



UNIVERSITÉ  
**LAVAL**

# Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec

---

**Yves Duchaine, géo., consultant**

**Yannick Tourigny, ingénieur junior, consultant**

**Georges Beaudoin, géo., Département de géologie et génie géologique, Université Laval**

**Céline Dupuis, Département de géologie et génie géologique, Université Laval**

Université Laval, 14 septembre 2012

*«Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs.»*

## Table des matières

Table des matières .....	III
Liste des figures .....	IV
Liste des tableaux .....	VIII
1 Introduction .....	9
2 Caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques du Groupe d'Utica .....	10
2.1 Contexte géologique .....	10
2.2 Stratigraphie du Groupe d'Utica.....	13
2.3 Structure et profondeur du Groupe d'Utica.....	15
2.4 Épaisseur du Groupe d'Utica .....	18
2.5 Matière organique.....	20
2.5.1 Carbone organique total (COT) .....	21
2.5.2 Réflectance de la matière organique .....	23
2.5.3 Indice d'hydrogène (IH) et d'oxygène (IO) .....	24
2.5.4 Indice de production (IP).....	27
2.6 Minéralogie du Groupe d'Utica .....	28
2.7 Caractéristiques de réservoir gazier .....	31
2.8 Pression .....	33
2.9 Géochimie du gaz .....	34
2.10 Sommaire .....	34
3 Analogues des shales gazéifères en Amérique du Nord : Caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques .....	36
3.1 Le Shale de Barnett.....	36
3.2 Le Shale de Marcellus.....	39
3.3 Le Shale de Haynesville .....	42
3.4 Le Shale de Montney.....	45
3.5 Comparaison entre le Groupe d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et les autres bassins de shale gazéifère.....	47
3.5.1 Superficie .....	47
3.5.2 Profondeur .....	48

3.5.3	Épaisseur .....	49
3.5.4	Porosité .....	49
3.5.5	Contenu en matière organique (COT) .....	51
3.5.6	Relation S2 vs COT.....	52
3.5.7	Réflectance de la matière organique .....	52
3.5.8	Minéralogie .....	54
4	Étude comparative entre les divers estimés du potentiel gazier du Groupe d’Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent .....	56
4.1	Introduction.....	56
4.2	Terminologie et systèmes d’unités.....	57
4.3	Revue des estimés du potentiel gazier publiés entre 2007 et 2011.....	57
4.3.1	EnCana, 2007 .....	58
4.3.2	Forest Oil, avril 2008 .....	58
4.3.3	Equity Research, mai 2008 .....	60
4.3.4	Talisman Energy, décembre 2008.....	61
4.3.5	Questerre, novembre 2009.....	62
4.3.6	JUNEX, avril 2010 .....	63
4.3.7	Mackie Research Capital Corporation, octobre 2010 .....	64
4.4	Analyse des estimés du potentiel gazier déposés au BAPE .....	67
4.5	Sommaire des estimés du potentiel gazier du Groupe d’Utica .....	68
4.6	Potentiel de ressources de gaz naturel du Groupe d’Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et comparaison avec les bassins analogues.....	70
5	Conclusions.....	75
6	Références .....	77

## Liste des figures

Figure 1.1:	Bassins de shale gazifères en Amérique du Nord (Office national de l'énergie) .....	10
Figure 2.1:	Zone avec potentiel de shale gazifères dans les Basses-Terres du Saint-Laurent avec la distribution des permis d'exploration (MRNF, SIGPEG 2012).....	11

Figure 2.2: Localisation des puits forés et/ou fracturés pour les shales gazéifères (MRNF, 2012 SIGPEG).....	12
Figure 2.3: Coupe schématique au niveau de Basses-Terres du St-Laurent (tirée de Thériault 2012a) .....	12
Figure 2.4: Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al. 2010) ....	13
Figure 2.5: Corrélation entre un puits à l'ouest et à l'est de la faille de Yamaska (modifié de Thériault 2012a) .....	14
Figure 2.6: Corrélation stratigraphique du Groupe d'Utica - Québec vs New York.....	15
Figure 2.7: Profondeur du sommet du Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a).....	16
Figure 2.8: Corridors d'exploration dans le Groupe d'Utica (modifié de Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune, SIGPEG, 2012).....	17
Figure 2.9: Épaisseur du Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a) .....	19
Figure 2.10: Épaisseur de l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a) .....	19
Figure 2.11: Épaisseur de l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a).....	20
Figure 2.12: Isocontours de la teneur en carbone organique total (COT) pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a) .....	21
Figure 2.13: Isocontours de la teneur en carbone organique total (COT) pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a) .....	22
Figure 2.14: Relation entre l'indice de productivité (S2) et la teneur en carbone organique total (COT) pour le Groupe d'Utica et le Groupe de Lorraine (tirée de Thériault 2012a).....	23
Figure 2.15: Distribution des valeurs de réflectance de la matière organique dans le Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a) .....	24
Figure 2.16: Maturation de la matière organique dans le Groupe d'Utica (modifié de Bertrand et al. 2006).....	25
Figure 2.17: Indice d'hydrogène (IH) pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a) .....	26
Figure 2.18: Indice d'hydrogène (IH) pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a).....	26
Figure 2.19: Indice d'hydrogène (IH) vs indice d'oxygène (IO) pour l'Utica supérieur (d'après Tissot and Welte, 1984).....	27

Figure 2.20: Indice d'hydrogène (IH) vs indice d'oxygène (IO) pour l'Utica Inférieur (d'après Tissot and Welte, 1984).....	28
Figure 2.21: Indice IP pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a) .....	29
Figure 2.22: Indice IP pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a).....	29
Figure 2.23: Diagramme ternaire de quartz + feldspath vs calcite va argiles pour les roches du Groupe d'Utica et les groupes de Trenton et de Lorraine (tirée de Thériault 2012a).....	30
Figure 2.24: Histogramme de distribution de la porosité de l'Utica .....	31
Figure 2.25: Histogramme de distribution de la perméabilité de l'Utica .....	32
Figure 2.26: Histogramme de distribution de la saturation en eau de l'Utica .....	33
Figure 2.27: Proportion de méthane, éthane et des autres composés gazeux en fonction de la profondeur pour l'Utica.....	35
Figure 3.1: Zone prospective du Barnett (modifiée de Bruner et al. 2011).....	37
Figure 3.2: Profondeur (pieds) et épaisseur (pieds) du Shale de Barnett (Bruner et al. 2011) ....	38
Figure 3.3: S2 vs COT dans le Barnett (tirée de Jarvie, 2008) .....	38
Figure 3.4 : Diagramme ternaire de la minéralogie du Shale de Barnett (tirée de Bruner et al. 2011) .....	39
Figure 3.5: Bassin gazéifère du Shale de Marcellus.....	40
Figure 3.6: Profondeur (pieds) de la base du Marcellus (haut) et épaisseur (pieds) du Marcellus (bas), (tirée de Bruner et al. 2011) .....	41
Figure 3.7: Relation S2 vs COT pour le Shale de Marcellus (tirée de Jarvie, 2008).....	42
Figure 3.8: Localisation du bassin gazéifère du Shale de Haynesville (Hammes et al. 2011) .....	43
Figure 3.9: Profondeur (pieds) du Haynesville (haut), et épaisseur (pieds) du Shale de Haynesville (bas), (modifiée de Hammes et al. 2011) .....	44
Figure 3.10: Diagramme ternaire de la minéralogie du Shale de Haynesville (tiré de Hammes et al. 2011).....	45
Figure 3.11: Localisation du bassin gazéifère du Montney (modifiée de Adams 2010) .....	46
Figure 3.12: Relation entre les valeurs S2 vs COT pour les shales gazéifères dans l'ouest canadien (modifiée de Jarvie 2007) .....	47

Figure 3.13: Superficie des différents shales gazéifères (km <sup>2</sup> ) .....	48
Figure 3.14: Profondeur du sommet des différents shales gazéifères (pieds) .....	49
Figure 3.15: Épaisseur des différents shales gazéifères (pieds) .....	50
Figure 3.16: Porosité des différents shales gazéifères (%) .....	50
Figure 3.17: COT des différents shales gazéifères (%).....	51
Figure 3.18: Relation S2 vs COT obtenus à partir du RockEval (Thériault 2012a, modifié) .....	53
Figure 3.19: Réflectance de la matière organique des différents shales gazéifères .....	54
Figure 3.20: Diagrammes ternaires de la minéralogie des shales gazéifères (modifiée de Thériault (2012a) pour les unités des Basses-Terres du St-Laurent) .....	55
Figure 4.1: Estimation de la ressource en gaz naturel de EnCana (Glenn Karlen, EnCana 2007) ..	59
Figure 4.2: Territoire où l'Utica a été évalué par Forest Oil en 2008 (Ministère MRNF, SIGPEG, modifié, 2012) .....	60
Figure 4.3: Territoire où le potentiel en gaz naturel du Groupe d'Utica a été évalué par Equity Research en 2008 (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012) .....	61
Figure 4.4: Territoire où l'Utica a été évalué en décembre 2008 par Talisman (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012) .....	62
Figure 4.5: Territoire couvert par l'estimation des ressources en gaz naturel pour Questerre (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012) .....	63
Figure 4.6: Territoire couvert par l'estimation des ressources en gaz naturel pour Junex (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012) .....	64
Figure 4.7: Stages de développement probables tels que définis par Mackie Research Capital Corporation en octobre 2012 (Mackie Research 2012) .....	66
Figure 4.8: Subdivisions des corridors d'exploration pour estimation de la ressource en gaz naturel .....	71
Figure 4.9: Subdivisions des corridors d'exploration superposés à la densité de la population en 2001 ( <a href="http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/global-2004/Influence2004.htm">http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/global-2004/Influence2004.htm</a> ).....	72

## Liste des tableaux

Tableau 2.1: Valeur moyenne des analyses effectuées par la méthode de Rock-Eval (tiré de Thériault 2012a) .....	21
Tableau 2.2: Proportion moyenne des principaux minéraux dans le Groupe d'Utica et les groupes de Trenton et de Lorraine (tiré de Thériault 2012a) .....	30
Tableau 4.1: Estimés du gaz en place apparaissant dans le rapport DB4.....	67
Tableau 4.2: Sommaire des estimations de ressources potentielles en BCF par section.....	69
Tableau 4.3: Superficie et prospectivité des subdivisions sur les corridors d'exploration.....	73
Tableau 4.4: GIP et TRR du Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.....	73
Tableau 4.5: GIP et TRR pour le Shale d'Utica et les bassins analogues (modifié de González et al. 2012) .....	74



# 1 Introduction

Ce rapport est préparé pour le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) dans le cadre de l'« Évaluation environnementale stratégique des gaz de schistes ». Le rapport a pour objectif de dresser, sur la base des informations disponibles, les caractéristiques du Groupe d'Utica par rapport à d'autres bassins producteurs de gaz naturel dans des shales en Amérique du Nord (Barnett, Marcellus, Montney, Haynesville), évaluer la ressource gazière en place, documenter les réserves en gaz naturel dans les shales gazéifères d'Amérique du Nord ci-dessus et valider les estimations des ressources gazières soumises lors des audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) concernant le « Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec » en 2011.

Le Groupe d'Utica, au Québec, a attiré l'attention avec l'annonce, en avril 2008, des premiers résultats positifs par Forest Oil alors qu'un puits vertical avait produit 1 million de pieds cubes par jour lors d'un essai de production. Depuis, 29 puits ont été forés pour évaluer le Shale d'Utica, dont 11 puits horizontaux. Les résultats les plus prometteurs ont été obtenus sur le puits horizontal de Talisman Energy Saint-Édouard #1 (A275) qui a produit un débit initial de gaz atteignant 12 millions de pieds cubes par jour (Mpc/j) avec une moyenne d'environ 6 Mpc/j pour les 25 jours d'essais.

Les technologies permettant d'exploiter le gaz naturel dans des shales ont connu un avancement considérable au cours de la dernière décennie. Les premiers travaux modernes dans les shales gazéifères ont été réalisés dans le bassin Barnett, au nord-est du Texas. Ceux-ci ayant donné des résultats encourageants, les pétrolières tentèrent de reproduire ce succès sur d'autres bassins, d'abord Nord-Américains puis également en Europe. Au cours des années qui suivirent, la part du gaz extrait de shales dans le portefeuille énergétique de l'Amérique du Nord n'a cessé d'augmenter. Les bassins émergents comptent entre autres le Marcellus, le Haynesville et le Eagle Ford au États-Unis, ainsi que le Montney en Colombie-Britannique et en Alberta. La Figure 1.1 montre les bassins en Amérique du Nord où des shales gazéifères sont prospectifs. On notera la taille modeste du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent par rapport à ceux du Marcellus, de l'Antrim et de New Albany, par exemple.

