Castonguay et coll., 2010; Séjourné et coll., 2013). Cette faille était active à la fin de l'Ordovicien médian et a joué un rôle crucial dans la morphologie du bassin sédimentaire et son évolution. L'épaisseur et la profondeur du Shale d'Utica augmentent fortement à l'est de la faille Yamaska (figure 3) et, par conséquent, les corridors actuels d'exploration du gaz de schiste sont définis en fonction de cette structure (voir ci-dessous).

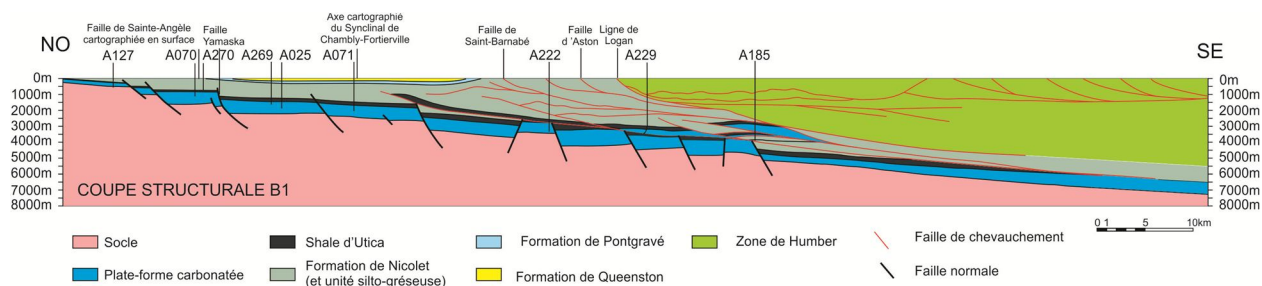


Figure 3 : Coupe structurale basée sur des données limitées (affleurements, puits de pétrole et de gaz) et la ligne sismique profonde M-2002 du MRN (modifiée d'après Castonguay et coll., 2006, 2010). Le Shale d'Utica (en noir) s'épaissit et s'enfonce progressivement depuis le nord-ouest jusqu'au sud-est, et il est également remobilisé et imbriqué dans des écailles chevauchantes localisées au-dessus de la plateforme du Saint-Laurent et sous les Appalaches. Cette coupe transversale est localisée sur la figure 1. Modifiée d'après Séjourné et coll. (2013).

La ligne de Logan délimite une série de failles de chevauchement qui marquent la transition des domaines autochtones (c.-à-d. la plateforme du Saint-Laurent) et parautochtones

(c.-à-d. des écailles chevauchantes imbriquées de la plateforme du Saint-Laurent), avec le domaine allochtone (nappes de charriage taconiques; figure 3). Cette ligne ne marque pas le front structural, mais la limite entre d'une part le faciès autochtone de la plateforme allant de la surface jusqu'en profondeur et d'autre part les sédiments de glacis et de talus marins profonds contemporains mais transportés par des processus tectoniques. Les nappes de charriage comprennent des roches du Protérozoïque à l'Ordovicien tardif qui ont été initialement déposées sur le talus et le glacis de Laurentia et transportées sur la marge continentale de celle-ci (et donc sur la plateforme du Saint-Laurent) pendant l'épisode de déformation taconique. Lavoie (2008) présente la stratigraphie détaillée de ces faciès marins profonds.

### Régime de contrainte actuel

Les orientations des contraintes horizontales maximales/minimales ont été établies par Konstantinovskaya et coll. (2012) à partir d'études géomécaniques de 17 puits forés dans la plateforme du Saint-Laurent. Une des principales contributions de cette étude est d'établir que le régime de contrainte actuel est de type décrochement compressif entre les profondeurs de 250 à 4 000 m. L'orientation moyenne de la contrainte horizontale maximale est estimée à  $59^{\circ} \text{ N} \pm 20^{\circ} \text{ E}$ , et elle varie le long du front appalachien. Les résultats se comparent bien aux orientations NE-SO de la contrainte horizontale maximale observées à l'échelle régionale dans l'est du Canada (Plumb et Cox, 1987). Le régime de décrochement actuel proposé est également compatible avec les structures compressives observées localement en surface (Wallach et Chagnon, 1990).

## **Shale d'Utica**

### *Faciès et stratigraphie interne*

#### New York

Le terme « Shale d'Utica » a été introduit par Emmons (1842) pour décrire une succession de schistes calcaireux de la fin de l'Ordovicien médian dans la vallée Mohawk au centre de l'État de New York. Les premiers géologues qui ont cartographié la plateforme du Saint-Laurent dans le sud du Québec ont importé ce terme. L'épaisseur du Shale d'Utica dans l'État de New York, tout comme dans le sud du Québec, augmente vers l'est d'environ 50 m pour atteindre un maximum près de 1 000 m, l'épaisseur et, dans une certaine mesure, la teneur

en carbone organique total (COT) étant contrôlée par les failles synsédimentaires (Smith, 2011). Le Shale d'Utica repose localement en discordance sur le Groupe de Trenton et est recouvert en concordance par le Groupe de Lorraine (Smith, 2011). Dans l'État de New York, le Shale d'Utica comporte trois formations, soit, par ordre ascendant : Flat Creek, Dolgeville et Indian Castle. Tout comme dans le sud du Québec, le Shale d'Utica dans l'État de New York est plus jeune vers l'ouest avec les deux formations inférieures corrélées temporellement avec Groupe de Trenton (Baird et Brett, 2002; Smith, 2011). La division tripartite du Shale d'Utica dans l'État de New York est basée sur la présence d'une unité de schistes et de carbonate très distincte (Formation de Dolgeville), qui est intercallée entre des schistes calcaireux. Ces diverses unités peuvent également être reconnues en fonction de leur teneur en COT. La Formation de Flat Creek est caractérisée par des teneurs en carbone organique total (COT) allant de 1,5 % à 3,0 %, la Formation de Dolgeville, dominée par du calcaire rubané, a des teneurs en COT comprises entre 1 % et 1,5 %, et la teneur en COT des unités de la Formation d'Indian Castle est habituellement inférieure à 1,0 % (Nyahay, 2008).

## Québec

### *Stratigraphie*

Au Québec, le Shale d'Utica est formé de schistes calcaireux; sa teneur élevée en carbonate et l'absence de couches gréseuses sont les caractéristiques physiques qui permettent de distinguer le Shale d'Utica du Groupe de Lorraine sus-jacent dominé par le schiste (Lavoie et coll., 2008; Thériault, 2012a). Cette limite lithostratigraphique n'a pas toujours été appliquée par le passé et les cartes géologiques attribuent encore localement le schiste non calcaireux (Groupe de Lorraine) au Shale d'Utica. Cette incohérence est particulièrement notable dans la région de Montréal, dans le sud du Québec (Trempe, 1978). Le contact entre le Shale d'Utica et la Formation de Nicolet sus-jacente à la base du Groupe de Lorraine est net et possiblement discordant dans les parties nord-ouest et ouest de la plateforme du Saint-Laurent, habituellement sur la rive nord du fleuve et à l'ouest de la faille Yamaska, tandis que, d'après les données des puits, le contact est graduel vers le sud-est et à l'est de la faille Yamaska (Thériault, 2012a; Séjourné et coll., 2013).

La source de la boue carbonatée dans le Shale d'Utica et son abondance variable dans la section supérieure ont été interprétées comme étant associées à des cycles de transgression-

régression de 5<sup>e</sup> ordre, avec, durant les hauts marins de la boue carbonatée provenant de la plateforme calcaire qui rétrogradait sur le craton du Précambrien à cette époque (Lavoie, 2008; Lavoie et coll., 2008). Des lits de calcaire schisteux de quelques centimètres d'épaisseur ponctuent la succession d'Utica, mais ils sont clairement plus abondants dans la partie médiane de la succession. Dans les sections bien exposées, ces intervalles de calcaire forment presque invariablement des cycles s'épaississant vers le haut, d'une d'épaisseur d'environ 1 mètre (figure 4). D'après la faune abondante de graptolites, le Shale d'Utica couvre la période de l'Édenien au Maysvillien (Riva, 1969), un intervalle corroboré par les observations des chitinozoaires (Lavoie et Asselin, 1998). Outre les graptolites, les brachiopodes, les trilobites et les céphalopodes sont communs, ce qui suggère l'absence de conditions anoxiques dans le bassin sédimentaire.

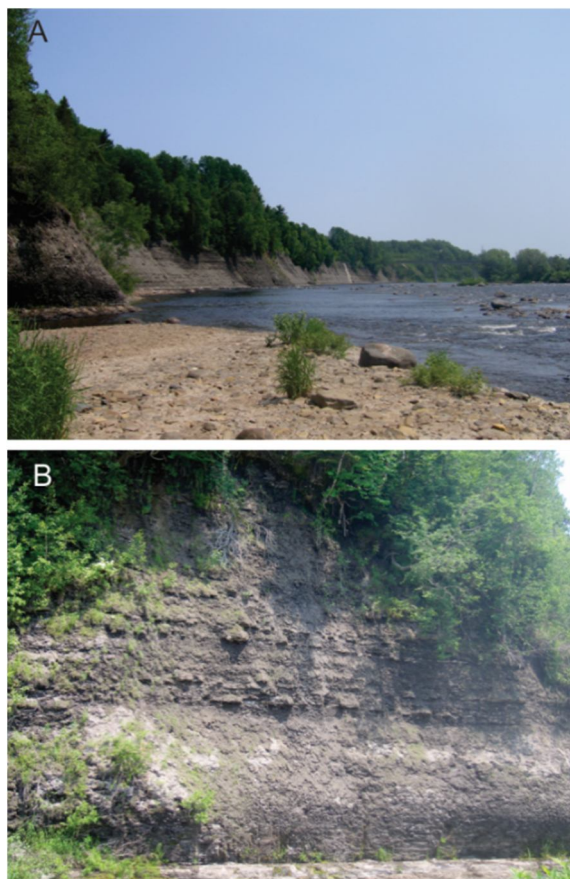


Figure 4 : A) Le Shale d'Utica le long de la rivière Jacques Cartier, à 50 km au sud-ouest de Québec sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent. B) Gros plan de la falaise le long de la rivière montrant des lits de mudstone calcaireux s'épaississant vers le haut et formant un intervalle de 3 m d'épaisseur. La vue verticale exposée est de 7 m.

D'après des données pétrophysiques, minéralogiques et lithologiques récentes, Thériault (2012a, b) a suggéré une division du Shale d'Utica en deux unités informelles (inférieure et supérieure). L'unité inférieure est caractérisée par une composition minéralogique se rapprochant de celle du Groupe de Trenton sous-jacent, tandis que la minéralogie de l'unité supérieure reflète une transition progressive vers le Groupe de Lorraine sus-jacent. Même si les principales composantes minéralogiques sont présentes dans les deux unités informelles, on constate certaines différences importantes (voir ci-dessous). L'épaisseur de ces deux unités est relativement similaire, bien que l'unité d'Utica supérieure soit habituellement un peu plus épaisse, particulièrement à l'est de la faille Yamaska (Thériault, 2012b).

#### *Contexte structural*

Peu d'études structurales ont porté expressément sur le Shale d'Utica. En se basant sur des images satellitaires détaillées de haute-résolution (QuickBird) et des levés sur le terrain, Pinet (2011) a documenté un patron de fractures complexe le long de la rive nord du fleuve Saint-Laurent à marée basse, au sud-ouest de Québec. Deux générations de plis, superposés sur le synclinal régional de Chambly-Fortierville, sont reconnues. Les failles sont orientées 100-120° N ou 30-60° N. Toutefois, leur cinématique précise est inconnue. L'orientation des fractures est relativement variée, mais les orientations NE et ONO dominant.

#### *Minéralogie*

C'est Thériault (2012b) qui a réalisé le premier travail systématique sur la composition minéralogique du Shale d'Utica. Près de 300 analyses de diffraction des rayons X ont été réalisées sur des déblais provenant de 18 puits dans le Groupe de Trenton, le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine inférieur.

Les échantillons de schistes prélevés au sein du Shale d'Utica sont riches en calcite, tandis que les schistes du Groupe de Lorraine sont pauvres en calcite, riches en argile et contiennent des pourcentages élevés de quartz et de feldspath par rapport au Shale d'Utica. La teneur en calcite diminue depuis le Groupe de Trenton jusqu'à une valeur minimale près du sommet du Shale d'Utica inférieur, elle augmente rapidement jusqu'à la partie médiane du Shale d'Utica supérieur, puis elle diminue de façon appréciable jusqu'à des valeurs minimales à la base

du Groupe de Lorraine. Les argiles ainsi que la teneur en quartz et en feldspath présentent une tendance inverse à celle de la calcite (figure 5).

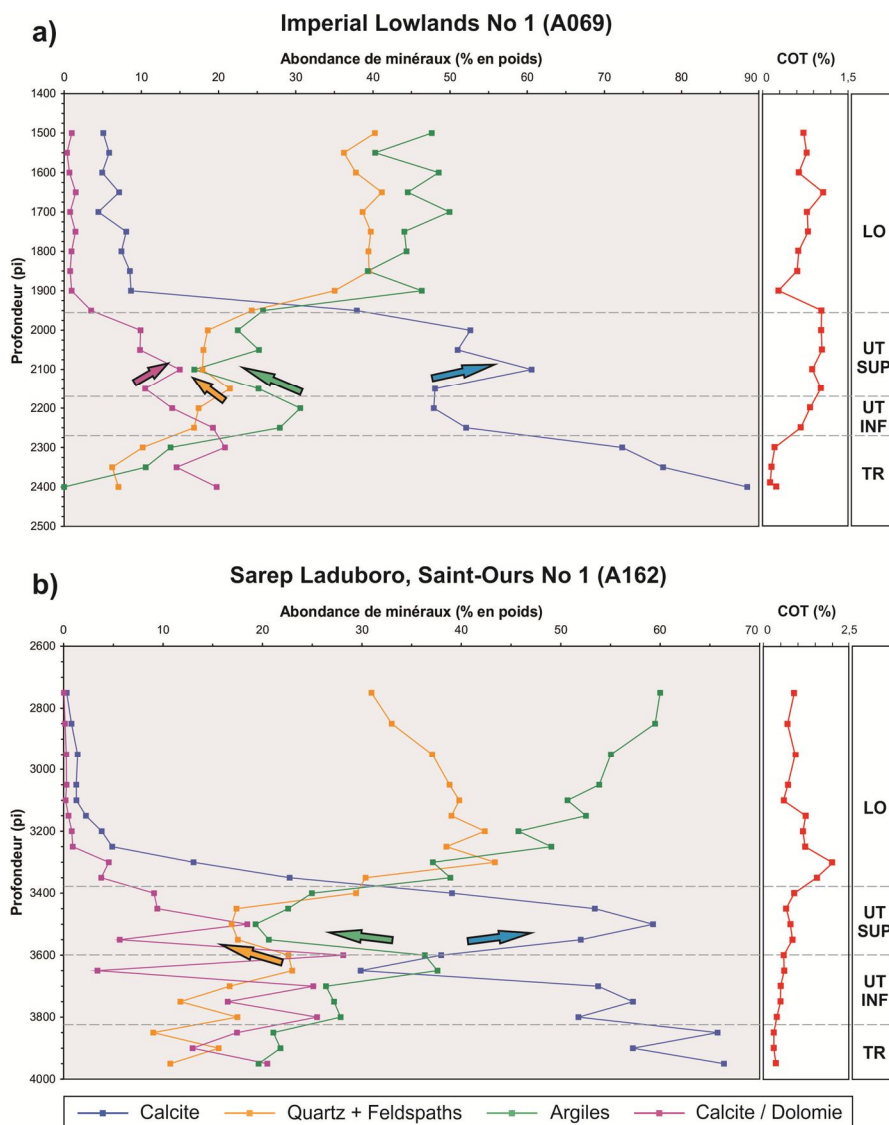


Figure 5 : Variations verticales de la minéralogie de l'intervalle allant du Groupe de Trenton (TR) au Groupe de Lorraine (LO) pour deux puits. La teneur en calcite diminue à partir du Groupe de Trenton vers une valeur minimale près du sommet du Shale d'Utica inférieur (UT INF), elle augmente rapidement jusqu'à la partie médiane du Shale d'Utica supérieur (UT SUP), puis elle diminue de façon notable jusqu'à des valeurs minimales à la base du Groupe de Lorraine. Les argiles ainsi que la teneur en quartz et en feldspath suivent une tendance inverse à celle de la calcite. Modifié d'après Thériault (2012a).

### Géochimie organique

Le Shale d'Utica est considéré être une excellente roche mère pour l'exploration des hydrocarbures classiques dans le sud du Québec (Lavoie et coll., 2009). Lavoie et coll. (2011) et

Thériault (2012b) ont publié plus de 2 300 analyses Rock-Eval (II et VI) pour 88 puits et quelques affleurements du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine. Thériault (2012b) présente les données sur des cartes pour les unités informelles inférieure et supérieure du Shale d'Utica, ainsi que pour le Groupe de Lorraine. Les informations les plus pertinentes sont présentées ci-dessous.

### *Maturation thermique*

Divers indicateurs de maturation thermique ( $T_{max}$ , la réflectance de la matière organique, le quotient de transformation ou l'indice de production) indiquent que le Shale d'Utica est une succession mature, présentant une augmentation de la maturation vers le sud-ouest, allant d'une fenêtre à l'huile à une zone de condensat dans la région de Québec jusqu'à une zone de gaz sec (figure 6). Une tendance sud-est est aussi documenté avec une augmentation des conditions thermiques allant de zones à condensat (secteur nord-est) et à gaz sec (secteur sud-ouest) au nord du fleuve jusqu'à des zones à gaz sec et supramatures au sud-est.

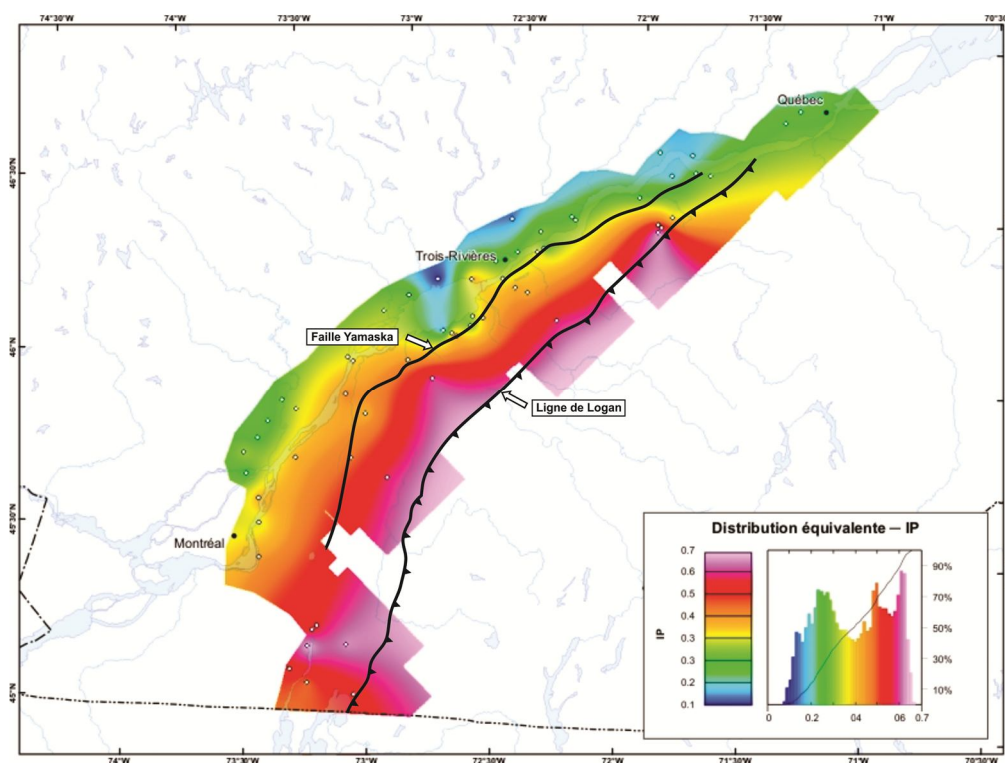


Figure 6 : Carte de l'indice de production (IP) du Shale d'Utica supérieur. L'indice de production est un paramètre indirect de la maturation thermique, car il indique le degré de transformation de la matière organique en hydrocarbures. Un IP inférieur à 0,4 indique la fenêtre à huile. Les augmentations de l'IP en allant du NE vers le SO, et du NO vers le SE sont marquées. La zone à l'ouest de la faille Yamaska est le



domaine le moins mature d'un point de vue thermique. L'accroissement allant du NO au SE est associée à un enfouissement plus profond de l'Utica au SE. Modifié d'après Thériault (2012a).

### *Carbone organique total (COT)*

Les deux unités du Shale d'Utica peuvent être différenciées d'après les teneurs en COT fournies par les analyses Rock-Eval, l'unité d'Utica supérieure ayant en général un COT moyen plus élevé (Thériault, 2012b). Toutefois, pour les deux unités, les valeurs COT les plus élevées (environ 1 % et 2 % pour les unités inférieure et supérieure, respectivement) sont communément localisées dans la zone nord-est (près de Québec) avec certaines valeurs élevées dans la zone nord-centre (région de Trois-Rivières) (figure 7). Cette répartition est compatible avec la zonation thermique du Shale d'Utica, les conditions thermiques les plus élevées étant associées à une teneur organique résiduelle moindre dans la roche. Les valeurs en COT les plus élevées (2,0 %) se trouvent à l'ouest de la faille Yamaska et présentent une corrélation avec une maturation thermique moindre (figure 6).

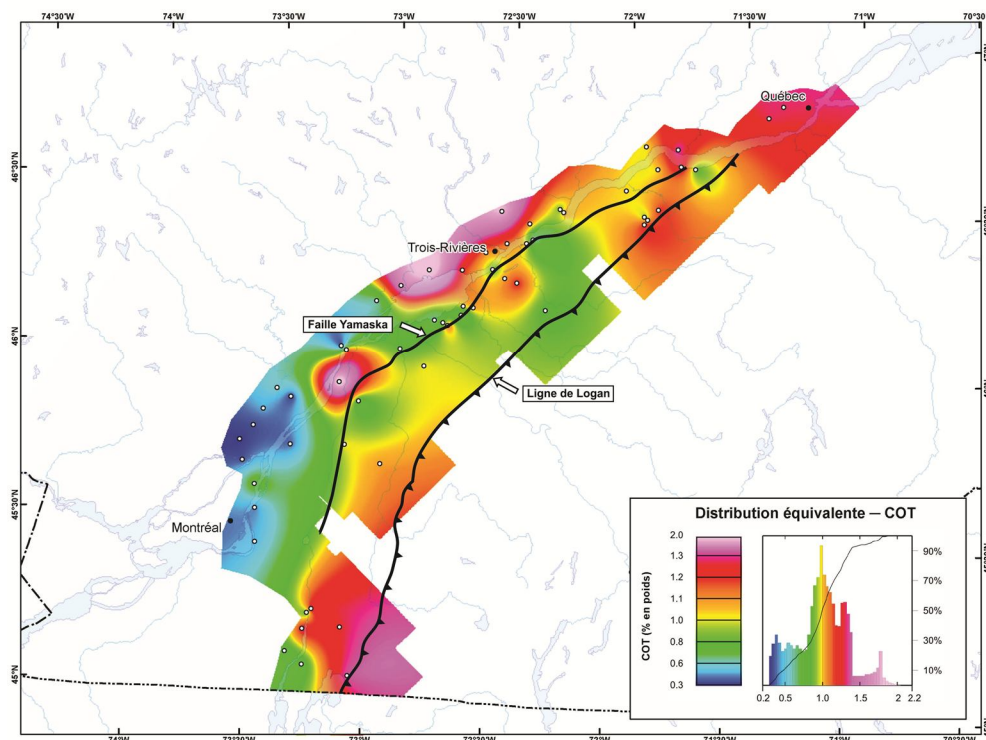


Figure 7 : Carte de la teneur en carbone organique total (COT) pour le Shale d'Utica supérieur. Les valeurs en COT les plus élevées (environ 2 %) sont présentes dans la région à l'ouest de la faille Yamaska et présentent une corrélation avec une maturation thermique moindre. Les teneurs en COT les moins

élevées se trouvent dans la région de Montréal qui présente une maturité thermique peu élevée, ce qui laisse entrevoir une teneur en matière organique originale moindre pour cette partie du bassin sédimentaire. Modifié d'après Thériault (2012a).

### *Indice d'hydrogène (IH) et indice d'oxygène (IO)*

Les valeurs IH et IO sont couramment utilisées comme paramètres indirects de la nature de la matière organique : la matière organique riche en hydrogène et pauvre en oxygène (p. ex., les lipides dérivés des algues et des bactéries) est identifiée comme matière organique de type I, et la matière organique pauvre en hydrogène et riche en oxygène (p. ex., la lignine dérivée des plantes) est désignée matière organique de type III. Le type II est un type intermédiaire communément associé aux microorganismes marins. Les trois types de matière organique présentent différents potentiels de production de pétrole ou de gaz naturel. Tout comme la teneur en COT, l'accroissement des conditions thermiques aura un effet sur la valeur IH, car l'hydrogène est rapidement absorbé par la production d'hydrocarbures. D'après les valeurs IH et IO résiduelles dans les domaines les moins thermiquement évolués, le Shale d'Utica est constitué de matière organique de type II (Thériault, 2012b), une interprétation corroborée par la pétrographie organique (Bertrand, 1991).

### *Cibles d'exploration*

Thériault (2012a) a proposé trois corridors d'exploration pour le Shale d'Utica dans le sud du Québec (figure 8). Ces corridors, qui sont basés sur la profondeur de l'unité ainsi que sur les domaines structuraux, ont été proposés à la suite de la réinterprétation et du réexamen détaillés des diagraphies de puits, des rapports de forage et des lignes sismiques (Thériault, 2012a). Le premier corridor comprend le domaine peu profond du Shale d'Utica et est localisé au nord et au nord-ouest de la faille Yamaska, où le Shale d'Utica est compris entre 0 et 800 m de profondeur. Le deuxième corridor est situé entre la faille Yamaska au nord-ouest et la ligne de Logan au sud-est; dans cette région, la profondeur du Shale d'Utica se situe entre 1 200 et 2 500 m. Enfin, le troisième corridor est situé à l'est de la ligne de Logan, où le Shale d'Utica se trouve dans des écailles de chevauchement, et probablement plus profondément dans la plateforme autochtone. Les connaissances géoscientifiques sur le Shale d'Utica sont très variables, le corridor peu profond et le corridor central ayant un meilleur contrôle par puits que le

corridor le plus à l'est, dominé par les chevauchements (Thériault, 2012a, b; Séjourné et coll., 2013).