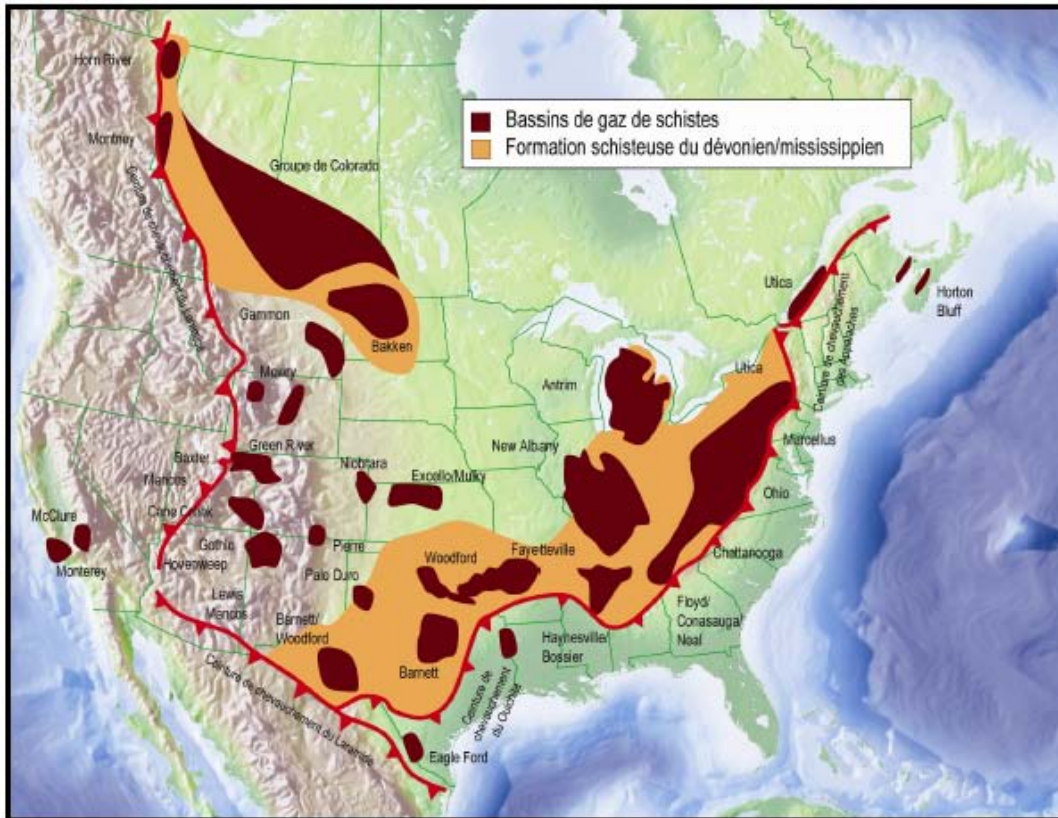


Figure 1.1: Bassins de shale gazéifères en Amérique du Nord (Office national de l'énergie)

## 2 Caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques du Groupe d'Utica

Le Groupe d'Utica présente un potentiel pour l'exploitation des shales gazéifères en raison d'une épaisseur stratigraphique suffisante, une profondeur adéquate dans plusieurs secteurs pour y forer des drains horizontaux, une minéralogie conférant une nature cassante plutôt que ductile, ainsi qu'un contenu en matière organique généralement suffisant pour avoir été transformé en hydrocarbures.

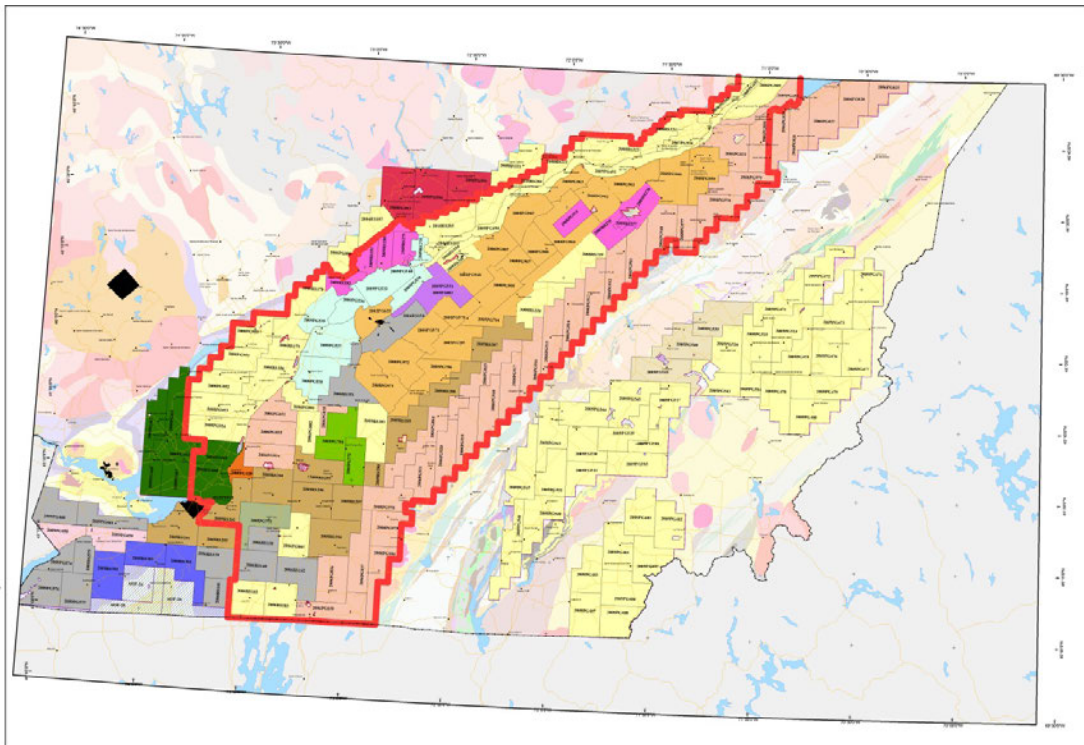
### 2.1 Contexte géologique

La majorité des caractéristiques géologiques du Groupe d'Utica sont tirées de 2 rapports géologiques, DV2012-3 et DV2012-4, publiés par le Ministère des ressources naturelles et de la

faune du Québec (Thériault 2012a, 2012b). Ces deux rapports constituent une compilation exhaustive des caractéristiques du Groupe d'Utica.

Le Groupe d'Utica est une unité lithostratigraphique du bassin géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, qui affleure à la surface entre Québec et Montréal. Cette proximité avec les centres de consommation en gaz naturel a attiré bon nombre de compagnies pétrolières. Les roches sédimentaires qui forment le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent se sont principalement déposées du Cambrien à l'Ordovicien. Le Shale d'Utica est connu sur un territoire qui pourrait atteindre jusqu'à 15 000 km carrés. La Figure 2.1 montre la zone généralement considérée comme possédant un potentiel d'exploitation gazière ainsi que la répartition des permis d'exploration délivrés par le MRNF. On note que la zone prospective se retrouve entièrement sous permis en janvier 2012.

Le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent s'est développé à la marge d'un ancien continent, Laurentia (représenté par le bouclier canadien). Les unités sédimentaires telles que le Groupe d'Utica et le Groupe de Lorraine se sont déposées à la fin de l'Ordovicien lors de l'orogénèse taconienne (l'épisode tectonique de formation des Appalaches), et elles ont été plus ou moins déformées selon leur position géographique. Au nord-ouest de la Ligne de Logan, les roches sédimentaires du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent forment une zone d'imbrication où la plate-forme n'est affectée que par des failles non chevauchantes,



**Figure 2.1: Zone avec potentiel de shale gazifères dans les Basses-Terres du Saint-Laurent avec la distribution des permis d'exploration (MRNF, SIGPEG 2012)**

tandis qu'au sud-est de la Ligne de Logan, les roches sédimentaires sont transportées par des failles de chevauchements (Figure 2.2).

La Figure 2.3 montre la localisation des puits forés qui ciblaient le Groupe d'Utica pour son potentiel en gaz naturel, ainsi que les éléments structuraux majeurs. Sur les 29 puits, 18 ont été fracturés et 11 possèdent des drains horizontaux.

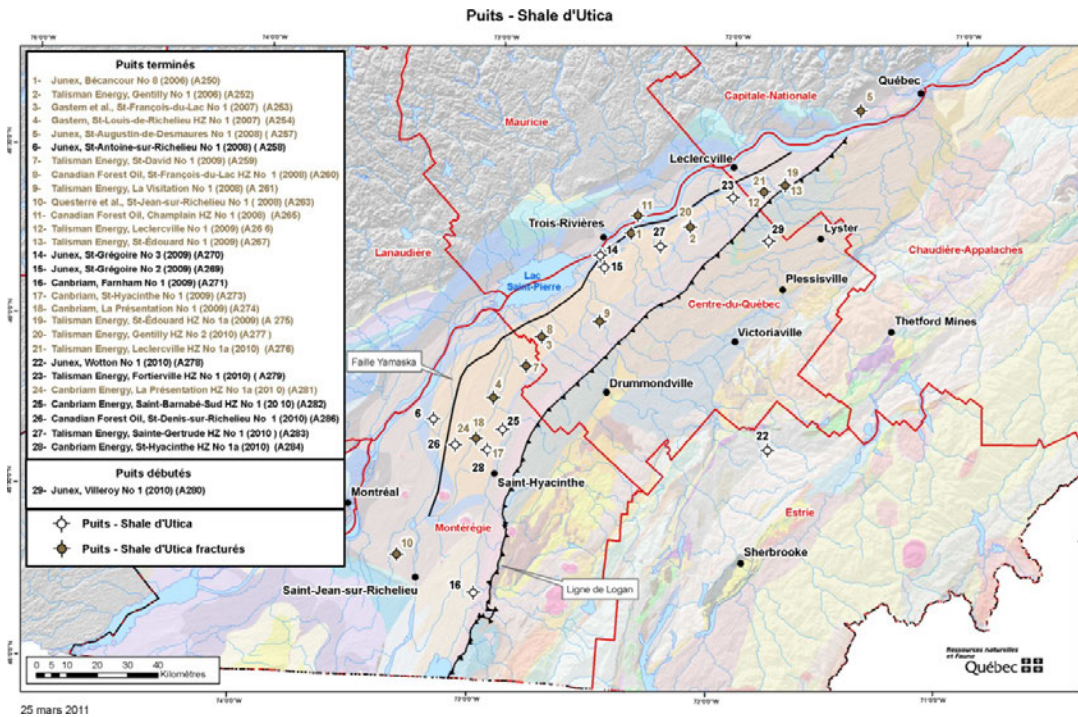


Figure 2.2: Localisation des puits forés et/ou fracturés pour les shales gazifères (MRNF, 2012 SIGPEG)

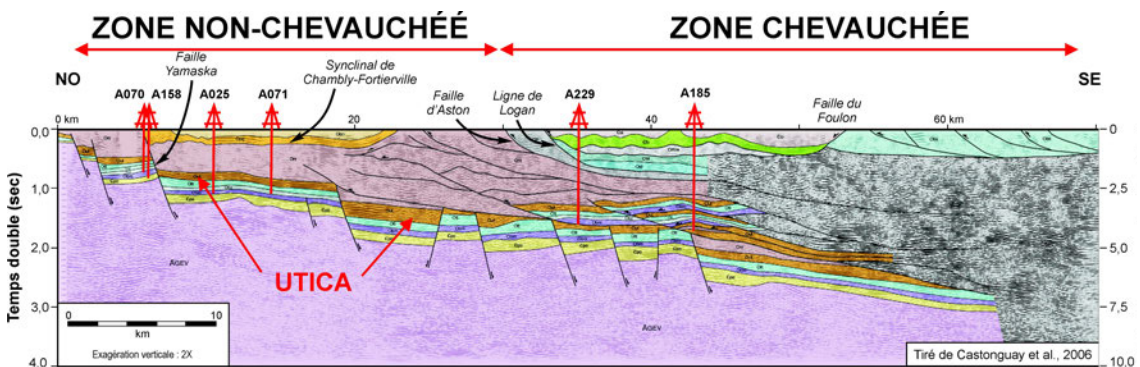


Figure 2.3: Coupe schématique au niveau de Basses-Terres du St-Laurent (tirée de Thériault 2012a)

## 2.2 Stratigraphie du Groupe d'Utica

Le Groupe d'Utica est un shale calcaireux de couleur foncé avec de minces interlits de calcaire. Il repose en concordance sur les calcaires du Groupe de Trenton. Il est surmonté par le Groupe de Lorraine, composé de shale silteux avec de minces lits de grès à grains fins et peu ou pas de calcaire à sa base (Formation de Nicolet). Les niveaux de calcaire deviennent plus nombreux vers le sommet (Formation de Pontgrivé). La Figure 2.4 montre la position stratigraphique du Groupe d'Utica dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Il existe des divergences dans la littérature concernant la dénomination et le nombre de différentes unités qui constituent le Groupe d'Utica. La division généralement acceptée au Québec est dérivée des données diagraphiques des puits forés, ainsi que de la composition minéralogique et géochimique. Cette division est bien documentée dans le rapport DV-2012-04 (Thériault 2012b), qui distingue deux unités différentes, l'Utica supérieur et l'Utica inférieur. La description des deux unités, ci-dessous, se base principalement sur l'assemblage lithologique et le contenu en matière organique (COT : carbone organique total).