L'exploration gazière dans le Shale d'Utica a commencé en 2006 dans le sud du Québec. En tout, 18 puits verticaux et 11 puits horizontaux ont été forés (figure 8), et 18 fracturations hydrauliques ont été réalisées jusqu'en 2010. Jusqu'à présent, la majeure partie de ces travaux d'exploration a été réalisée dans le corridor central, où 24 des 29 puits de gaz de schiste ont été forés; le corridor peu profond et le corridor de chevauchement ont été peu explorés (3 puits et 1 puits, respectivement). D'après le nombre limité de fracturations hydrauliques, les valeurs initiales de production (IP) étaient hautement variables, comme on peut s'y attendre dans un nouveau bassin. La meilleure valeur IP pour un puits horizontal était de 11  $\text{Mpi}^3$  (std)/j de gaz naturel (dans la partie nord-est du corridor central), tandis que dans le domaine le moins mature (tout près de Québec), une quantité limitée de pétrole léger et de condensats a été produite pendant l'essai d'un puits vertical.

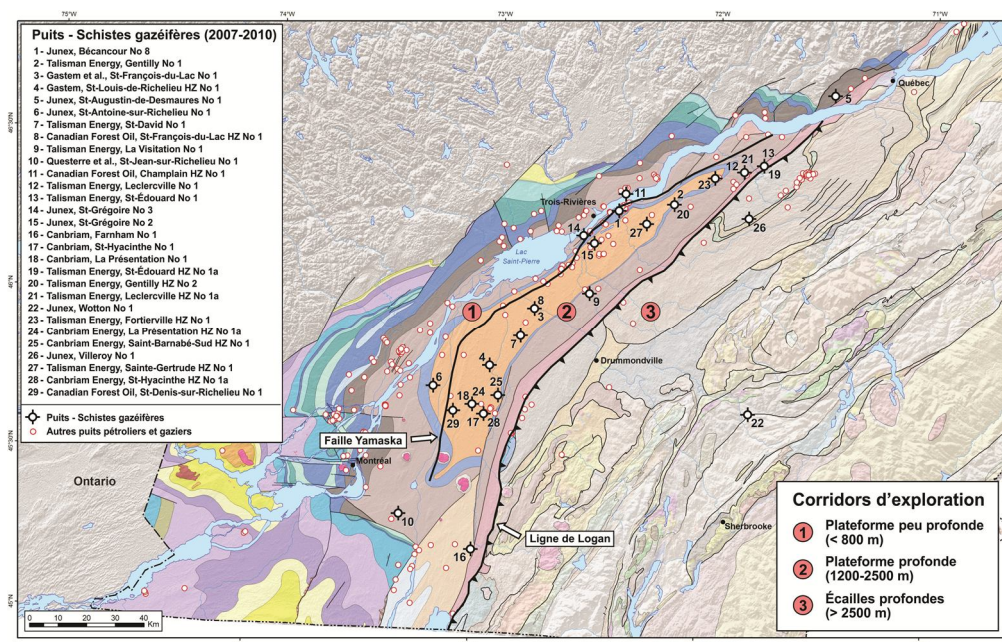


Figure 8 : Carte géologique simplifiée du sud du Québec indiquant l'emplacement des 29 puits de gaz de schiste forés entre 2007 et 2012 (les puits 1 et 2 ont été forés en 2006, et ils visent des réservoirs classiques sous le schiste). La carte présente les trois corridors d'exploration proposés par Thériault (2012a). Les corridors sont limités par la faille Yamaska et la ligne de Logan, et ils sont basés sur la profondeur du Shale d'Utica et sur le contexte tectonique. La légende est la même que sur la figure 1. Modifié d'après Thériault (2012a).

## Méthode d'évaluation des ressources

### Modèle

La méthode utilisée dans cette étude est une approche volumétrique consistant en un modèle à double porosité qui quantifie la taille des réservoirs de pétrole et de gaz. Cette méthode est conçue pour l'évaluation des ressources dans une zone de schiste hybride, dans laquelle les ressources pétrolières et gazières sont stockées à la fois au sein de la porosité de la matrice et de la porosité de la matière organique. Le modèle à double porosité fait l'hypothèse de deux systèmes poreux distincts dans une formation de schiste, soit les pores dans la matrice rocheuse et les pores dans la matière organique. La figure 9 présente un modèle pétrophysique du système à double porosité, présentant les différentes composantes qui ont été incorporées dans le calcul des volumes de pétrole et de gaz dans un tel réservoir hybride.

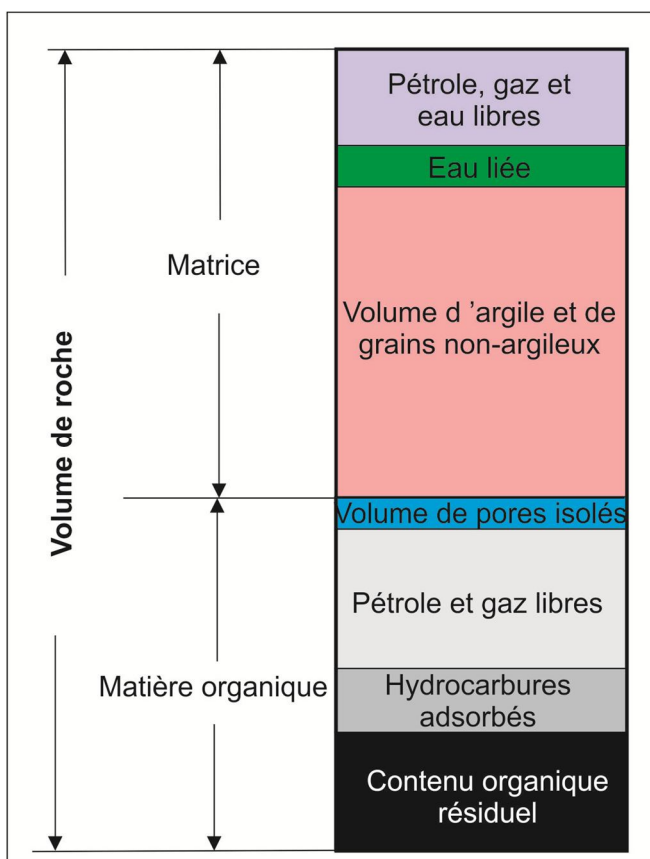


Figure 9 : Modèle pétrophysique pour l'estimation des ressources dans une zone de schiste hybride, où la porosité de la matrice rocheuse et la porosité de la matière organique contribuent au stockage du pétrole et du gaz accumulés (modifié d'après Ambrose et coll. 2012). La proportion des diverses composantes du volume de roche en vrac est schématisée et ne vise pas à représenter un cas particulier.

Les deux types de porosités du système présentent des différences importantes sur le plan des caractéristiques physiques et chimiques. La taille des pores dans la matrice rocheuse est de l'ordre du micromètre, et le diamètre des pores primaires diminue avec la profondeur d'enfouissement. Les pores de la matrice étaient saturés d'eau lors du dépôt des sédiments et lors de la migration subséquente des hydrocarbures liquides. Par conséquent, les pores de la matrice contiennent de l'eau résiduelle (eau liée). Les pores de la matrice rocheuse sont probablement humectés d'eau et ne contiennent pas d'hydrocarbures adsorbés. La méthode d'évaluation classique d'un réservoir clastique peu perméable est applicable pour estimer les paramètres du système poreux de la matrice, comme la porosité et la saturation d'eau dans la zone de schiste hybride. À la différence du système poreux de la matrice, la matière organique présente des pores d'un diamètre de l'ordre du nanomètre, et le diamètre des pores augmente avec la maturité (profondeur). Les pores de la matière organique ont pris naissance avec la formation des hydrocarbures liquides et sont probablement humectés de pétrole. Il n'y a pas d'eau liée dans le système de pores de la matière organique. En outre, comme les pores ont une taille de l'ordre du nanomètre, la thermodynamique des fluides (comportement de phase) est très différente de celle que l'on retrouve dans les réservoirs classiques, et les pores de la matière organique ont emmagasiné des hydrocarbures fluides autant adsorbés que libres. Une partie importante de l'espace des pores dans la matière organique est occupée par la phase adsorbée (Ambrose et coll., 2012). La proportion de phase adsorbée dans les pores de la matière organique dépend de la taille des nanopores (figure 10). Plus ces pores ont un faible diamètre, plus grand est la proportion de phase adsorbée qu'ils peuvent emmagasiner (Bohacs et coll., 2013).

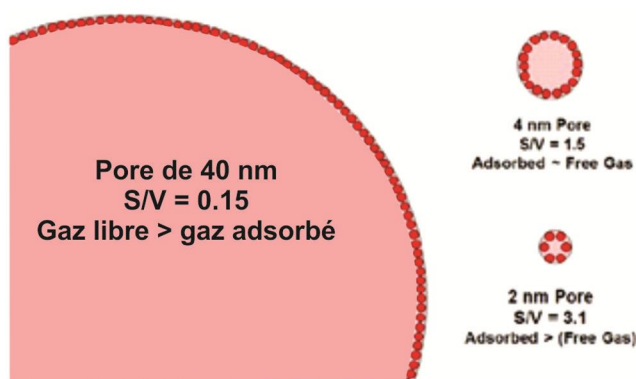


Figure 10 : Diagramme illustrant la variation de capacité d'adsorption de gaz naturel dans les nanopores de la matière organique (tiré de Bohacs et coll., 2013). Dépendant de la taille des nanopores, la phase

adsorbée (représentée de sous forme simplifiée par des petits cercles rouges) pourrait dominer dans les petits pores de la matière organique. L'abréviation « S/V » indique le rapport du volume de gaz adsorbé et du volume d'un seul pore.

La figure 11 présente les caractéristiques générales des deux systèmes de porosité. La microporosité de la matrice et la nanoporosité de la matière organique présentent des tendances opposées. La porosité de la matrice diminue avec la profondeur d'enfouissement, en raison de la compaction mécanique et de la diagenèse. Des études montrent que la composition minérale, la texture de la roche sédimentaire, la compaction et l'histoire diagénétique sont les principaux facteurs qui influencent la porosité de la matrice (Dutton et Loucks, 2010; Ramm, 1991). La porosité de la matrice présente un changement remarquable aux profondeurs d'environ 2 500 m, profondeur au-dessus de laquelle la porosité diminue rapidement et le principal contrôle est la compaction mécanique. Sous cette profondeur, la diminution de la porosité est plus lente et la compaction chimique (diagenèse) joue un rôle plus important. En règle générale, l'établissement d'une porosité secondaire se manifeste dans la zone inférieure. Par conséquent, le développement d'une porosité secondaire pourrait inverser la tendance de décroissance de la porosité (Dutton et Loucks, 2010). À l'opposé, la porosité de la matière organique augmente avec la maturité thermique. L'abondance et la taille des pores dans la matière organique sont fonction de la maturité thermique, du type de matière organique et de sa teneur. La porosité trouve son origine dans la conversion de la matière organique (kérogène) en pétrole et en gaz. Par conséquent, aucune porosité importante n'est formée dans la matière organique en deçà de la fenêtre à l'huile, et cette porosité approche sa valeur maximale à la fin de la zone de gaz sec.

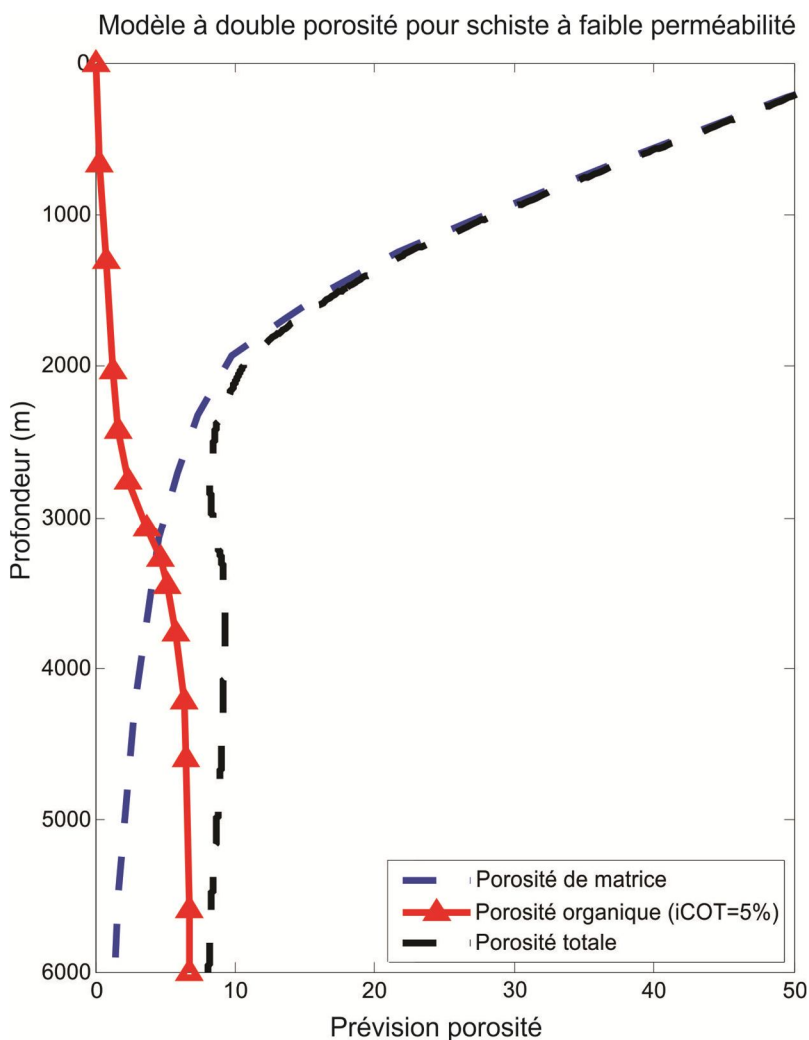


Figure 11 : Diagramme schématisant les tendances différentes des deux types de porosité dans un bassin de schiste (microporosité de la matrice lithique et nanoporosité de la matière organique). La porosité de la matrice diminue avec la profondeur, tandis que la porosité de la matière organique augmente avec la profondeur. Ces deux systèmes de porosité résultent de processus géologiques différents, et ont des caractéristiques physiques et chimiques distinctes en termes de capacité de stockage de pétrole et de gaz. Dans le diagramme, l'abréviation « ICOT » désigne le COT initial.