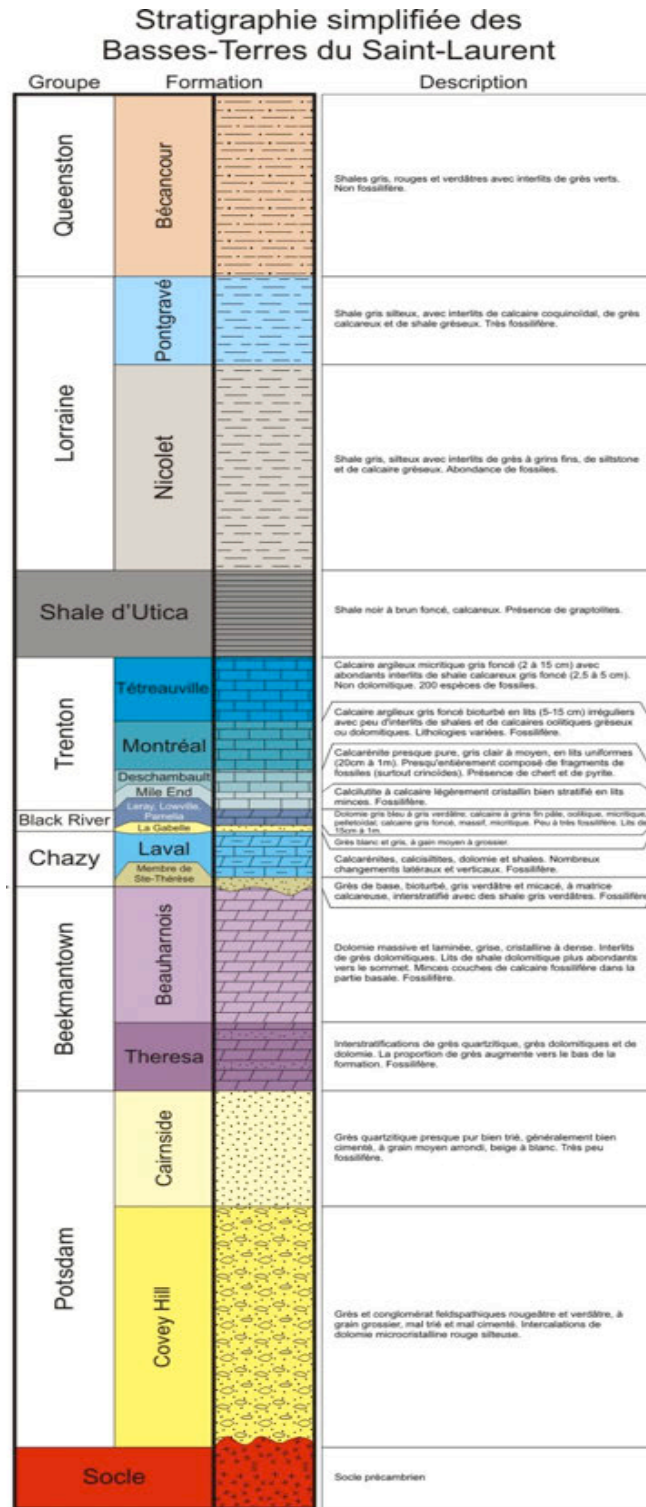


Figure 2.4: Colonne stratigraphique des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al. 2010)

1. Utica inférieur :

Le contact entre le Trenton et l'Utica inférieur est transitionnel. La proportion d'interlits de shale à l'intérieur du Trenton devient plus importante à mesure que l'on progresse vers le sommet. Le contact avec l'Utica est identifié lorsque cette proportion atteint 50%. La proportion de calcaire augmente à nouveau vers le sommet de l'unité et le contact avec l'Utica supérieur, où la diagraphie à rayons gammas montre une légère inflexion vers les valeurs plus basses (Figure 2.5). Cette signature diagraphique est reconnue à travers tout le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent.

2. Utica supérieur :

Il est caractérisé par une proportion non négligeable de calcaire à sa base. Les calcaires deviennent moins abondants vers le sommet de l'unité. Ils sont rares à la base du Groupe de Lorraine.

La division du Groupe d'Utica en deux unités dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent du Québec diffère de celle utilisée dans l'État de New-York, où trois unités sont identifiées, on y mentionne par exemple la présence d'une unité inférieure dénommée Point Plaisant. Certaines entreprises utilisent la nomenclature américaine alors que d'autres utilisent celle plus spécifique aux Basses-Terres du Saint-Laurent du Québec (Figure 2.6).

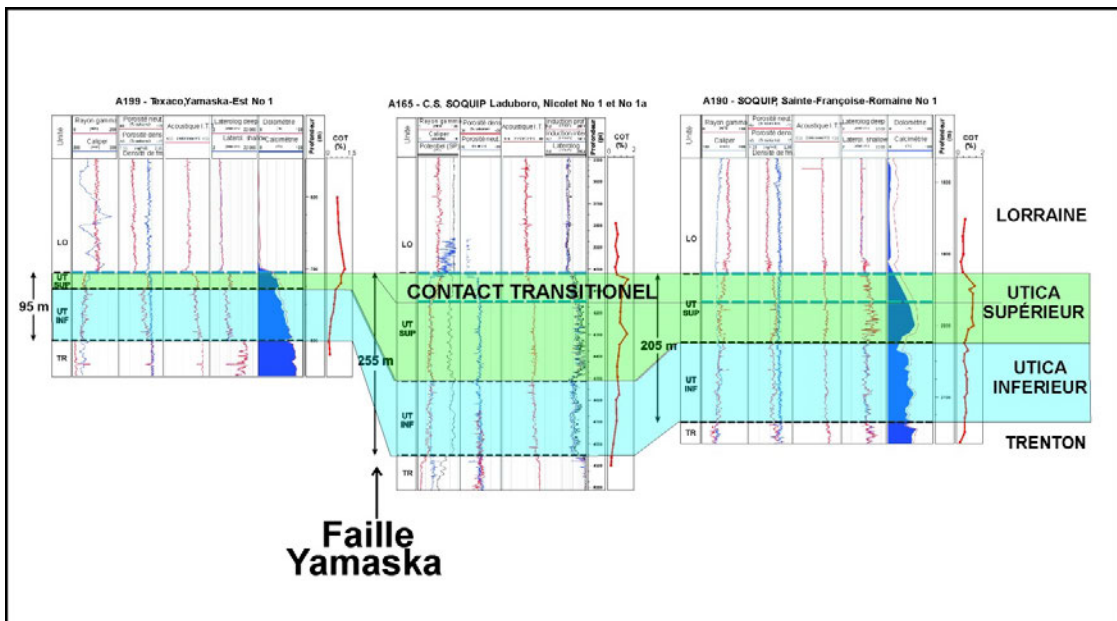


Figure 2.5: Corrélation entre un puits à l'ouest et à l'est de la faille de Yamaska (modifié de Thériault 2012a)

<u>New York</u>			<u>Québec</u>	
GROUPE	FORMATION	LITHOLOGIE	GROUPE	FORMATION
Lorraine	Schenectady	Shales non-calcaireux	Lorraine	Nicolet
Utica	Indian Castle Sup.	Shales calcaireux	Utica	<b>Utica Supérieur</b>
	Indian Castle Inf.			
	Dolgeville	<b>Utica Inférieur</b>		
	Flat Creek			
Trenton	Steuben	Calcaires	Trenton	Tétreauville / Neuville

Figure 2.6: Corrélation stratigraphique du Groupe d'Utica - Québec vs New York

### 2.3 Structure et profondeur du Groupe d'Utica

La profondeur du Groupe d'Utica est en partie contrôlée par les structures majeures qui façonnent les Basses-Terres du Saint-Laurent. Tandis qu'il affleure sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, son sommet se trouve à plus de 2500 m de profondeur au sud de la Ligne de Logan. Une faille majeure, la faille Yamaska, recoupe une partie de la plateforme sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent au sud du fleuve Saint-Laurent. Tandis que l'Utica est enfoui à moins de 800 m de profondeur au côté nord-ouest de la faille de Yamaska, le sommet de l'Utica se trouve à plus de 1200 m de profondeur au sud-est de la faille. La géologie structurale des Basses-Terres du Saint-Laurent affecte considérablement à la fois la profondeur du sommet, et l'épaisseur de l'Utica, elle s'avère être un élément majeur à considérer pour le développement éventuel des shales gazéifères. Par exemple, le Groupe d'Utica est plus mince au nord-ouest de la faille de Yamaska, tandis que le contact avec le Lorraine est abrupt, ce qui suggère que cette faille a été active durant la déposition de l'Utica et du Lorraine.

La profondeur du sommet de l'Utica a été déterminée principalement à l'aide des analyses des puits, des diagraphies, des données géophysiques et des analyses d'échantillons (Thériault 2012). Les données aéromagnétiques de haute résolution qui ont été acquises en 2010 ont permis de mettre en relief deux éléments structuraux majeurs : les failles orientées nord-est sur la rive nord du Saint-Laurent et la zone du graben d'Ottawa-Bonnechere, orientée est-ouest dans la partie la plus au sud des Basses-Terres du Saint-Laurent. À cet endroit, la

présence des collines montérégiennes a une influence sur les propriétés pétrophysiques de l'Utica.

Thériault (2012a, b) a analysé 63 puits dont les diagraphies sont disponibles et sur lesquels les teneurs en carbone organique total (COT) et le sommet des formations géologiques ont été identifiés. La Figure 2.7 indique la profondeur du sommet de l'Utica et démontre bien l'influence des deux structures principales (faille de Yamaska et Ligne de Logan) sur celle-ci.

Différentes zones d'intérêt pour leur potentiel en gaz naturel ont été identifiées dans le Groupe d'Utica, les limites des zones d'intérêt, ou corridors d'exploration, sont une fonction principalement de la structure et de la profondeur du sommet du Shale d'Utica. La Figure 2.8 indique les corridors d'exploration habituellement utilisés, tels que définis informellement par les géologues et les sociétés gazières.

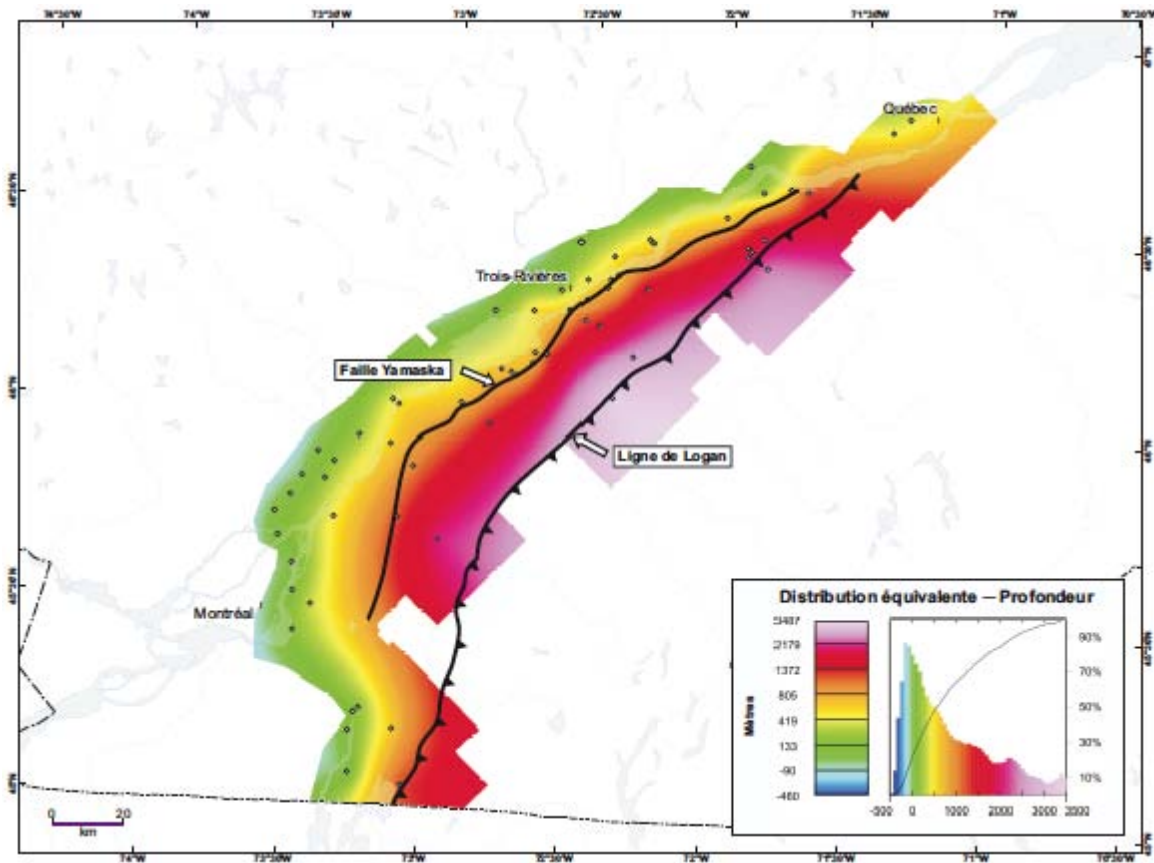
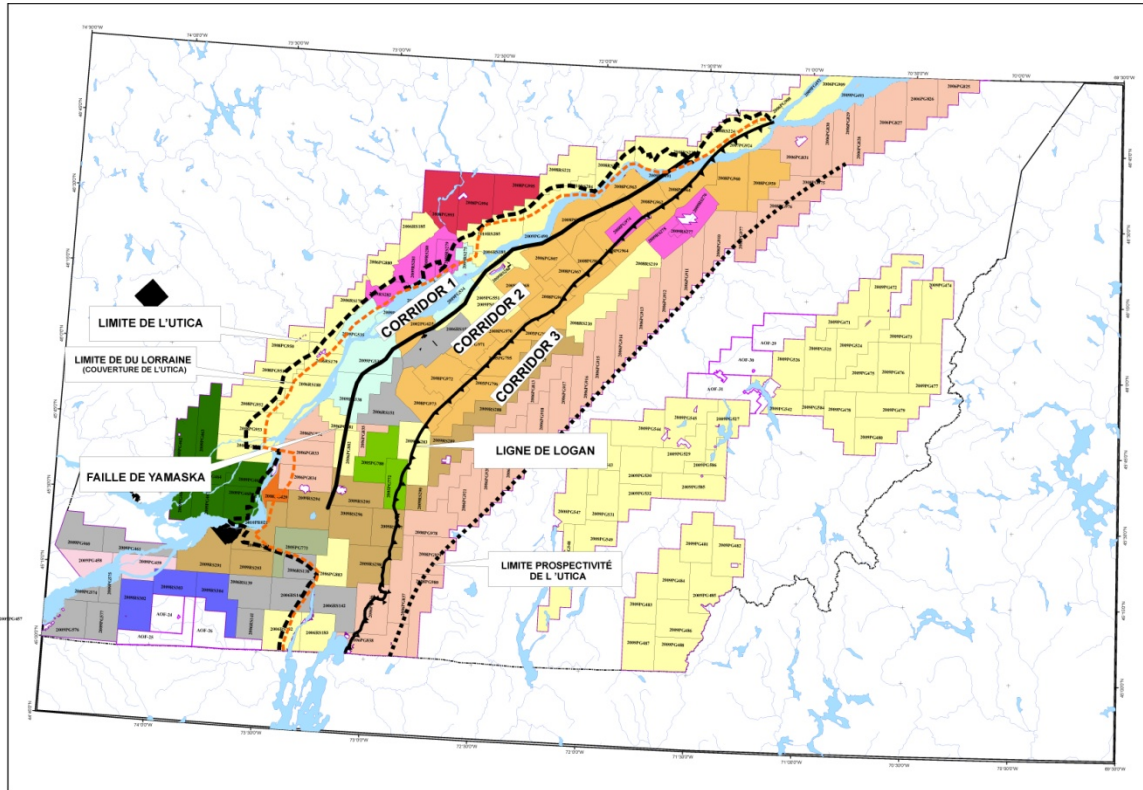


Figure 2.7: Profondeur du sommet du Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a)





**Figure 2.8: Corridors d'exploration dans le Groupe d'Utica (modifié de Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune, SIGPEG, 2012)**

### 1. Corridor 1

Cette zone est comprise entre la faille de Yamaska et l’affleurement du Groupe d’Utica au nord-ouest. Généralement, le Groupe d’Utica est à moins de 800 m de profondeur dans ce corridor. Seul une faible portion de la rive nord (au nord-est de Montréal et à l’est de Trois-Rivières) est prospective pour le Groupe d’Utica où elle est surmontée de la roche couverture (Lorraine). Selon sa proximité avec la surface, le forage de drains horizontaux pourrait être compromis et l’usage de la fracturation hydraulique pourrait entraîner des risques accrus. Éventuellement, on pourrait plutôt envisager une densité plus élevée de forages verticaux avec fracturation limitée, ce qui réduirait la productivité et le taux de récupération.

### 2. Corridor 2

Cette zone est comprise entre la Ligne Logan au sud-est, et la faille Yamaska au nord-ouest. C’est le corridor privilégié par les sociétés gazières pour le développement des shales gazéifères en raison, entre autres, de la plus grande épaisseur de l’Utica (200 m) et aussi parce que ce corridor est caractérisé par un gradient de pression plus élevé que le gradient hydrostatique normal. Selon l’industrie, le gradient atteindrait jusqu’à 15,8 KPa/m alors que le

gradient hydrostatique n'est que de 9,8 kPa/m; l'Utica se retrouve donc en conditions de surpression, ce qui est favorable pour la production gazière. La profondeur du sommet de l'Utica dans cette zone, se situe entre 1200 et 2500 m.

### 3. Corridor 3

Cette zone est située entre Ligne de Logan au nord-ouest et se poursuit au sud-est jusqu'à une frontière arbitraire où le potentiel gazier de l'Utica est mal connu. La profondeur estimée du sommet de l'Utica dépasse les 2500 m et cette zone n'est présentement pas considérée comme étant prospective pour la production de gaz naturel en raison des risques économiques reliés à la méconnaissance de l'Utica à cette profondeur (épaisseur, maturité thermique et contenu en matière organique, etc.). Cette région est affectée par une déformation reliée à la chaîne appalachienne, dont des répétitions stratigraphiques à l'intérieur des écailles chevauchées. La profondeur plus grande du sommet de l'Utica implique une maturation thermique qui risque de réduire le potentiel gazier.

Il faut prendre en considération que les couloirs 1 et 2 sont recoupés, au sud-ouest, par les intrusions montérégiennes, ce qui pourrait affecter le potentiel gazier du Groupe d'Utica en fonction de l'impact sur la maturation thermique de la matière organique de ces intrusions plutoniques.

## 2.4 Épaisseur du Groupe d'Utica

La Figure 2.9 présente l'épaisseur du Groupe d'Utica. On remarque que ce n'est généralement qu'au sud-est de la faille de Yamaska que la formation possède une épaisseur de plus de 100 m.

Le secteur entre la Montérégie et la frontière des États-Unis, au sud de Montréal présente une épaisseur de plus de 500 m. L'épaisseur plus importante dans cette région suppose un changement au niveau des conditions de sédimentation.

On observe une distribution similaire de l'épaisseur des deux unités du Groupe d'Utica, l'unité supérieure (Figure 2.10) et l'unité inférieure (Figure 2.11). Dans les deux cas, l'épaisseur diminue vers le nord ouest, résultat de l'amincissement général de la couche sédimentaire vers la marge continentale. L'épaisseur des deux unités demeure relativement importante au niveau du Corridor 2. Par contre, l'amincissement de l'Utica supérieur est plus important dans le secteur Nicolet - Trois-Rivières (moins de 40 m).

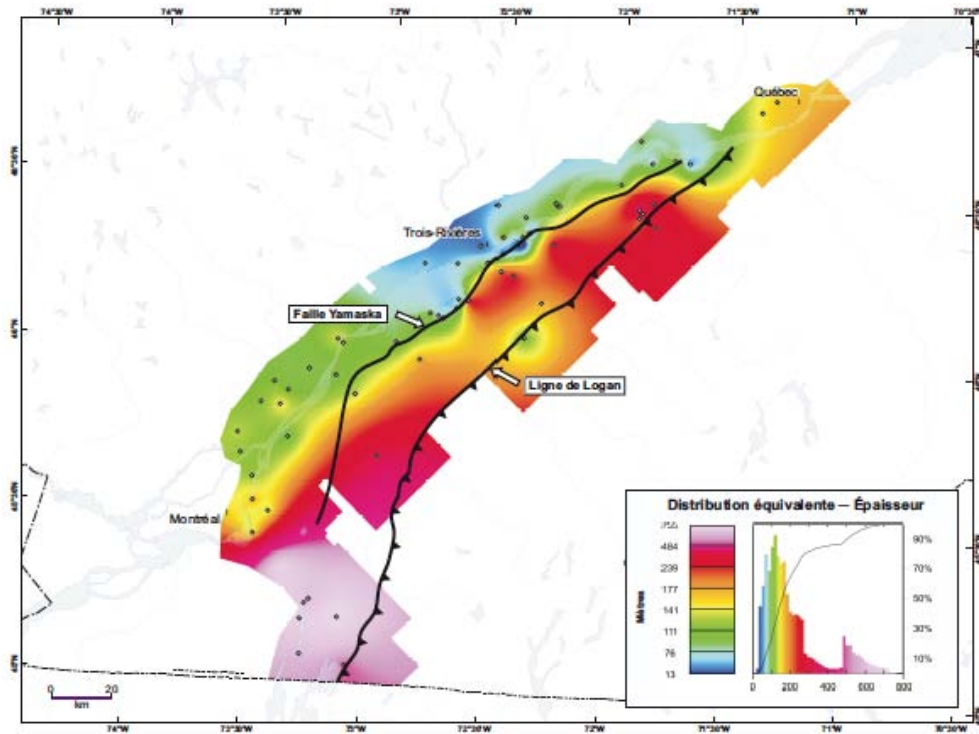


Figure 2.9: Épaisseur du Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a)