La capacité de stockage des hydrocarbures est représentée par la porosité totale, qui est la somme de ces deux porosités. Le modèle à double porosité offre trois mécanismes de stockage différents (figure 9) dans un réservoir hybride : a) pores dans la matrice avec des hydrocarbures libres et de l'eau liée, b) pores dans la matière organique avec des hydrocarbures libres; c) pores dans la matière organique avec des hydrocarbures adsorbés. Le volume d'hydrocarbures dans les deux systèmes de porosité peut être estimé à partir de données géochimiques et de diagraphies



géophysiques. Des essais additionnels en laboratoire sont nécessaires pour déterminer les hydrocarbures adsorbés. Le graphique de la figure 12 illustre la marche à suivre pour estimer le volume des pores contenant des hydrocarbures dans un modèle à double porosité. L'estimation du gaz adsorbé est décrite dans la section suivante sur les calculs volumétriques.

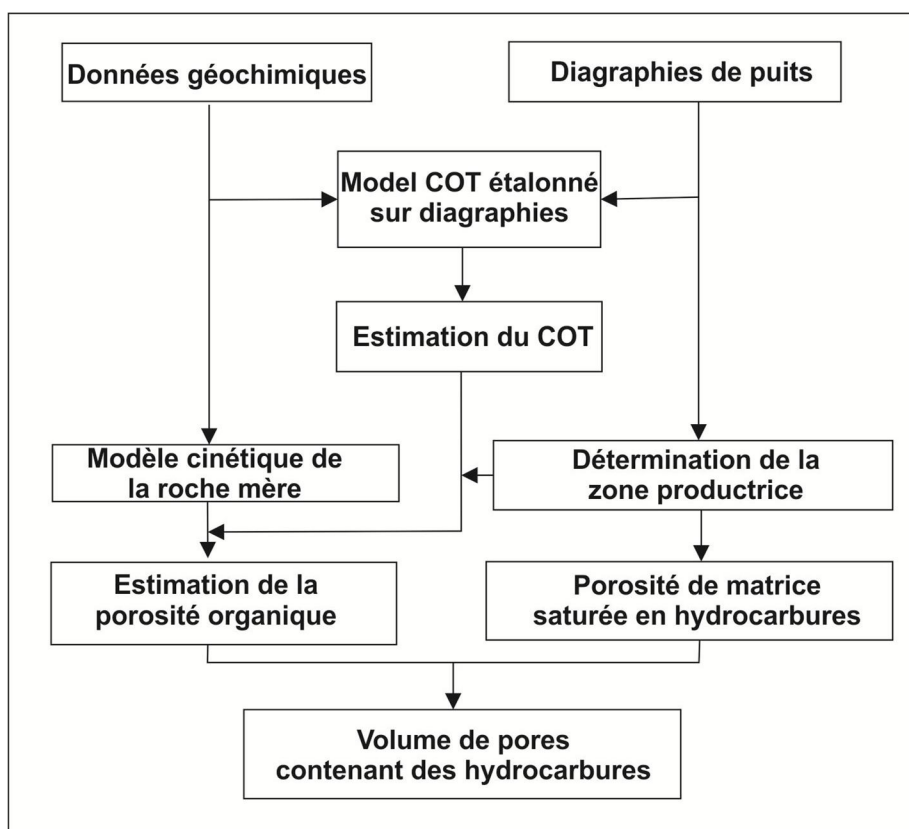


Figure 12 : Diagramme illustrant les étapes à suivre et les résultats obtenus dans l'estimation du volume des pores contenant des hydrocarbures à l'aide de données géochimiques et de diagraphies de puits, avec le modèle à double porosité.

### Calculs volumétriques

Pour déterminer la variabilité spatiale des ressources potentielles d'un réservoir de schiste à faible perméabilité, la zone d'étude a été divisée en  $N$  cellules de taille égale, chacune avec un indice d'emplacement  $n$ . Le volume total d'hydrocarbures dans les pores d'une zone de schiste productrice peut être estimé à l'aide de l'équation volumétrique suivante :

$$HCPV(n) = \sum_{n=1}^N A(n)H(n) \phi_{HC}(n) \quad (1)$$



où  $A(n)$  est la taille de la cellule ( $m^2$ ),  $H(n)$  est l'épaisseur du réservoir (m),  $\emptyset_{HC}(n)$  est la porosité saturée en hydrocarbures (sous forme de fraction),  $n$  est un indicateur de coordonnée. La variable  $\emptyset_{HC}(n)$  (sous forme de fraction) est le volume total de pores saturés en hydrocarbures à l'emplacement  $n$  dans les pores de la matrice et les pores de la matière organique.

Les volumes de pores contenant du pétrole et du gaz sont estimés respectivement à l'aide des relations suivantes :

$$PV_{pétrole}(n) = f_{pétrole}(n)HCPV(n) \quad (2)$$

$$PV_{gaz}(n) = f_{gaz}(n)HCPV \quad (3)$$

où  $f_{pétrole}(n)$  et  $f_{gaz}(n)$  désignent le pourcentage des volumes de pétrole et de gaz dans le volume total de pores d'hydrocarbures, respectivement, avec  $f_{pétrole}(n) + f_{gaz}(n) = 1$ . Ces deux paramètres ont été estimés à partir de la géochimie de la matière organique et des modèles de maturité thermique de la matière organique dans la zone d'étude.

L'équation  $PVT$  peut être appliquée pour convertir le volume des pores d'hydrocarbures dans les conditions du réservoir en volume standard de pétrole et de gaz dans les conditions de surface :

$$Pétrole(n)_{in\ situ} = PV_{pétrole}(n) / FVF \quad (4)$$

$$Gaz(n)_{in\ situ}^{libre} = PV_{gaz}(n) / Bg \quad (5)$$

où

$$Bg = \frac{zP_{surf}}{T_{surf}} \frac{T_{resv}}{P_{resv}} = 0,02827 \frac{zT_{resv}}{P_{resv}}$$

$$Gaz(n)_{in\ situ}^{solution} = PV_{pétrole}(n)RGP \quad (6)$$

où  $FVF$  est le facteur de volume de la formation de pétrole,  $Bg$  est le facteur de volume de formation du gaz et  $RGP$  est le rapport gaz/pétrole, qui sont des paramètres du réservoir pouvant être dérivés des observations sur le terrain et des analyses en laboratoire.

La quantité de gaz adsorbé peut être estimée à l'aide de l'équation suivante :

$$Gas_{in-place}^{adsorbé} = V_{rock} \rho_{mat} C_{toc} V_L \frac{P_{resv}}{P_L + P_{resv}} \quad (7)$$

où  $V_{roche}$  est le volume de roche (en  $m^3$ ),  $\rho_{mat}$  est la densité de la roche en vrac (en  $tonne/m^3$ ),  $C_{cot}$  est le contenu organique total (sous forme de fraction),  $P_L$  est la pression de Langmuir (en kPa),  $V_L$  est le volume de Langmuir (en  $pi^3$  (std)/tonne), qui est fonction du contenu en COT et est défini à partir de la relation suivante dans la présente étude :

$$V_L = 26,19 C_{cot} \quad (8)$$

La relation de l'équation (8) a été établie d'après des résultats d'essais en laboratoire par Talisman Energy (Talisman Energy, communication personnelle, 2013).

Ambrose et coll. (2012) ont indiqué que les calculs à l'aide de l'équation (7) surestiment le gaz adsorbé dans un réservoir de schiste. La surestimation (en  $pi^3$  (std)/tonne) peut être quantifiée à l'aide de l'équation suivante :

$$Gaz_{surest.}^{ad} = \frac{32,0368}{B_g} \left\{ \frac{0,000001318\hat{M}}{\rho_b} V_L \frac{P_{resv}}{P_L + P_{resv}} \right\} \quad (9)$$

où  $\rho_b$  est la densité en vrac de la roche, et  $\hat{M}$  est le poids moléculaire apparent du gaz naturel (g/mole).

On estime les ressources en gaz adsorbé, non biaisées, en soustrayant la quantité de gaz calculée au moyen de l'équation (9) à la quantité de gaz calculée au moyen de l'équation (7). Pour en savoir plus sur la dérivation de l'équation (9) et pour des exemples d'application, les lecteurs sont priés de consulter Ambrose et coll. (2012).

Les incertitudes touchant l'extrapolation spatiale pour chaque composante (pétrole, gaz libre, gaz associé et gaz adsorbé) aux endroits où l'on n'a pas foré de puits de contrôle sont estimées par des outils géostatistiques et cumulées par la méthode de Monte Carlo. Dans le cadre de l'évaluation, les plages des distributions cumulées de ressources de pétrole et de gaz représentent les incertitudes.

## Évaluation

### *Données et méthode d'évaluation*

Trois types de données (résumés dans Lavoie et coll., 2014) ont été utilisés dans la présente évaluation : a) une carte géologique et des tables de données compilées du ministère des Ressources Naturelles du Québec (Thériault, 2012a et b), qui fournissent de l'information sur

l'étendue spatiale du Shale d'Utica, sa profondeur d'enfouissement et son épaisseur; b) des courbes de diagraphies géophysiques numériques tirées des puits d'exploration antérieurs, obtenues du ministère des Ressources Naturelles du Québec; c) des données géochimiques provenant d'indicateurs thermiques et de pyrolyse Rock-Eval pour la roche mère, compilés par Thériault (2012 a et b). L'évaluation suit la procédure décrite sur le diagramme de la figure 12. De plus, nous avons tenté d'estimer les ressources en gaz naturel adsorbé en utilisant les relations des équations 7 et 8 pour ce bassin, avec application subséquente de la correction volumétrique selon l'équation 9.

En tout, nous disposons pour cette étude de données que pour 46 puits d'exploration (diagraphies numériques gamma, sonique et de résistivité). Ces données de diagraphies ont constitué une partie essentielle de l'ensemble de données pour les calculs volumétriques des ressources potentielles. Les données géophysiques de diagraphie de puits ont été utilisées pour estimer la porosité de la matrice et calculer la saturation en eau. La figure 13 présente une carte indiquant l'emplacement des puits d'exploration dont les données de diagraphie ont été utilisées dans notre étude.

Un autre ensemble important de données comprend les résultats des analyses de pyrolyse Rock-Eval et les indicateurs de maturité thermique mesurés du Shale d'Utica. Les résultats analytiques de plus de 700 échantillons prélevés dans 74 puits et sur 23 affleurements sont disponibles pour cette étude. La valeur moyenne de 707 mesures de COT est de 0,85 %, la valeur observée la plus élevée étant de 5,1 % dans la zone d'étude. Il importe de se rappeler que le COT mesuré est la teneur résiduelle après la dégradation thermique. En raison de la forte maturité thermique de ce bassin, une portion importante du COT initial a été convertie en hydrocarbures. De plus, en raison de la forte maturité thermique de la roche mère, la valeur  $T_{max}$  obtenue par la pyrolyse de la roche contient peu d'information sur la maturité thermique. Par conséquent, les valeurs de la réflectance équivalentes à celle de la vitrinite, converties d'après la réflectance de la matière organique, ont été utilisées pour quantifier la maturité thermique et calculer le rapport de transformation du kérogène dans la roche mère en hydrocarbures dans tout le bassin.

L'analyse des données indique que les mesures du COT en laboratoire ont une faible résolution verticale et donnent une piètre représentation de la variabilité verticale du COT. Un modèle de Passey révisé (Passey, 1990) a été utilisé afin d'estimer la teneur en COT pour chaque

point de donnée des diagraphies. Les diagraphies ont d'abord été étalonnées à l'aide des mesures de COT disponibles correspondant aux analyses de pyrolyse Rock-Eval, et utilisées pour établir le modèle de Passey révisé (Chen et coll., 2013), basé sur la teneur en COT pouvant être estimée à toute profondeur à l'intérieur de l'intervalle du Shale d'Utica pour les puits avec des données de diagraphies numériques adéquates (figure 13). La figure 14 montre la répartition statistique des teneurs en COT mesurées dans les puits forés dans le Shale d'Utica, utilisées dans la présente étude et obtenues par pyrolyse Rock-Eval (figure 14).

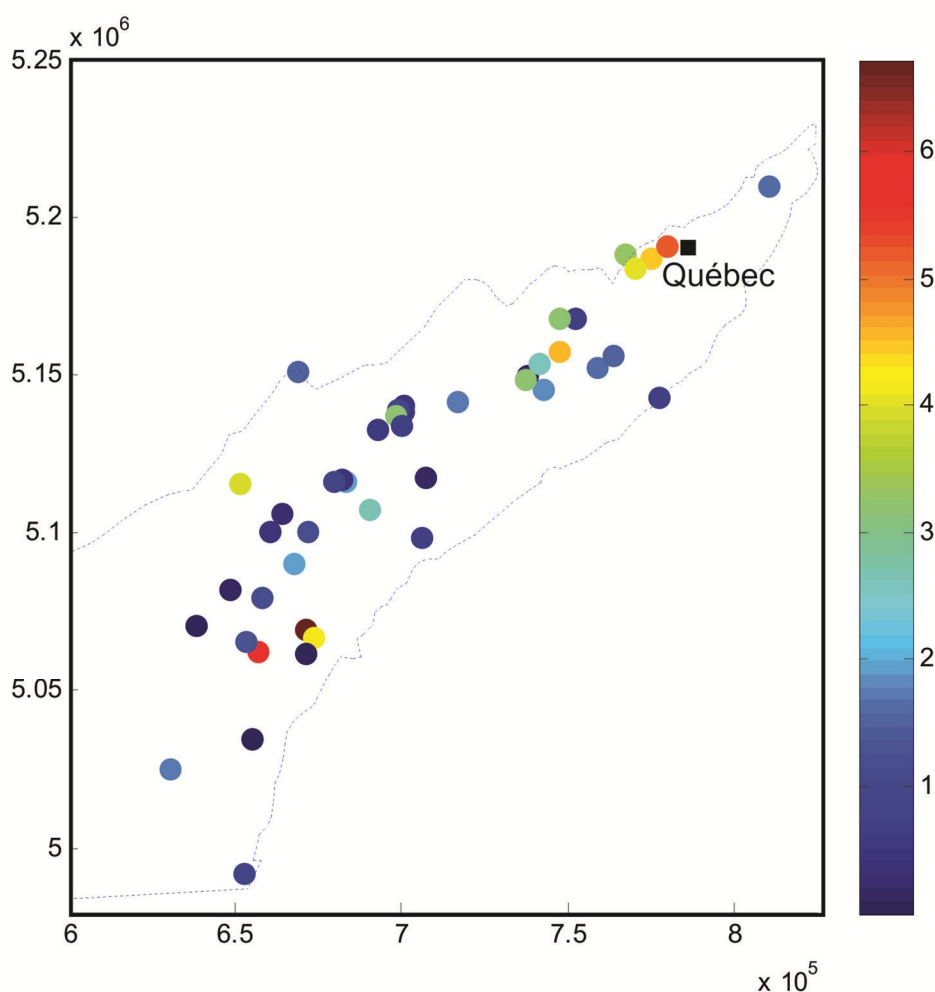


Figure 13 : Carte indiquant l'emplacement des puits pour lesquels on dispose de courbes de diagraphies physiques adéquates pour l'évaluation des volumes de pores d'hydrocarbures. La couleur des points et la barre de couleur à la droite indiquent l'épaisseur nette d'hydrocarbures estimée en mètres. Le carré noir représente l'emplacement de la ville de Québec. Les coordonnées sont en projection UTM (zone 18).

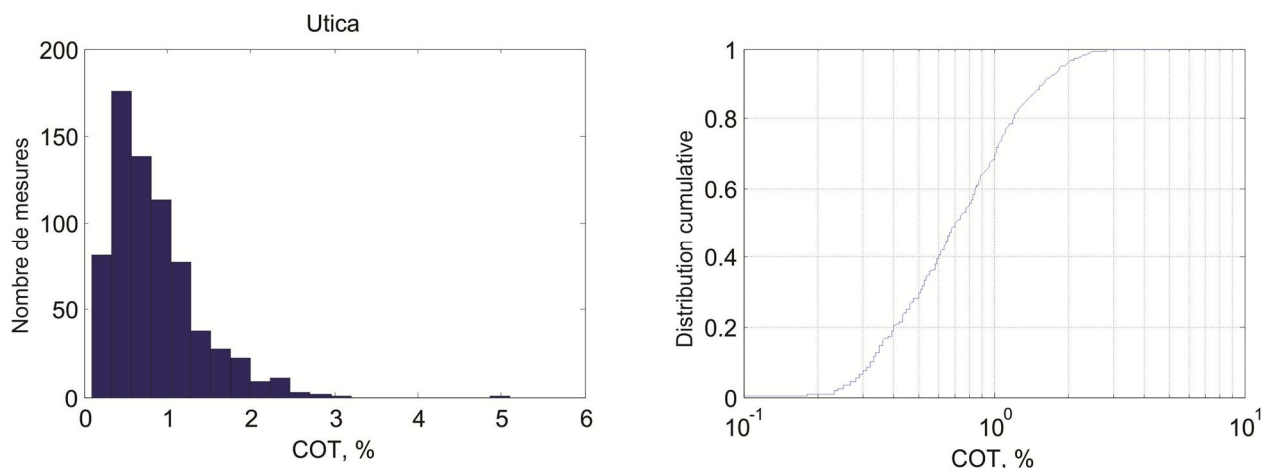


Figure 14 : Histogramme (à gauche) et distribution cumulative (à droite) de 707 valeurs de carbone organique total (COT, % en poids) mesurées, obtenues à l'aide d'échantillons analysés par la méthode Rock-Eval. Cette figure illustre les caractéristiques générales de la teneur en matière organique dans le Shale d'Utica.

Les teneurs estimées en COT initial obtenues avec un modèle cinétique de la matière organique dans la roche mère du Shale d'Utica ont été utilisées pour estimer la porosité de la matière organique. Modica et Lapierre (2012) ont présenté les détails mathématiques de la méthode afin d'estimer la porosité de la matière organique ainsi qu'un exemple d'application pour l'évaluation des ressources. La porosité saturée en hydrocarbures dans l'équation 1 est la somme de la porosité de la matrice saturée en hydrocarbures et de la porosité de la matière organique, et le volume des pores saturés en hydrocarbures est la somme du volume des pores saturés en hydrocarbures dans la zone productrice potentielle identifiée dans le Shale d'Utica, à chaque emplacement de puits. La figure 15 est une carte obtenue par krigeage du volume de pores saturés en hydrocarbures du Shale d'Utica dans la zone d'étude, et elle montre la variation spatiale du volume estimé de pores saturés en hydrocarbures dans le bassin. L'analyse des données géostatistiques laisse entrevoir une meilleure continuité des ressources *in situ* dans la direction NE-SO. L'importance du volume estimé de pores saturés en hydrocarbures à chaque emplacement de puits est indiquée dans la figure 13 par un code couleur.

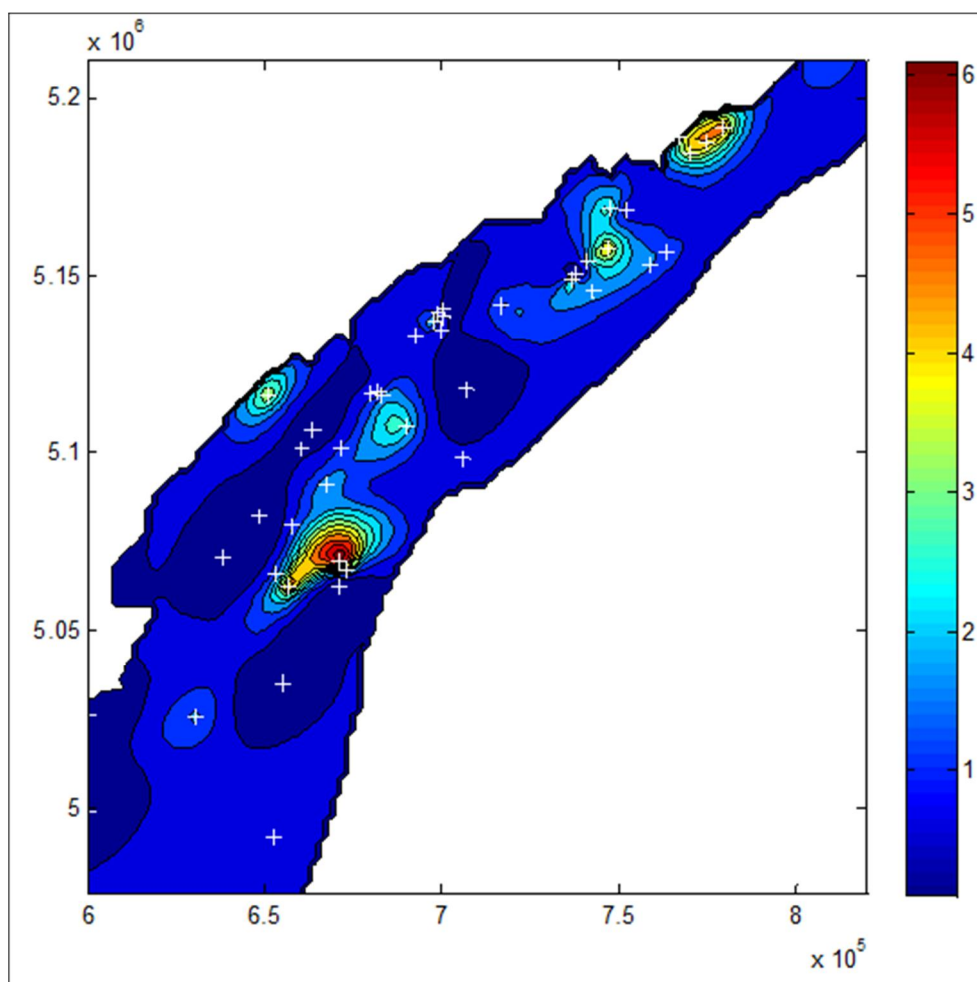


Figure 15 : Carte obtenue par krigeage du volume de pores saturés en hydrocarbures dans le Shale d'Utica indiquant l'emplacement des puits pour lesquels on dispose de données (croix blanche), utilisés pour l'évaluation des ressources, et la variation spatiale du volume estimé de pores (en  $\text{Mm}^3/\text{km}^2$ ).

Le volume estimé de pores saturés en hydrocarbures a été divisé en volumes de pores de pétrole et de gaz, d'après le modèle cinétique dans le Shale d'Utica. Ce modèle cinétique fournit des estimations de la capacité de production de pétrole et de gaz, et également du degré de dégradation thermique de la roche mère. En incorporant les données géochimiques observées, notamment la présence d'hydrocarbures dans les échantillons, le type de matière organique et le degré de maturité thermique, le modèle permet de calculer le rapport de pétrole et de gaz restant dans les réservoirs de schiste. Les volumes de pores saturés en pétrole et en gaz dans les conditions représentatives du réservoir ont ensuite été convertis en volumes de pétrole et de gaz

*in situ*, correspondant aux conditions standard de surface, au moyen des équations géotechniques appliquées aux réservoirs (équations 4, 5 et 6).

### Résultats

L'évaluation a permis de déterminer quatre ressources *in situ* différentes : pétrole, gaz libre, gaz dissous et gaz adsorbé. Les trois composantes de gaz ont été cumulées en gaz total. La distribution statistique est utilisée pour décrire l'incertitude associée aux ressources potentielles estimées. Aucune tentative n'a été faite pour estimer la partie techniquement récupérable des ressources *in situ*.

Les ressources de pétrole *in situ* estimées sont illustrées sous forme de représentation statistique dans les graphiques de la figure 16, et sous forme numérique au tableau 1. La figure et le tableau illustrent la plage d'incertitude des ressources de pétrole dans l'évaluation. Les ressources potentielles estimées de pétrole varient de 0,78 à 5,24 milliards de barils (Gbl), avec une moyenne de 2,3 Gbl.

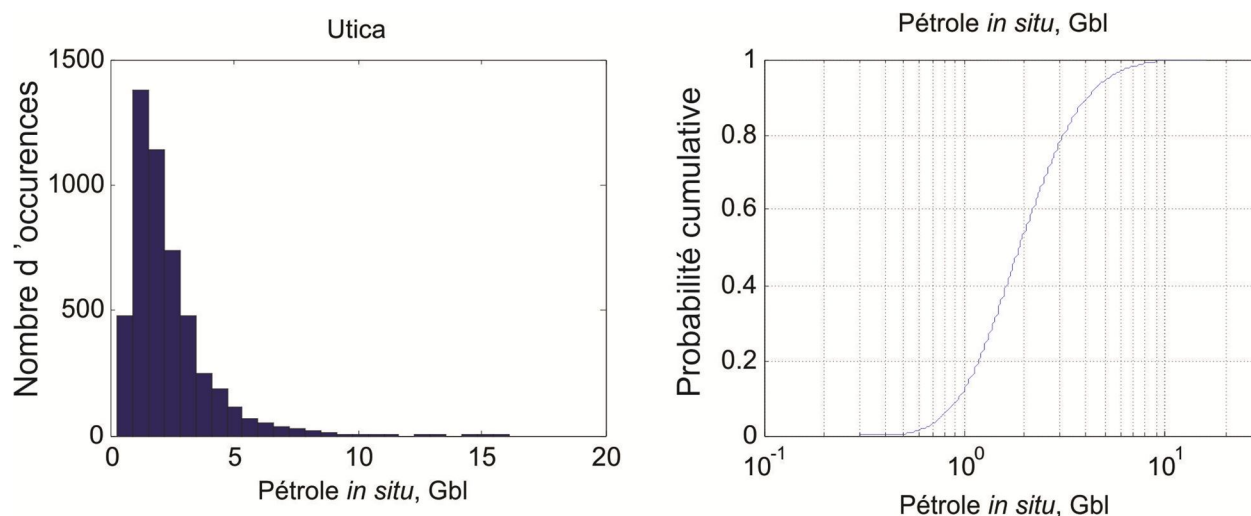


Figure 16 : Diagrammes illustrant la distribution statistique des ressources de pétrole *in situ* estimées dans le Shale d'Utica au Québec : a) histogramme et b) distribution cumulative basée sur 5 000 simulations de type Monte Carlo.