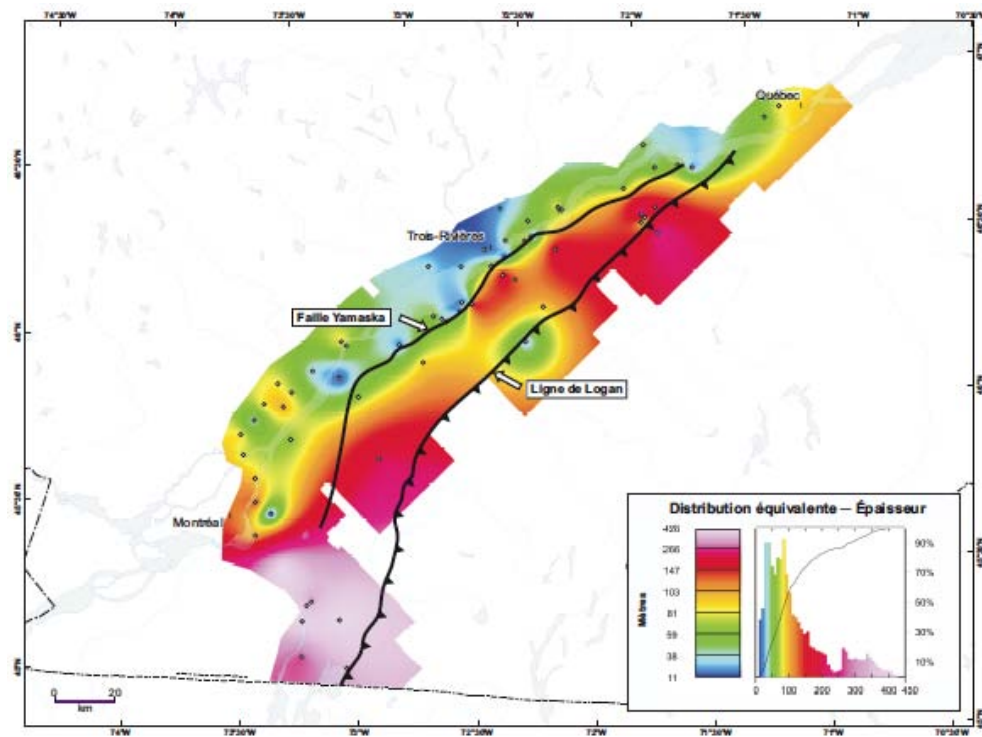


Figure 2.10: Épaisseur de l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a)

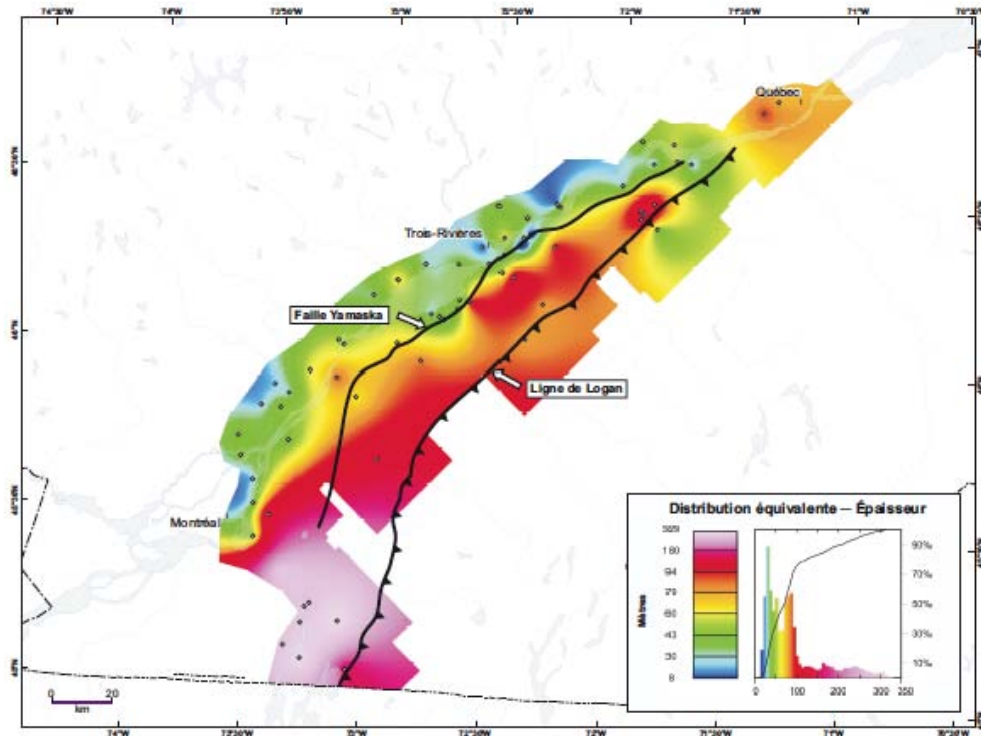


Figure 2.11: Épaisseur de l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a)

## 2.5 Matière organique

Des analyses de la teneur en matière organique de l'Utica tirées de 88 puits de forage ont été compilées par Thériault (2012a, b). Les analyses disponibles ont été réalisées par la méthode RockEval (la plus exhaustive) ou la méthode LECO (analyses de base). Près de 2400 analyses ont été compilées par Thériault (2012a, b) à partir des données du MRNF, du gouvernement fédéral et d'entreprises privées.

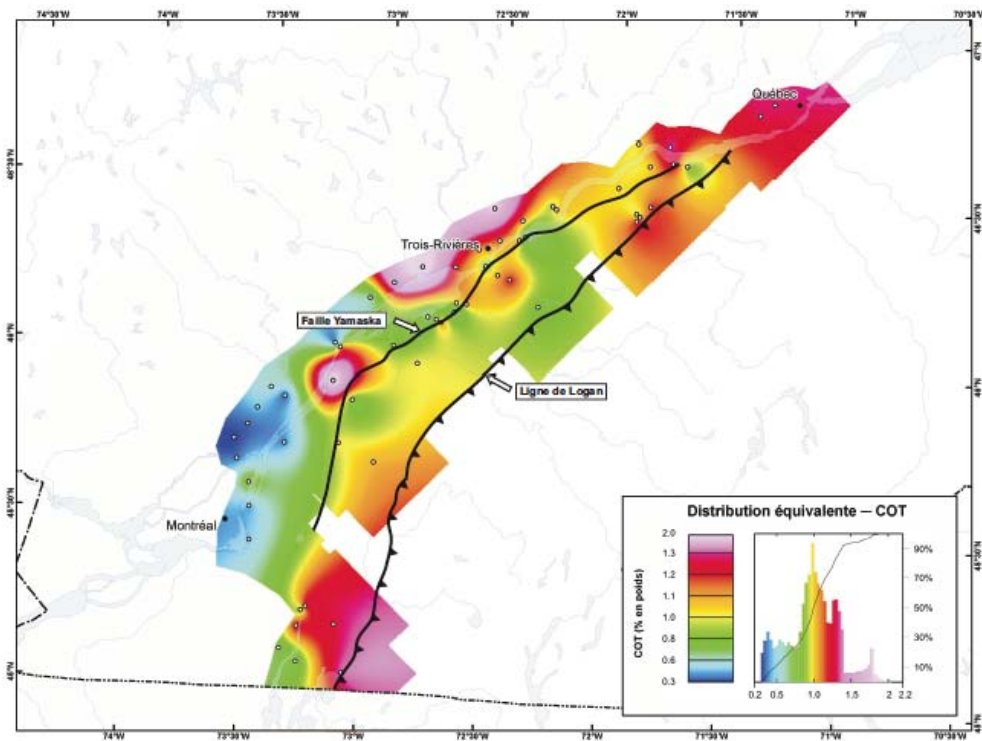
Le Tableau 2.1 compile les valeurs moyennes des principaux paramètres des analyses RockEval obtenues pour le Groupe d'Utica et le Groupe de Lorraine. Le Tableau 2.1 contient la teneur en carbone organique total (COT), la proportion d'hydrocarbures libres (S1), l'indice de productivité (IP), et l'indice d'hydrogène (IH).

**Tableau 2.1: Valeur moyenne des analyses effectuées par la méthode de Rock-Eval (tiré de Thériault 2012a)**

	COT	S1	IH	IP
Lorraine	0,99	0,33	63	0,37
Utica Supérieur	1,04	0,47	82	0,38
Utica Inférieur	0,61	0,26	91	0,32

### 2.5.1 Carbone organique total (COT)

La Figure 2.12 illustre les teneurs en COT pour l'Utica supérieur, l'unité avec le COT moyen le plus élevé. De façon générale, ce sont les secteurs au nord de Trois-Rivières et à proximité de Québec qui présentent les valeurs de COT les plus élevées. Parmi les puits analysés, relativement peu se trouvent dans le Corridor 2 ce qui fait que la distribution des teneurs en COT dans ce corridor demeure mal connue.



**Figure 2.12: Isocontours de la teneur en carbone organique total (COT) pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a)**

Les teneurs en COT sont plus faibles dans l'Utica inférieur que dans le supérieur ( $C \geq 0,7\%$   $C_{org}$ ). Tout comme pour l'Utica supérieur, les valeurs les plus élevées sont dans la partie nord-est du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (Figure 2.13).

La relation entre les valeurs de potentiel en hydrocarbures (S2) et de COT peut être utilisée afin de définir le niveau de maturité de la matière organique de la roche ainsi que le type d'hydrocarbures qui pourraient s'y être formés. L'analyse de ces valeurs pour le Groupe d'Utica suggère que la durée et les conditions d'enfouissement de la roche dans les Corridors 2 et 3 sont propices pour la transformation d'une bonne proportion de la matière organique en hydrocarbures (Figure 2.14). La maturité de la matière organique dans le Groupe d'Utica augmente avec la profondeur, de sorte que le Corridor 1 représente une région moins mature.

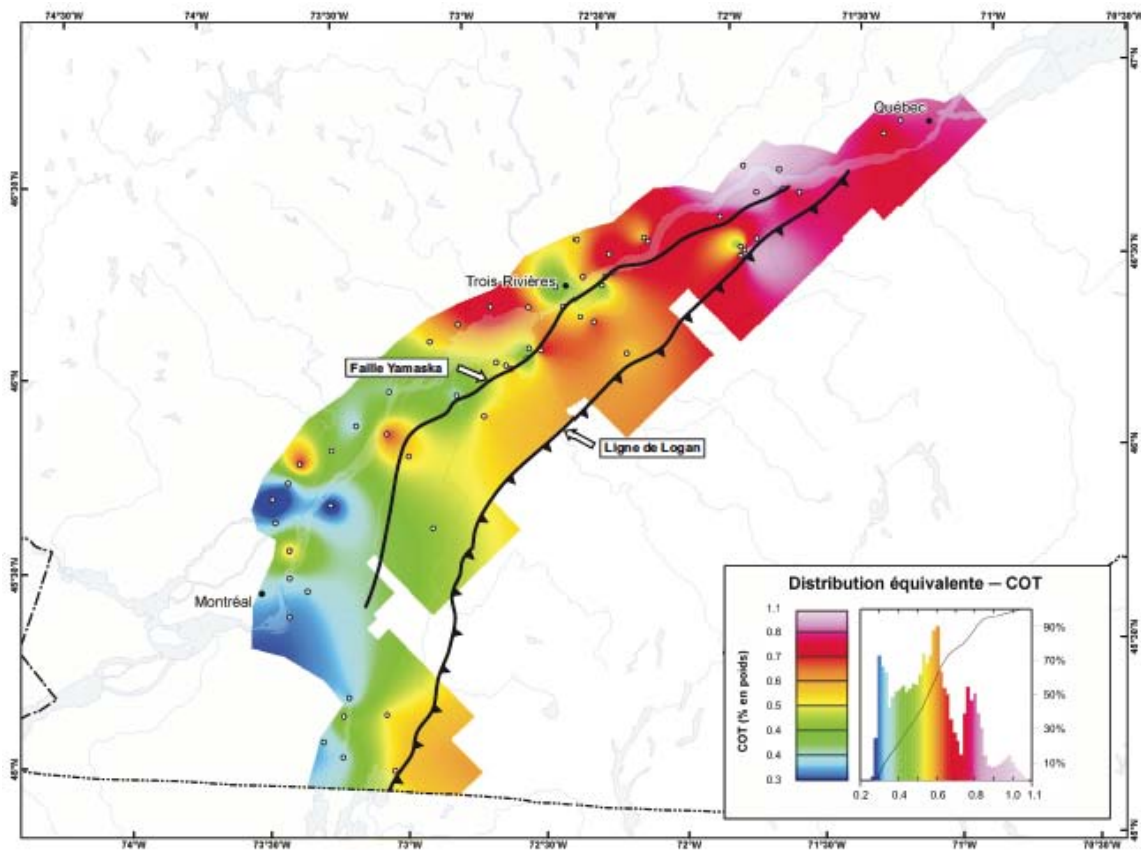


Figure 2.13: Isocontours de la teneur en carbone organique total (COT) pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a)

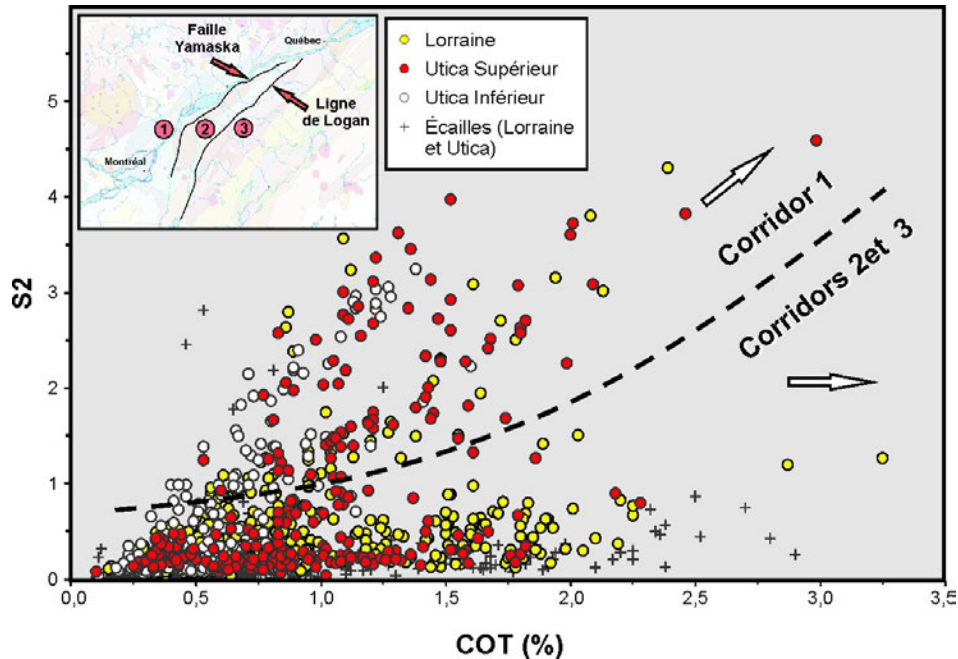


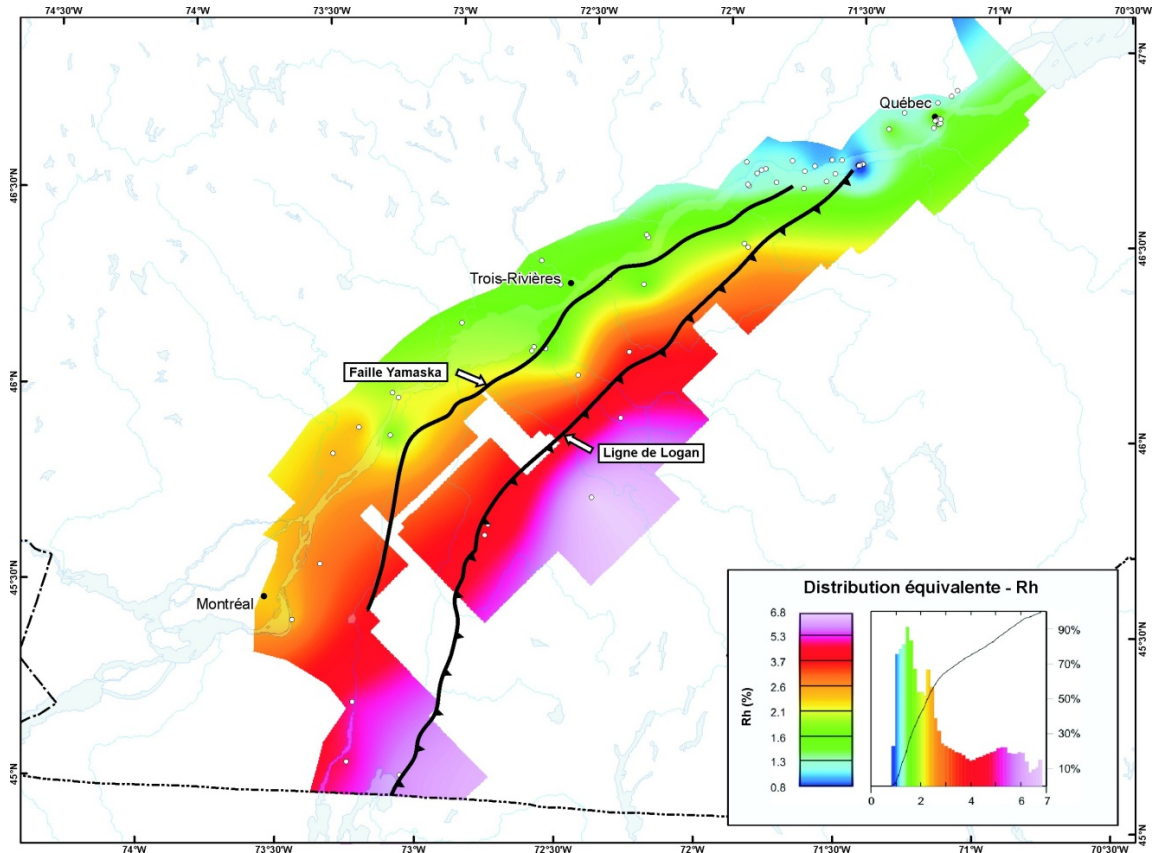
Figure 2.14: Relation entre l'indice de productivité (S2) et la teneur en carbone organique total (COT) pour le Groupe d'Utica et le Groupe de Lorraine (tirée de Thériault 2012a)

### 2.5.2 Réflectance de la matière organique

La réflectance de la matière organique (Rh) informe sur le degré de maturation de la matière organique atteinte lors de l'enfouissement des roches du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les zones avec des valeurs de Rh plus basses caractérisent la formation d'hydrocarbures liquides, tandis que les valeurs plus élevées correspondent à la formation de condensat puis de gaz sec avant d'atteindre l'épizone où les hydrocarbures sont détruits par le métamorphisme.

Thériault (2012a) a analysé les valeurs de la réflectance sur 135 échantillons du Lorraine, de l'Utica et pour des unités stratigraphiquement équivalentes provenant de la littérature. La Figure 2.15 montre que la maturation de la matière organique augmente vers le sud-est avec l'enfouissement du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. La région au nord du fleuve Saint-Laurent, dans la région de Québec, se trouve dans une zone peu mature où les valeurs de Rh sont basses.

La Figure 2.16 (Bertrand et al. 2006), montre que la maturation de la matière organique augmente vers le sud-est, avec l'enfouissement du bassin, ce qui est en accord avec les résultats des analyses par RockEval. Les valeurs de réflectance de la matière organique indique que la



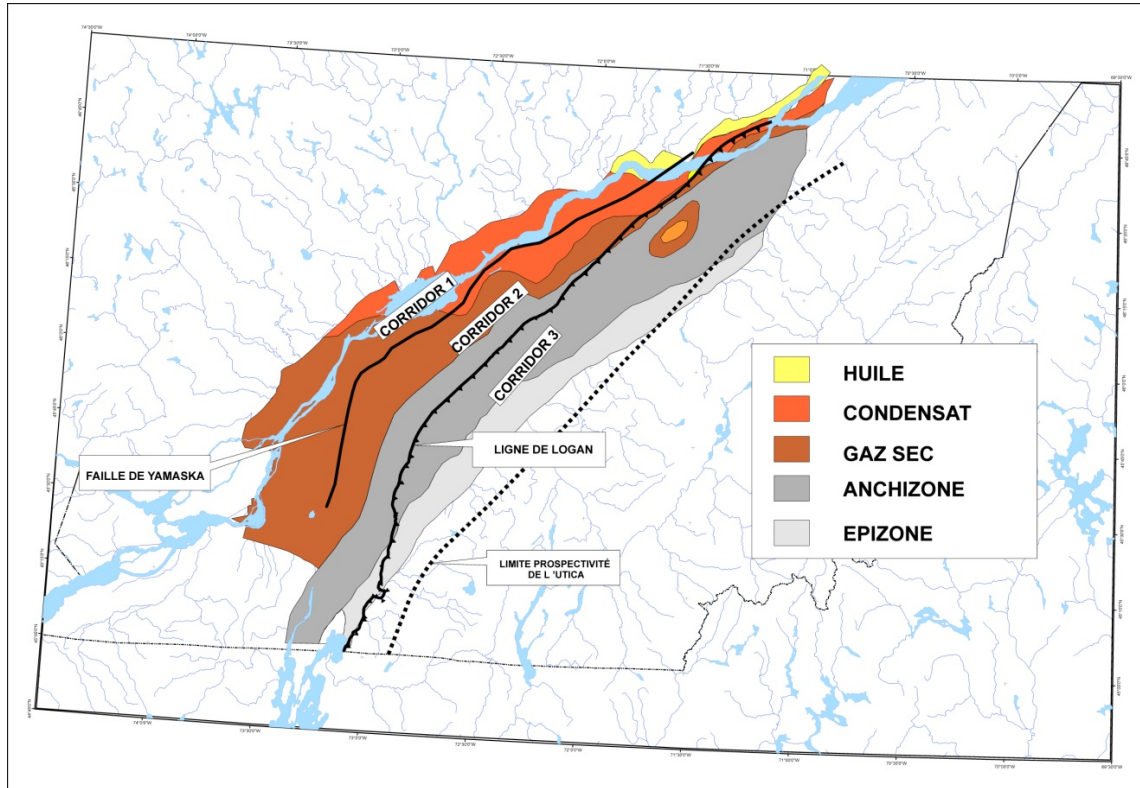
**Figure 2.15: Distribution des valeurs de réflectance de la matière organique dans le Groupe d'Utica (tirée de Thériault 2012a)**

région au nord du fleuve, près de Québec, présente une maturité plus faible, dans la fenêtre à l'huile. Ce secteur pourrait être plus riche en liquides de gaz naturel, ce qui n'est pas le cas plus au sud. La maturation est relativement élevée dans la région à l'est et au nord-est de Montréal, malgré la faible profondeur du Groupe d'Utica (Figure 2.7). Selon Bertrand et al. (2006), cette partie du bassin aurait été jadis enfouie plus profondément que celle située au nord-est.

### 2.5.3 Indice d'hydrogène (IH) et d'oxygène (IO)

L'indice d'hydrogène IH est un indicateur de la dégradation de la matière organique : plus il est bas, plus la dégradation de la matière organique est importante et avancée. Le potentiel gazier est alors supérieur. La répartition spatiale des indices IH de l'Utica supérieur (Figure 2.17) et inférieur (Figure 2.18), montre que l'indice IH diminue vers le sud-est. Cela suggère une augmentation graduelle, et régionale, du degré de maturation thermique de la matière organique dans le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent.





**Figure 2.16: Maturation de la matière organique dans le Groupe d'Utica (modifié de Bertrand et al. 2006)**

Le type d'hydrocarbures produits ainsi que le degré de maturation d'une roche mère peuvent également être évalués en mettant en relation les indices IH et IO (Indice d'oxygène). Pour la présente étude, cette relation a été calculée en utilisant les indices IH et IO de quelques 550 analyses par RockEval fournies par le MRNF. Elle est exprimée pour les échantillons de l'Utica inférieur à la Figure 2.19 et pour l'Utica supérieur à la Figure 2.20. Les résultats sont affichés de façon à différencier les échantillons provenant du Corridor 1 de ceux provenant des Corridors 2 et 3.