Tableau 1 Sommaire des ressources estimées de pétrole et de gaz dans le Shale d'Utica sous forme de distribution cumulative.

Distribution de probabilité	95 %	90 %	75 %	50 %	25 %	10 %	5 %	Moy.
Pétrole <i>in situ</i> (milliards de barils)	0,78	0,94	1,29	1,87	2,83	4,18	5,24	2,30
Gaz total cumulé <i>in situ</i> (Tpi <sup>3</sup> )	117,09	127,45	147,50	176,73	214,75	257,90	287,14	186,41

Cette étude donne également la distribution spatiale des ressources de pétrole estimées sous forme d'une carte de la densité des ressources de pétrole (figure 17), afin de délimiter l'emplacement géographique de « zones les plus riches » de ressources de pétrole dans le Shale d'Utica. Cette carte de la densité des ressources de pétrole a été obtenue par krigeage, une méthode géostatistique d'extrapolation spatiale. Les ressources de pétrole dans le Shale d'Utica se trouvent principalement sur la marge nord-ouest du bassin, où la roche mère est encore dans la fenêtre à l'huile ou dans la zone de production à condensats. Ces résultats confirment que la maturité thermique de la roche mère est le principal facteur qui contrôle les ressources de pétrole dans le Shale d'Utica, au Québec.

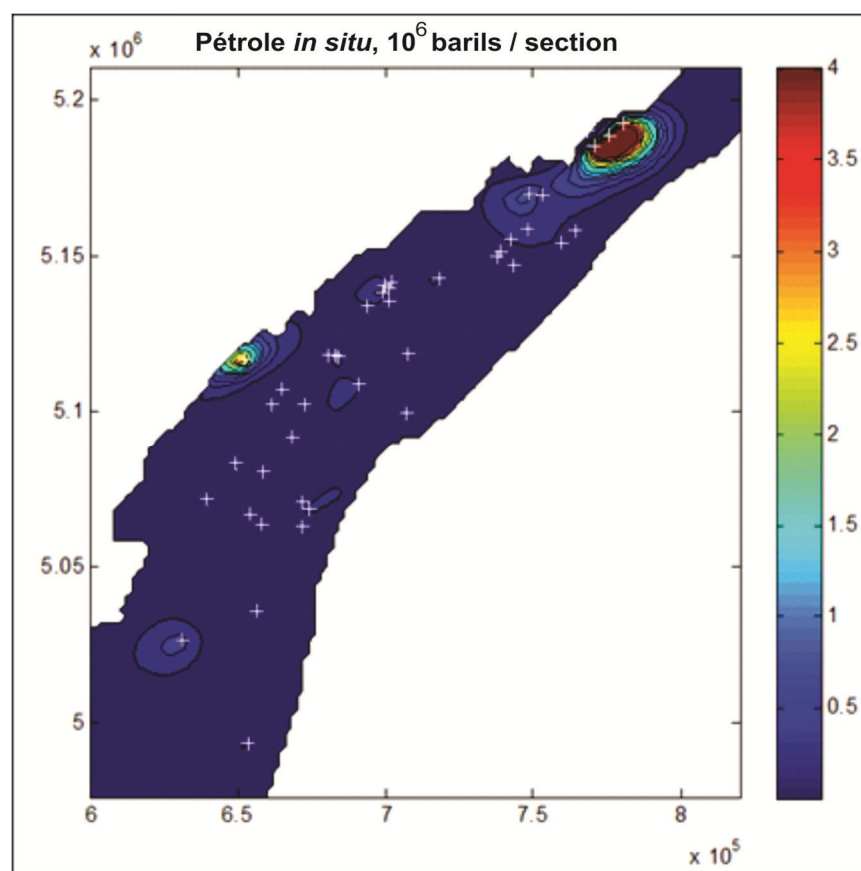


Figure 17 : Carte de la densité des ressources de pétrole *in situ*, en millions de barils/section, illustrant la distribution spatiale des ressources de pétrole estimées dans le Shale d'Utica au Québec. Les ressources de pétrole estimées se trouvent principalement sur la marge nord-ouest du bassin, où la maturité thermique de la roche mère est encore dans la fenêtre à l'huile ou dans la zone de production à condensats.



Les ressources estimées de gaz dissous et de gaz libre *in situ* sont indiquées au tableau 2. Les ressources estimées de gaz libre varient de 58,16 à 178,58 Tpi<sup>3</sup>, avec une moyenne de 105,6 Tpi<sup>3</sup>. Les ressources estimées de gaz dissous varient de 22,66 à 70,80 Tpi<sup>3</sup>, avec une moyenne de 35,66 Tpi<sup>3</sup>. Comme ces deux ressources de gaz ont été estimées à partir du volume de pores saturés en hydrocarbures, elles sont indiquées ensemble sur la figure 18 sous forme d'un histogramme et d'une courbe de distribution cumulative, qui permettent de présenter graphiquement les incertitudes. La distribution géographique des ressources combinées de gaz dissous et de gaz libre est montrée sous forme d'une carte de la densité des ressources à la figure 19, qui illustre la variation spatiale de l'abondance des ressources dans le bassin.

Tableau 2 Distributions des ressources potentielles *in situ* de différentes composantes de gaz, et des ressources totales cumulées de gaz *in situ* dans le Shale d'Utica, au Québec.

Distribution de probabilité	0,95	0,90	0,75	0,50	0,25	0,10	0,05	Moy.
Gaz adsorbé (Tpi <sup>3</sup> )	24,69	27,52	32,47	39,00	46,99	55,59	61,23	40,52
Gaz libre (Tpi <sup>3</sup> )	58,16	65,33	78,55	97,77	124,56	155,89	178,58	105,61
Gaz dissous (Tpi <sup>3</sup> )	22,66	24,71	28,89	35,66	46,24	60,15	70,80	35,66
Gaz total cumulé (Tpi <sup>3</sup> )	117,09	127,45	147,50	176,73	214,75	257,90	287,14	186,41

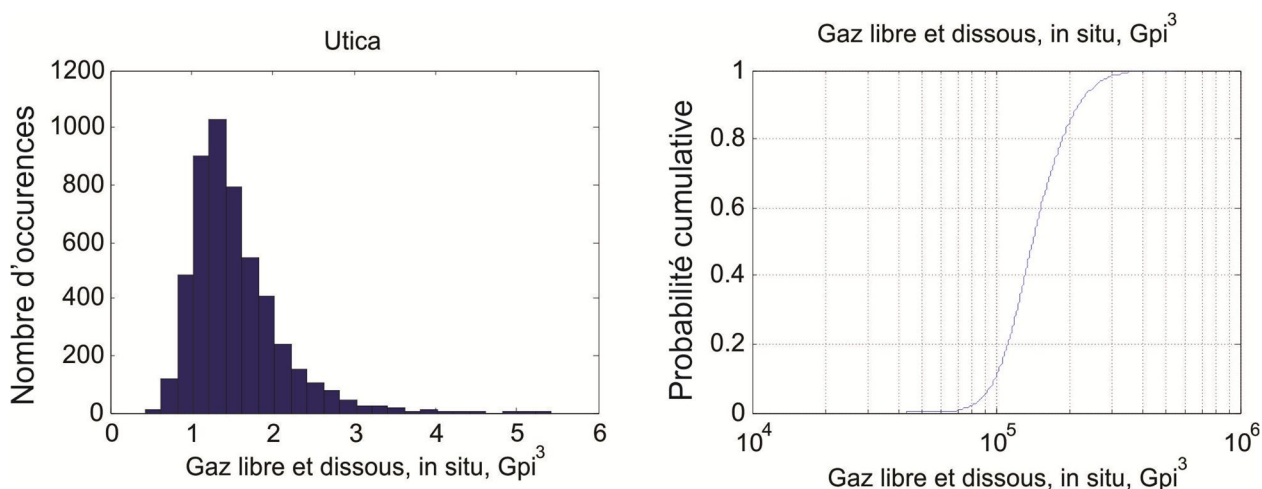


Figure 18 : Diagrammes illustrant la distribution statistique des ressources combinées estimées de gaz libre et de gaz dissous *in situ* dans le Shale d'Utica, au Québec : a) histogramme et b) distribution cumulative basée sur 5 000 simulations de type Monte Carlo.

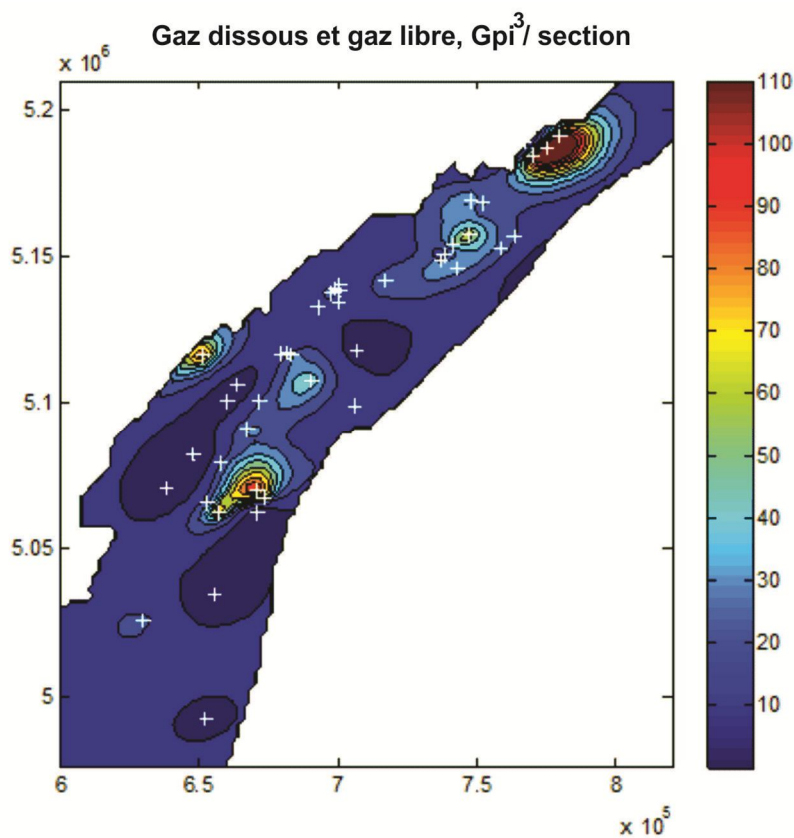


Figure 19 : Carte de la densité des ressources combinées de gaz dissous et de gaz libre (Gpi<sup>3</sup>/section), indiquant la variation spatiale des ressources de gaz naturel dans le Shale d'Utica, au Québec.

L'estimation de la quantité de gaz adsorbé présente aussi une grande incertitude. Elle se situe entre 24,69 et 61,23 Tpi<sup>3</sup>, avec une moyenne de 40,52 Tpi<sup>3</sup> (figure 20 et tableau 2). La variation spatiale de la ressource adsorbée est étroitement associée à la teneur en COT et à l'épaisseur de la formation, comme le montre la figure 21.

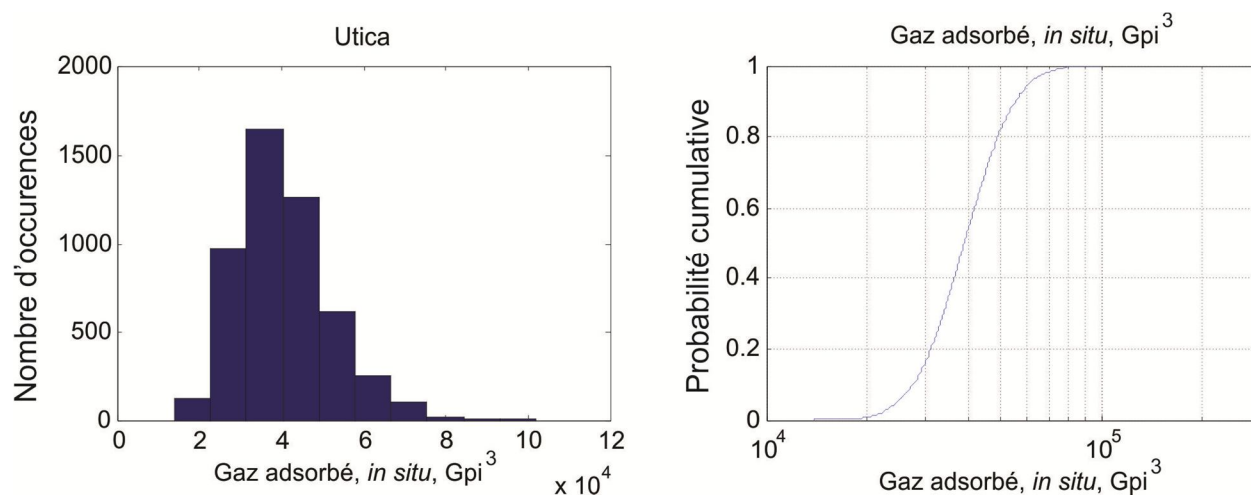


Figure 20 : Diagrammes illustrant la distribution statistique du gaz adsorbé estimé sous forme d'histogramme (à gauche) et de distribution cumulative (à droite). La valeur moyenne estimée du gaz adsorbé est de 40,52 Tpi<sup>3</sup>.