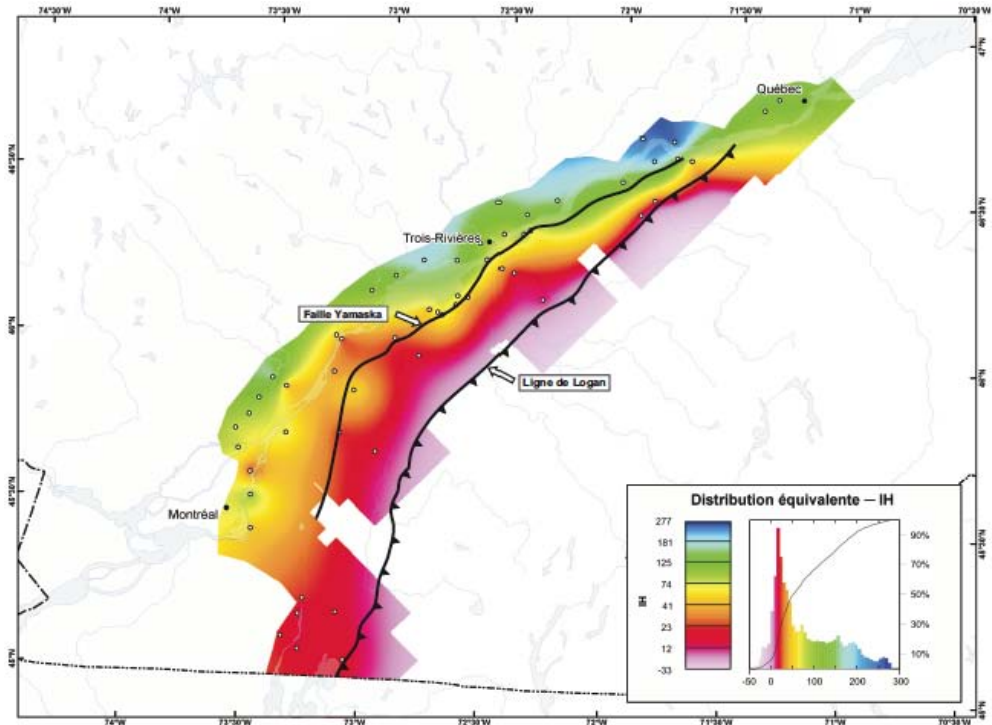


Figure 2.17: Indice d'hydrogène (IH) pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a)

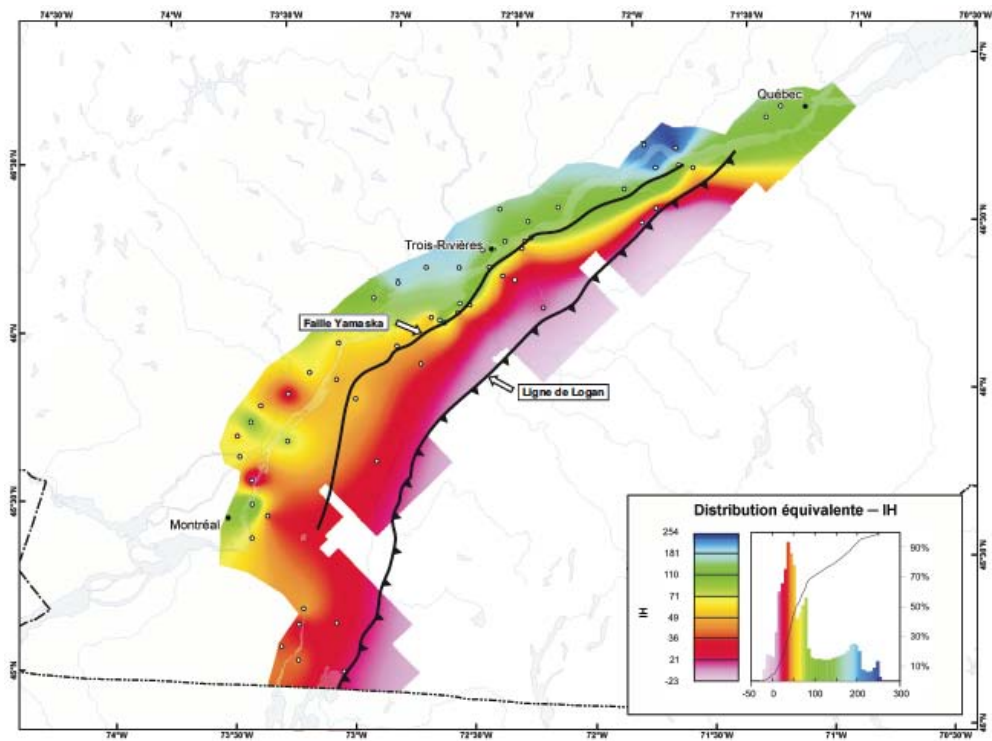


Figure 2.18: Indice d'hydrogène (IH) pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a)

Les travaux de Tissot and Welte (1984) ont permis de générer des courbes de classification arbitraires pour cette relation. Le degré de maturation augmente dans le sens des flèches (vers l'origine du graphique) et les types d'hydrocarbures sont divisés selon le degré de maturation de la matière organique (Figures 2.19 et 2.20). On notera que le Shale d'Utica dans le Corridor 1 n'a pas atteint le même degré de maturation thermique que dans les Corridors 2 et 3. Les résultats provenant d'échantillons du Corridor 1 suggèrent la possibilité de rencontrer des liquides de gaz naturel dans cette région.

#### 2.5.4 Indice de production (IP)

L'indice de production (IP) est le rapport entre la quantité d'hydrocarbure libre et le potentiel en hydrocarbure total. La distribution spatiale de l'indice IP, tant pour l'Utica supérieur (Figure 2.21) que pour l'Utica inférieur (Figure 2.22), montre une augmentation graduelle vers le sud-est, selon des bandes allongées sub-parallèles à la faille de Yamaska et la Ligne de Logan.

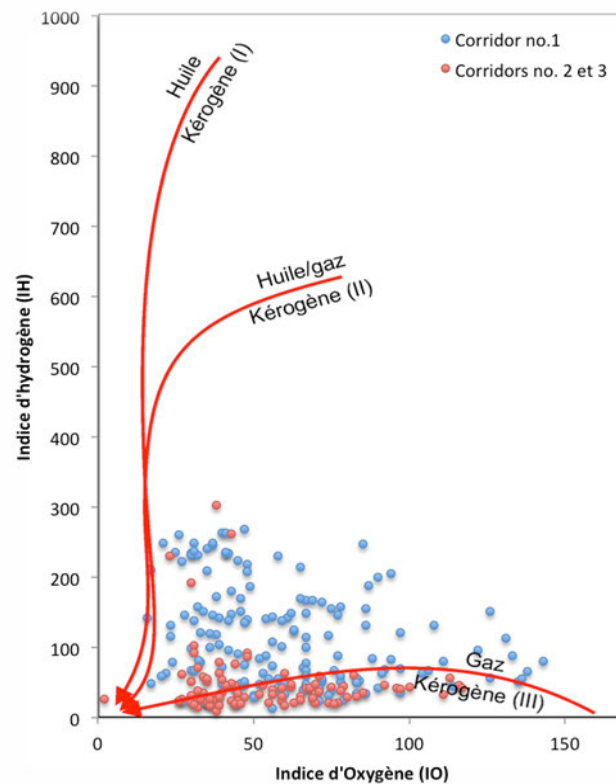
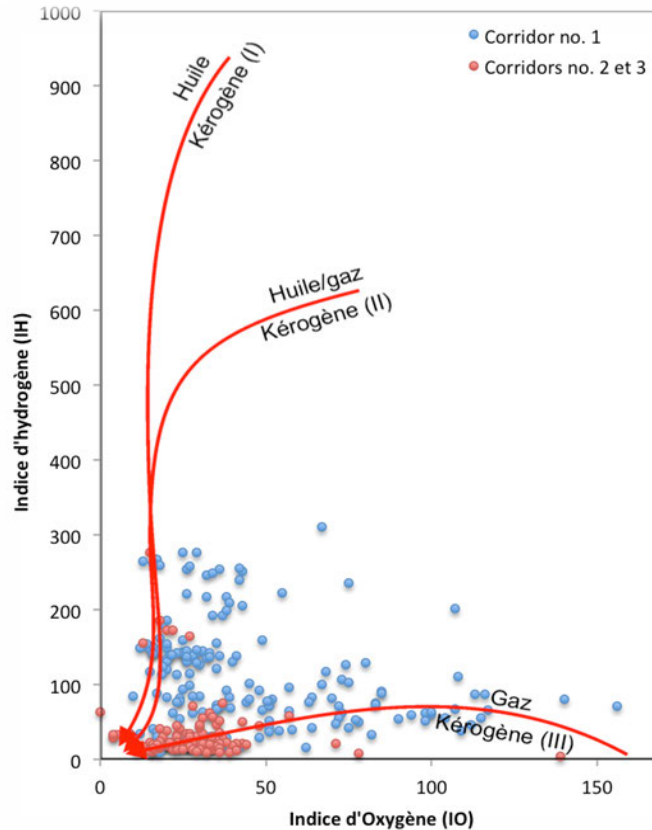


Figure 2.19: Indice d'hydrogène (IH) vs indice d'oxygène (IO) pour l'Utica supérieur (d'après Tissot and Welte, 1984)



**Figure 2.20: Indice d'hydrogène (IH) vs indice d'oxygène (IO) pour l'Utica Inférieure (d'après Tissot and Welte, 1984)**

L'indice IP suggère que la maturation de la matière organique est plus avancée dans les Corridors 2 et 3 que dans le Corridor 1.

## 2.6 Minéralogie du Groupe d'Utica

La composition minéralogique de la roche est un paramètre important à considérer dans l'exploration gazière d'un shale. Par exemple, son contenu en quartz ou en calcite peut avoir un impact sur la capacité à fracturer efficacement la roche. La nature de ses minéraux argileux conditionnera le type de fluide à utiliser lors du forage et de la fracturation. Thériault (2012a, 2012b) rapporte 313 analyses minéralogiques effectuées sur les échantillons de 18 puits, ce qui permet d'établir la proportion des principaux minéraux : le quartz, les feldspaths (albite et orthoclase), la calcite, la dolomite et enfin les minéraux argileux (chlorite, illite, kaolinite).

Le Tableau 2.2 présente la moyenne des proportions pour les deux unités stratigraphiques de l'Utica, ainsi que pour les groupes de Lorraine et de Trenton. Les deux unités

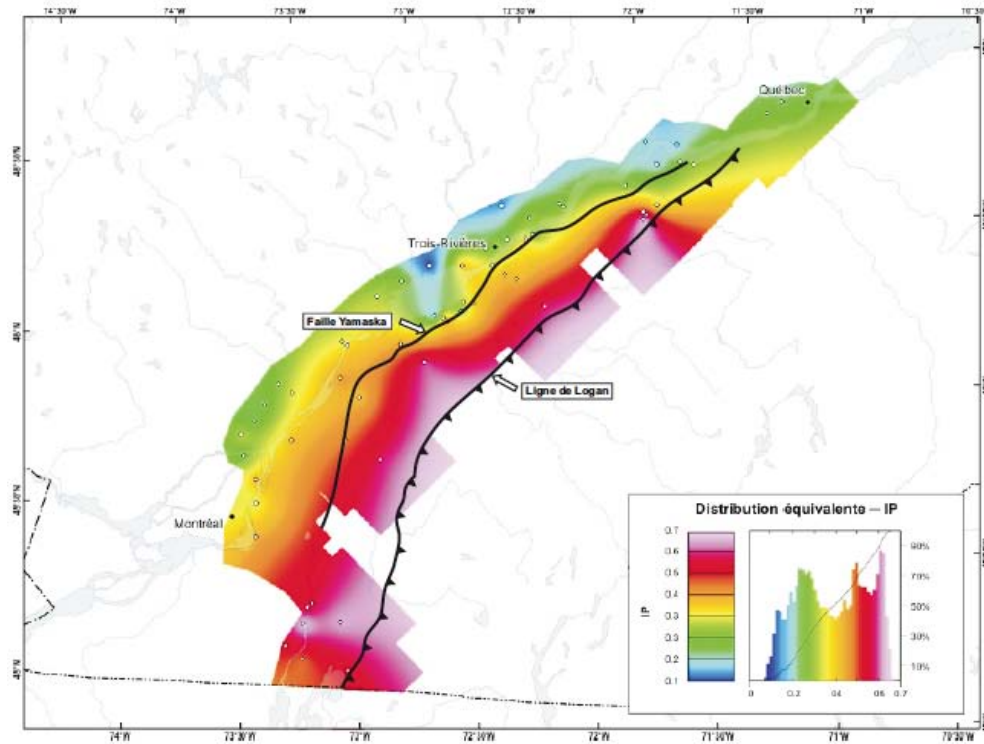


Figure 2.21: Indice IP pour l'Utica supérieur (tirée de Thériault 2012a)