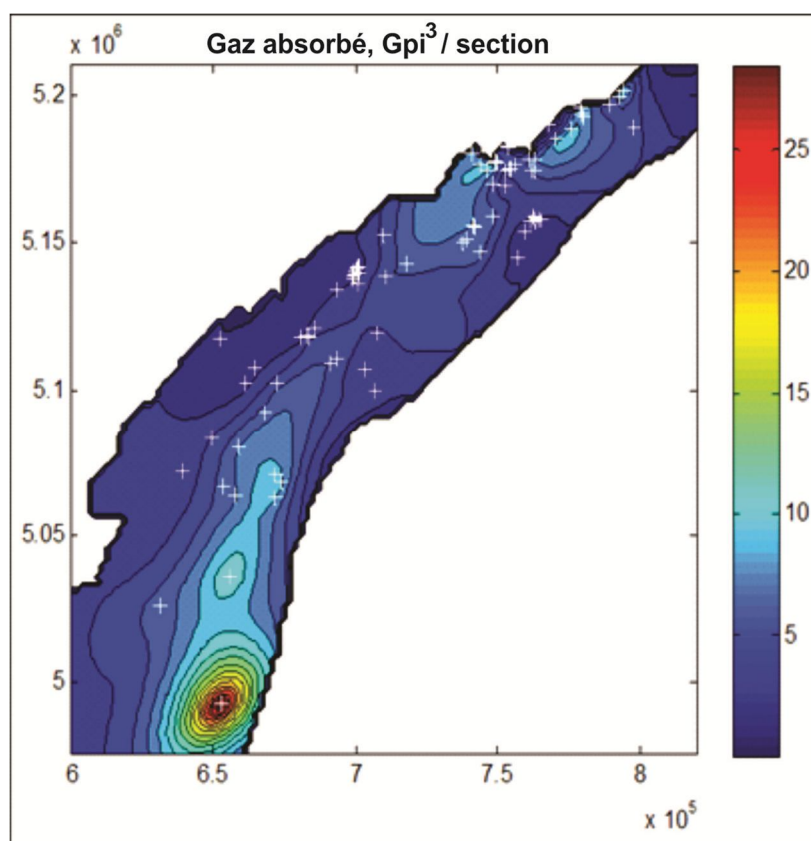


Figure 21 : Carte de la densité des ressources (Gpi<sup>3</sup>/section) illustrant la variation spatiale des ressources estimées de gaz adsorbé *in situ* dans le Shale d'Utica au Québec. Les ressources de gaz adsorbé sont concentrées en deux endroits, un au nord-est et l'autre au sud-ouest.

Les figures 22 et 23 montrent les résultats pour le gaz naturel total cumulé (gaz libres, gaz dissous et gaz adsorbés) dans le Shale d'Utica pour ce bassin. Les ressources estimées pour tout le gaz *in situ* sont de 186,4 Tpi<sup>3</sup>, avec une plage d'incertitude de 117,09 Tpi<sup>3</sup> à 287,14 Tpi<sup>3</sup>. La distribution statistique et la variation spatiale de ces ressources totales de gaz sont presque similaires à celles obtenues pour le gaz libre et dissous combinés, car le gaz adsorbé représente à peine 15 % de l'ensemble du gaz naturel potentiel.

Afin de valider l'interprétation des diagraphies de puits et la distribution spatiale prévue des ressources, les localisations connues des puits dont on a testé le débit de gaz ou de pétrole et dont les données ont été publiées par l'industrie ont été colligés à partir de différentes conférences, et ces débits ont été reportés sur la carte des volumes de pores saturés en hydrocarbures (figure 24). Entre 1970 et 2007, on a testé 22 puits d'exploration pour le pétrole et le gaz. Dix-sept d'entre eux ont présenté d'importants débits d'hydrocarbures. Depuis 2006, 29 puits horizontaux et verticaux, dont certains ayant été stimulés par fracturation hydraulique, ont été forés. L'industrie a publié les résultats pour quelques puits qui indiquent des résultats encourageants (Marcil et coll., 2012), le meilleur puits (Talisman St. Edouard n° 1) ayant une production initiale de 11 Mpi<sup>3</sup>/jour et un débit stabilisé de fermeture de près de 6 Mpi<sup>3</sup>/jour après 30 jours.

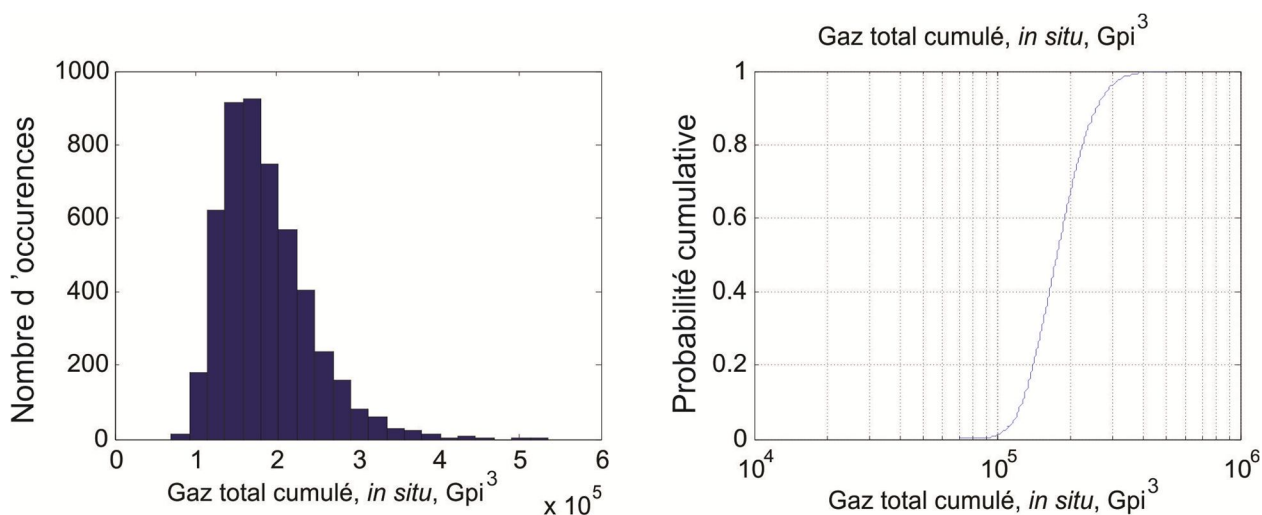


Figure 22 : Diagrammes illustrant la distribution statistique du gaz naturel total estimé *in situ* dans le Shale d'Utica. La valeur moyenne des estimations est de 184,4 Tpi<sup>3</sup>, pour une médiane de 176,73 Tpi<sup>3</sup>. Les ressources possibles dans le bassin sont dans une plage allant de 117,09 Tpi<sup>3</sup> à 287,14 Tpi<sup>3</sup>.

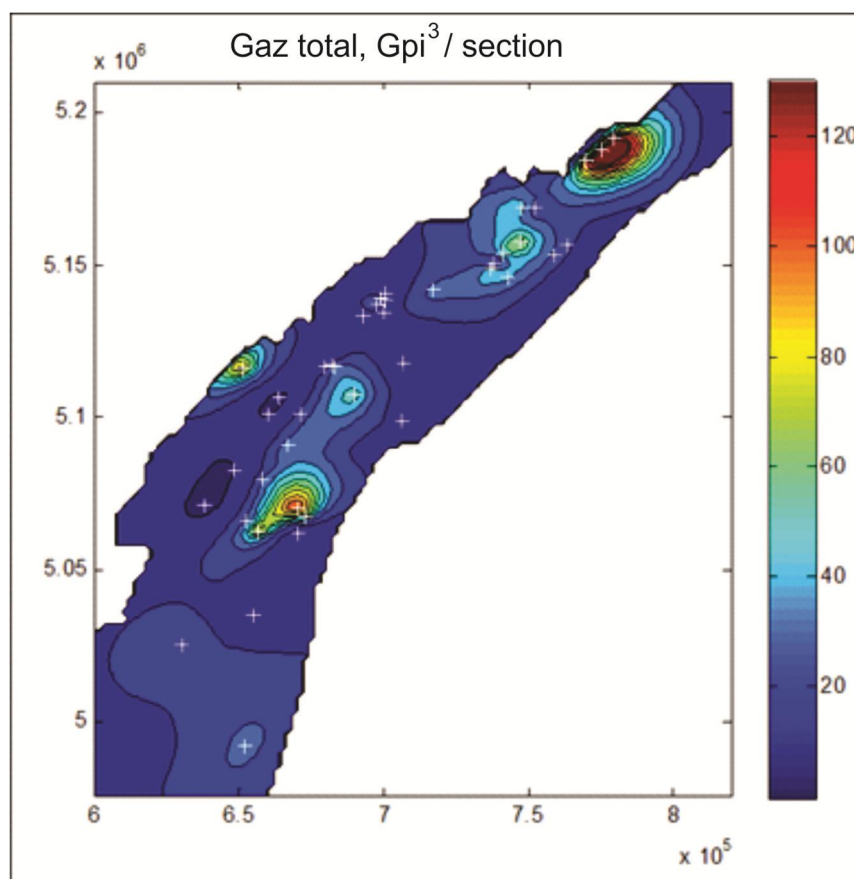


Figure 23 : Carte de la densité des ressources illustrant la variation spatiale de l'abondance des ressources totales de gaz naturel dans le Shale d'Utica au Québec. Les croix blanches indiquent l'emplacement des puits dont les données ont été utilisées pour les calculs (la barre de couleur à la droite indique la quantité de gaz en Gpi<sup>3</sup>/section).

Nous n'avons pas eu accès aux résultats détaillés des puits testés. Cependant, la comparaison montre que tous les puits dont on a testé le débit de gaz ou de pétrole se trouvent dans les zones ou les corridors où l'abondance estimée des ressources est élevée (volume élevé de pores saturés en hydrocarbures). La coïncidence géographique de ces deux ensembles de données entièrement indépendants suggère que la variation spatiale de l'abondance des ressources, indiquée par le volume de pores saturés en hydrocarbures dans la présente étude reflète la tendance générale des ressources potentielles dans le Shale d'Utica.

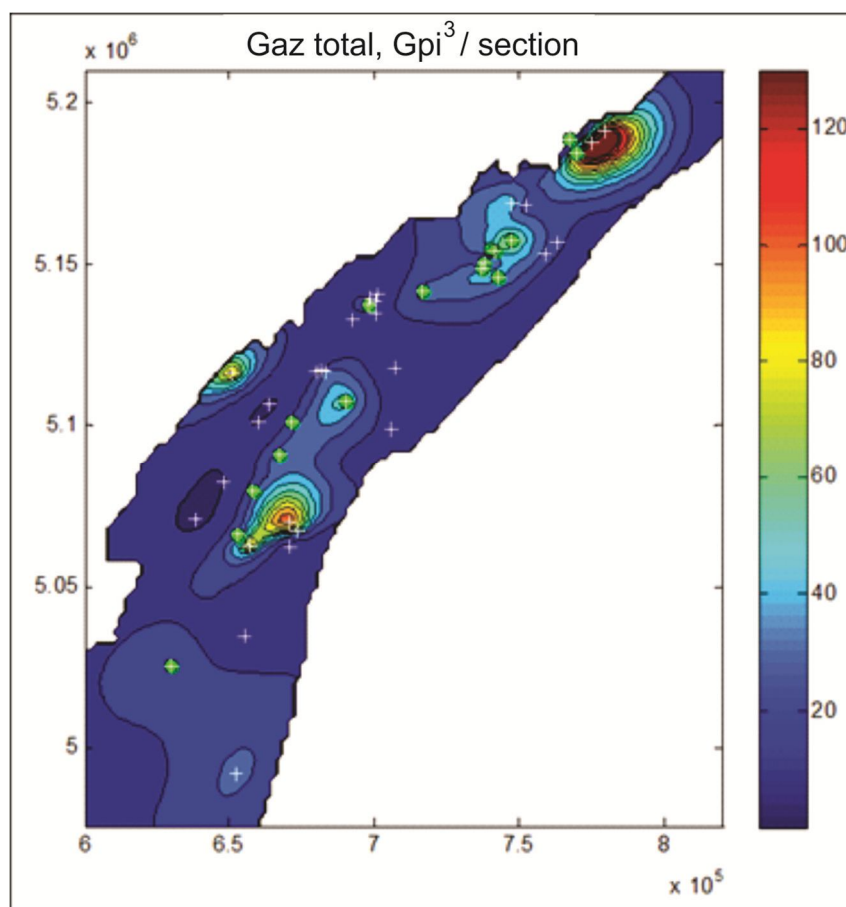


Figure 24 : Comparaison du volume estimé de pores saturés en hydrocarbures d'après les données de diagraphies de puits (sous forme de carte en courbes de niveau) et les puits dont on a mesuré les débits de gaz et de pétrole, et dont les données ont été publiées par l'industrie (cercles verts). L'emplacement des puits est indiqué par les croix blanches.

Toutefois, les cartes de la densité de ressources sont calculées d'après la carte des volumes moyens de pores saturés en hydrocarbures obtenus par krigeage, les modèles cinétiques de la roche mère et les modèles *PVT* de réservoir. Comme il y a peu d'information disponible sur les paramètres *PVT* des réservoirs, la conversion du volume de pores saturés en hydrocarbures en volume selon les conditions standard en surface peut être associée à une grande incertitude, laquelle peut ne pas avoir été totalement prise en compte dans les calculs volumétriques des ressources.

## Conclusions

Une nouvelle méthode basée sur un modèle à double porosité a été élaborée pour l'évaluation des ressources potentielles de gaz et de pétrole dans la zone productrice hybride du Shale d'Utica au Québec. La méthode intègre des données géochimiques et des données géophysiques de diagraphies de puits afin d'estimer quantitativement le volume de pores saturés en hydrocarbures et les ressources potentielles.

Selon les calculs volumétriques, le Shale d'Utica au Québec contient des volumes importants de ressources d'hydrocarbures *in situ*. Les ressources *in situ* prévues consistent en 183 Tpi<sup>3</sup> de gaz naturel et 2,3 milliards de barils de pétrole. Cette évaluation indique également qu'il persiste d'importantes incertitudes rattachées aux ressources estimées de pétrole et de gaz, en raison de la couverture inadéquate des données, de l'incertitude des données utilisées et de la compréhension de la géologie du bassin. Ces incertitudes sont présentées sous forme graphique et numérique dans les figures et les tableaux sommaires du rapport.

Ce rapport d'évaluation présente également des estimations sous forme de cartes de la densité de ressources de gaz naturel et de pétrole afin d'illustrer leur variation spatiale. Ces cartes délimitent géographiquement les zones de grande abondance des ressources et fournissent de l'information additionnelle qui peut être utile aux processus décisionnels.

## **Remerciements**

Les auteurs désirent remercier Robert Thériault du ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec pour les discussions qu'ils ont eues avec lui et pour l'accès aux données du Gouvernement du Québec sur le Shale d'Utica. Nous désirons également remercier Talisman Energy Incorporated qui nous a donné accès aux résultats des tests de carottes en laboratoire. L'assistance graphique fournie par Christine Deblonde est des plus appréciée. La mise au point de la méthode pour des ressources non classiques a profité de discussions utiles avec nos collègues de la Commission géologique du Canada. De plus, nous remercions M. Nicolas Pinet qui a révisé ce rapport et en a accru la clarté.



## Références

Allen, J.S., T.A. Thomas, et Lavoie, D. 2009. Stratigraphy and Structure of the Laurentian Rifted Margin in the Northern Appalachians: A Low-Angle Detachment Rift System: *Geology*, v. 37, p. 335-338.

Ambrose R.J., Hartman R.C., Diaz-Campos M., Akkutlu I.Y. et Sondergeld, C.H. 2012. Shale Gas-In Place Calculations Part I: New pore-scale Considerations, *SPE Journal*, March, p. 219-229.

Baird, G.C. et Brett, C.E. 2002. Indian Castle Shale: Late Synorogenic Siliciclastic Succession in an Evolving MIDDLE to Upper Ordovician Foreland Basin, Eastern New York State. *Physics and Chemistry of the Earth*, v. 27, p. 203-230.

Bertrand, R. 1991. Maturation thermique des roches mères dans les bassins des basses-terres du Saint-Laurent et dans quelques buttes témoins au sud-est du Bouclier canadien. *International Journal of Coal Geology*, v. 19, p. 359-383.

Bohacs, K.M., Passey, Q.R., Rudnicki, M., Esch, W.L. et Lazar, O.R. 2013. The Spectrum of Fine-Grained Reservoirs FROM “Shale Gas” to “Shale Oil/Tight Liquids: Essential Attributes, Key Controls, Practical Characterization, 6<sup>th</sup> International Petroleum Technology Conference, IPTC-16676, 16 p.

Castonguay, S., Dietrich, J., Shinduke, R. et Laliberté, J.-Y. 2006. *Nouveau regard sur l'architecture de la plate-forme du Saint-Laurent et des Appalaches du sud du Québec par le retraitement des profils de sismique réflexion M-2001, M-2002 et M-2003*, Commission géologique du Canada, Dossier public n° 5328.

Castonguay, S., Dietrich, J., Lavoie, D. et Laliberté, J.-Y. 2010. *Structure and Petroleum Plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in Southern Quebec: Insights From*

*Interpretation of MRNQ seismic Reflection Data: Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 58, p. 219-234.

Chen, Z., Liu, Y., Osadetz, K., Xu, B., Hu, K. et Guo, Q. 2013, A revised  $\Delta \log Rt$  Method for Shale Play Resource Potential Evaluation — An Example from Devonian Duvernay Formation, Western Canada Sedimentary Basin, 15<sup>e</sup> congrès annuel de l'Association internationale pour la géologie mathématique, Madrid (Espagne), 2 au 6 septembre 2013.

Dietrich, J., Lavoie, D., Hannigan, P., Pinet, N., Castonguay, S., Giles, P. et Hamblin, A.P., 2011. Geological Setting and Resource Potential of Conventional Petroleum Plays in Paleozoic Basins in Eastern Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 59, p. 54-84.

Duchaine, Y., Tourigny, Y., Beaudoin, G. et Dupuis, C. 2012, *Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica*, Rapport de recherche de l'université Laval, 14 septembre 2012.

[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1\\_a\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1_a_UL.pdf)

Dutton S.P. et Loucks, R.G. 2010. Diagenetic Controls on Evolution of Porosity and Permeability in Lower Tertiary Wilcox Sandstones from Shallow to Ultra-Deep (200-6700 m) Burial, Gulf of Mexico Basin, USA, *Marine and Petroleum Geology*, 27 p., 69-81.

Emmons, E. 1842. *Geology of New York; Part II, Survey of the Second Geological District*, New York State Museum, 437p.

Ettensohn, F. R. 2008. *The Appalachian Foreland Basin in Eastern United States*, dans K.J. Hsü (dir. de la série) *Sedimentary basins of the World. Vol. 5 Sedimentary Basins of the World – USA and Canada*, A.D. Miall (dir.) Elsevier Science, p. 106-179.

Globensky, Y. 1987. *Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec*. Ministère des Richesses naturelles du Québec, MM 85-02, 63 p.

Globensky, Y. et collaborateurs, 1993. *Lexique stratigraphique canadien : région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des îles de la Madeleine*. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, DV 91-23, 327 p.

Konstantinovskaya, E., Malo, M. et Castillo, D.A. 2012. Present-Day Stress Analysis of the St. Lawrence Lowlands Sedimentary basin (Canada) and Implications for Caprock Integrity during CO<sub>2</sub> Injection Operations. *Tectonophysics*, v. 518-521, p. 119-137.

Lavoie, D. 2008. Appalachian Foreland Basin in Canada: *in* K.J. Hsü (dir. de la série) *Sedimentary basins of the World. Vol. 5 Sedimentary basins of the World – USA and Canada*, A.D. Miall (dir.). Elsevier Science, p. 65-103.

Lavoie, D. et Asselin, E. 1998. Upper Ordovician Facies in the Lac Saint-Jean Outlier, Québec (eastern Canada): Palaeoenvironmental Significance for Late Ordovician Oceanography. *Sedimentology*, v. 45, p. 817–832.

Lavoie, D., Chen, Z., Pinet, N. et Lyster, S. 2012a. *A review of November 24-25, 2011 Shale Gas Workshop, Calgary (Alberta) 1. Resource evaluation methodology*; Commission géologique du Canada, Dossier public n° 7088, 75 p., doi:10.4095/290266.

Lavoie, D., Desrochers, A., Dix, G., Knight, I. et Salad Hersi, O. 2012b. The Great American Carbonate Bank in Eastern Canada: An overview, dans J. R. Derby, R. D. Fritz, S. A. Longacre, W. A. Morgan et C. A. Sternbach, dir., *The Great American Carbonate Bank: The Geology and Economic Resources of the Cambrian – Ordovician Sauk Megasequence of Laurentia*, AAPG Memoir 98, p. 499 – 523.

Lavoie, D., Dietrich, J., Pinet, N., Castonguay, S., Hannigan, P., Hamblin, T. et Giles, P.S. 2009. *Hydrocarbon resource assessment, Paleozoic basins of eastern Canada*. Dossier public n° 6174, Commission géologique du Canada, 275 p.

Lavoie, D., Hamblin, A. P., Thériault, R., Beaulieu, J. et Kirkwood, D., 2008. *The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group Flysch in Southern Québec: Tectonostratigraphic Setting and Significance for Unconventional Gas*. Commission Géologique du Canada, Dossier public n° 5900, 56 p.

Lavoie, D., Obermajer, M. et Fowler, M. 2011. *Rock-Eval/TOC Data from Cambrian-Ordovician St. Lawrence Platform and Humber Zone and Silurian-Devonian Gaspé Belt Successions, Québec*. Commission géologique du Canada, Dossier public n° 050.

Lavoie, D., Rivard, C., Lefebvre, R., Séjourné, S., Thériault, R., Duchesne, M.J., Ahad, J., Wang, B., Benoit, N. et Lamontagne, C. 2014. Geological and Hydrogeological Assessments of the Upper Ordovician Utica Shale in Southern Québec: The Cornerstone of The Evaluation of Potential Groundwater Risks. *International Journal of Coal Geology* (Numéro spécial sur les impacts environnementaux potentiels de l'exploitation des énergies non classiques), sous presse.

Marcil, J.S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Mechti, N. et Lavoie, J.Y. 2012. Utica and Other Ordovician Shales: Exploration History in the Quebec Sedimentary Basins, Eastern Canada, *Search and Discovery*, article n° 10451 (2012).

Modica, C. J. et Lapierre, S. G. 2012. Estimation of Kerogen Porosity in Source Rocks as a Function of Thermal Transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming, *AAPG Bulletin*, v. 96, n° 1 (janvier 2012), p. 87–108.

Nyahay, R. 2008. Delineating the Utica Formation: from Outcrop to Subsurface. *Geological Society of America – Eastern Section Annual Meeting Buffalo, 2008*. Programme avec résumés.

Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti F.J. et Stroud, J.D. 1990. A Practical Model for Organic Richness From Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*, v. 74, p. 1777-1794.

- Pinet, N. 2011. *Deformation in the Utica Shale and Lorraine Group, St. Lawrence Lowlands, Quebec*, Commission géologique du Canada, Dossier public n° 6952, 2011; 12 p., do i: 10.4095/288753
- Pinet, N., Duchesne, M., Lavoie, D., Bolduc, A., Campbell, C. et Long, B.F. 2008. Surface and Subsurface Signatures of Gas Seepage in the St. Lawrence Estuary: Significance to Hydrocarbon Exploration. *Marine and Petroleum Geology*, v. 25, p. 271-288.
- Plumb, R.A., Cox, J.W. 1987. Stress Directions in Eastern North America Determined to 4.5 km From Borehole Elongation Measurements. *Journal of Geophysical Research* v. 92, p. 4805–4816.
- Ramm M. 1991. Porosity – Depth Trends in Reservoir Sandstones: Theoretical Models Related to Jurassic Sandstone Offshore Norway, *Marine and petroleum geology*, v. 9 n° 10, p. 553-567.
- Riva, J. 1969. Middle and Upper Ordovician Graptolites Faunas of the St. Lawrence Lowlands of Quebec and Anticosti Island, dans Kay, G.M., dir., *North Atlantic Geology and Continental Drift*. AAPG Memoir 12, p. 513-556.
- Rocher, M., Tremblay, A., Lavoie, D. et Campeau, A., 2003. Brittle Fault Evolution of the Montréal Area (St. Lawrence Lowlands, Canada): Rift-Related Structural Inheritance and Tectonism Approached by Palaeostress Analysis. *Geological Magazine*, v. 140, p. 157-172.
- Salad Hersi, O. 2012. Biostratigraphic Constraints on Chronostratigraphic Intraformational Relationships within the Lower–Middle Ordovician Beekmantown Group, over Laurentian Margin: eastern Ontario and southwestern Quebec, Canada, dans J. R. Derby, R. D. Fritz, S. A. Longacre, W. A. Morgan et C. A. Sternbach, dir., *The great American Carbonate Bank: The Geology and Economic Resources of the Cambrian–Ordovician Sauk megasequence of Laurentia*, AAPG Memoir 98, p. 559–574.

Sasseville, C., Tremblay, A., Clauer, N. et Liewig, N. 2008. K-Ar Age Constraints on the Evolution of Polydeformed Fold-Thrust Belts: The Case of the Northern Appalachians (southern Quebec). *Journal of Geodynamic*, v. 45, p. 99-119.

Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X. et Lavoie, D. 2013. *Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Province de Québec*; Commission géologique du Canada, Dossier public n° 7338, 165 p.

Smith, L.B. 2011. *Syn-depositional faulting, carbon isotope stratigraphy and TOC distribution in the Trenton and Utica Groups*, New York State. Petroleum Technology Transfer Council, 2011 eastern section workshop.

[http://www.pttc.org/workshops/eastern\\_062111/eastern\\_062111\\_Smith.pdf](http://www.pttc.org/workshops/eastern_062111/eastern_062111_Smith.pdf)

Thériault, R., 2007. Trenton / Black River hydrothermal dolomite reservoirs in Québec: The emergence of a new and highly promising play along the St. Lawrence platform. American Association of Petroleum Geologists (AAPG); *Eastern Section Annual Meeting*, Programme avec résumés, Lexington (Kentucky), septembre 2007.

Thériault, R., 2012a . *Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, basses-terres du Saint-Laurent - Partie 1 : Compilation des données*. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Québec; DV 2012-03, 212 p.

Thériault, R., 2012b. *Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, basses-terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique*. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Québec; DV 2012-04, 80 p.

Trempe, R. 1978. *Précisions nécessaires sur la lithologie, la stratigraphie et la sédimentologie de la Formation d'Utica dans les Basses Terres du St-Laurent*, novembre 1978, rapport n° 9736. SIGPEG, rapport 1978TA000-07, 17 p.

Van Staal, C.R. 2005. The Northern Appalachians. dans *Encyclopedia of Geology*, R.C. Selley, L. Robin, M. Cocks et I.R. Plimer (dir.). Elsevier, Oxford, v. 4, p. 81-91.

Wallach, J. et Chagnon, J.-Y. 1990. The occurrence of pop-ups in the Québec City area. *Journal canadien des sciences de la Terre*, v. 27, p. 698-701.