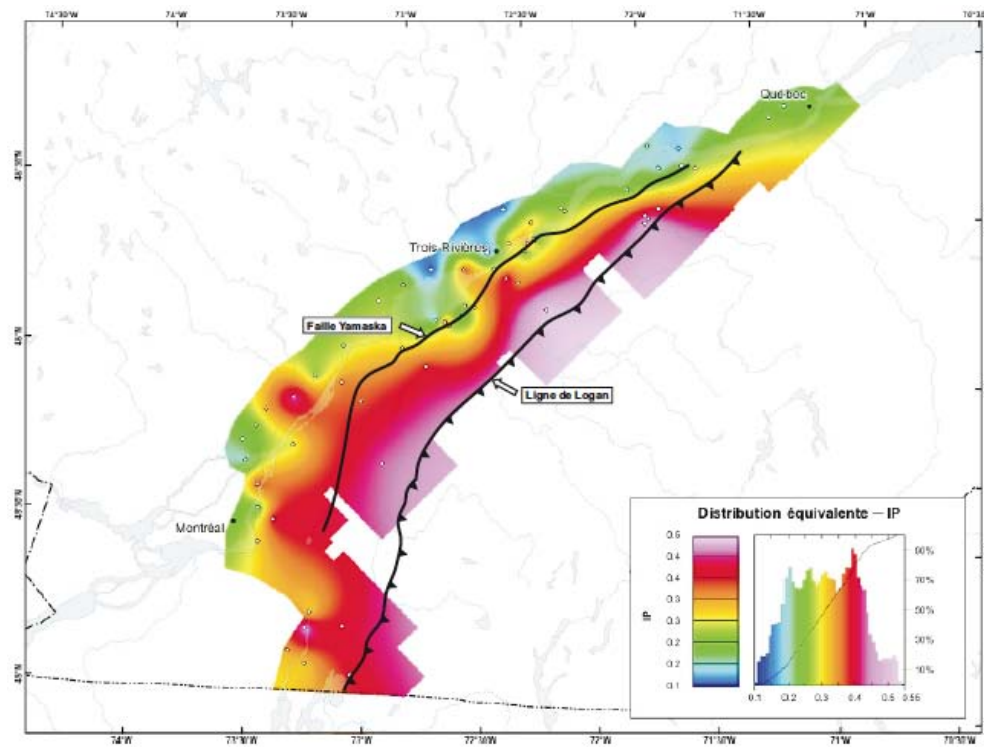


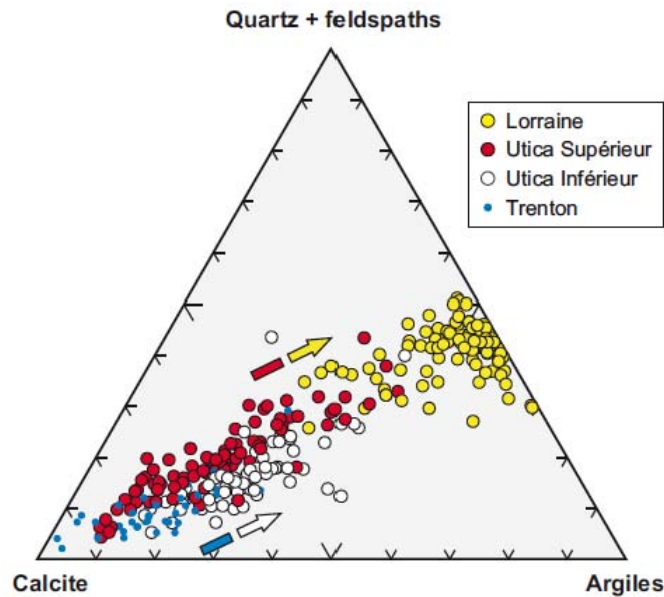
Figure 2.22: Indice IP pour l'Utica inférieur (tirée de Thériault 2012a)

**Tableau 2.2: Proportion moyenne des principaux minéraux dans le Groupe d'Utica et les groupes de Trenton et de Lorraine (tiré de Thériault 2012a)**

	Quartz	Feldspaths <sup>1</sup>	Calcite	Dolomie	Argiles <sup>2</sup>
Lorraine	27,1	10,1	8,0	6,5	46,4
Utica Supérieur	13,8	4,9	53,4	6,4	20,2
Utica Inférieur	11,3	4,4	52,5	4,7	25,8
Trenton	7,4	2,3	71,3	4,1	13,6

<sup>1</sup> : Feldspaths = albite + orthoclase; <sup>2</sup> : Argiles = illite + chlorite + kaolinite

de l'Utica possèdent des compositions minérales très semblables. Les différences se situent surtout dans le ratio minéraux cassants (quartz et feldspaths) vs argiles, qui est légèrement plus élevé dans l'Utica supérieur. Cette différence pourrait suggérer une plus grande facilité à fracturer efficacement cet horizon. Les roches du Groupe de Lorraine contiennent environ 2 fois plus de minéraux argileux et seulement une fraction de la calcite de l'Utica. Les roches du Groupe de Trenton sont dominées par la calcite. La Figure 2.23 présente ces données dans un diagramme ternaire. La composition minérale du Groupe de Trenton et de l'Utica inférieur se superpose avec une proportion plus élevée de quartz et d'argiles dans l'Utica inférieur. L'Utica supérieur montre des proportions en quartz et argiles plus élevées que pour l'Utica inférieur, tandis que la proportion en calcite diminue et est plus basse dans les roches du Groupe de Lorraine.



**Figure 2.23: Diagramme ternaire de quartz + feldspath vs calcite va argiles pour les roches du Groupe d'Utica et les groupes de Trenton et de Lorraine (tirée de Thériault 2012a)**

## 2.7 Caractéristiques de réservoir gazier

La porosité et la perméabilité sont des paramètres qui influencent à la fois la quantité de gaz que la roche peut contenir ainsi que la capacité du gaz à percoler dans le shale vers le trou de forage. Le faible nombre de résultats d'analyses auxquels nous avons eu accès et l'importante variabilité pour chacun des paramètres nous empêchent de procéder à une analyse géostatistique de la distribution spatiale des propriétés du Groupe d'Utica. Ainsi notre analyse tend seulement à représenter les valeurs les plus probables et les valeurs moyennes, sans égard à la position dans le bassin.

La porosité totale rencontrée dans les échantillons analysés de l'Utica est de l'ordre de 2,0% à 5,3% dans 90% des cas avec 50% de chance de se trouver entre 2,6% et 3,6% et une moyenne arithmétique calculée de 3,1%. Les valeurs véhiculées dans la littérature étant légèrement différentes. L'APGQ déclarait, dans son document présenté au BAPE, une plage de porosité allant de 0,7% à 6,6% sans spécifier l'origine de ses chiffres. JUNEX présentait des

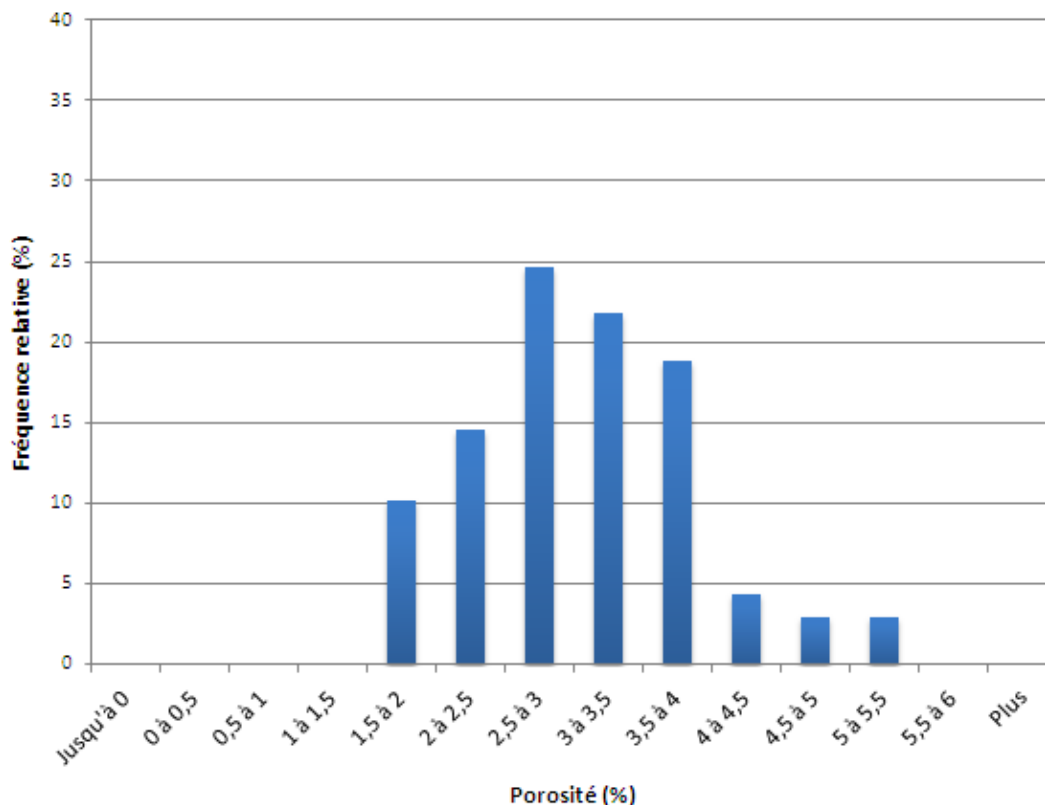


Figure 2.24: Histogramme de distribution de la porosité de l'Utica

valeurs allant jusqu'à 15% dans un article récent (Lavoie et Marcil 2011). La Figure 2.24 illustre la distribution des porosités mesurées.

La perméabilité, mesurée en laboratoire est de l'ordre de  $0,8 \times 10^{-4}$  mD à  $2,5 \times 10^{-4}$  mD dans 90% des cas avec 50% de chance de se trouver entre  $1,4 \times 10^{-4}$  mD et  $1,8 \times 10^{-4}$  mD et une moyenne arithmétique de  $1,6 \times 10^{-4}$  mD. Les valeurs rapportées par les différentes intervenant varient énormément, allant de  $1,0 \times 10^{-6}$  mD à  $1,0 \times 10^{-2}$  mD pour des échantillons de JUNEX (Lavoie et Marcil 2011). La Figure 2.25 illustre la distribution des perméabilités mesurées.

La distribution des données de la saturation en eau mesurée en laboratoire ne suit pas une courbe normale. Il est plus hasardeux de tirer des conclusions à partir de l'analyse statistique. Les chances de trouver une saturation inférieure à 50% semblent être de l'ordre de 90%. Par contre, la variabilité des mesures en fonction de l'emplacement du puits et de la profondeur est très importante. Les valeurs habituellement évoquées pour le Shale d'Utica au Québec se situent entre 30% et 50%. La figure 2.26 illustre la distribution des mesures de saturation en eau.

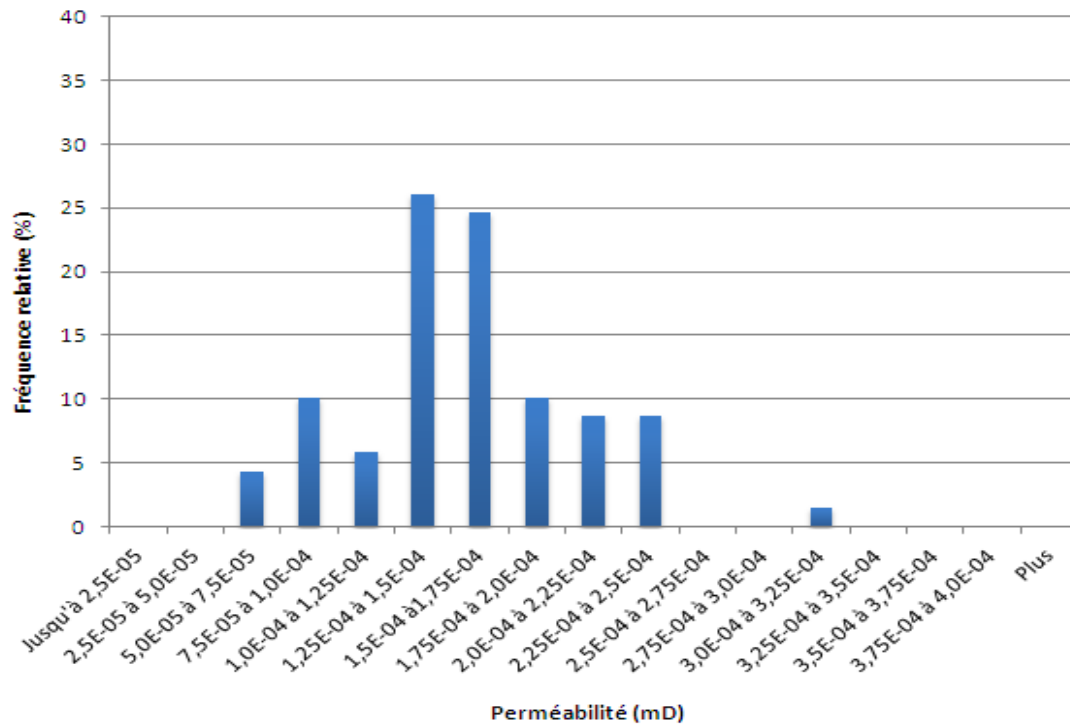
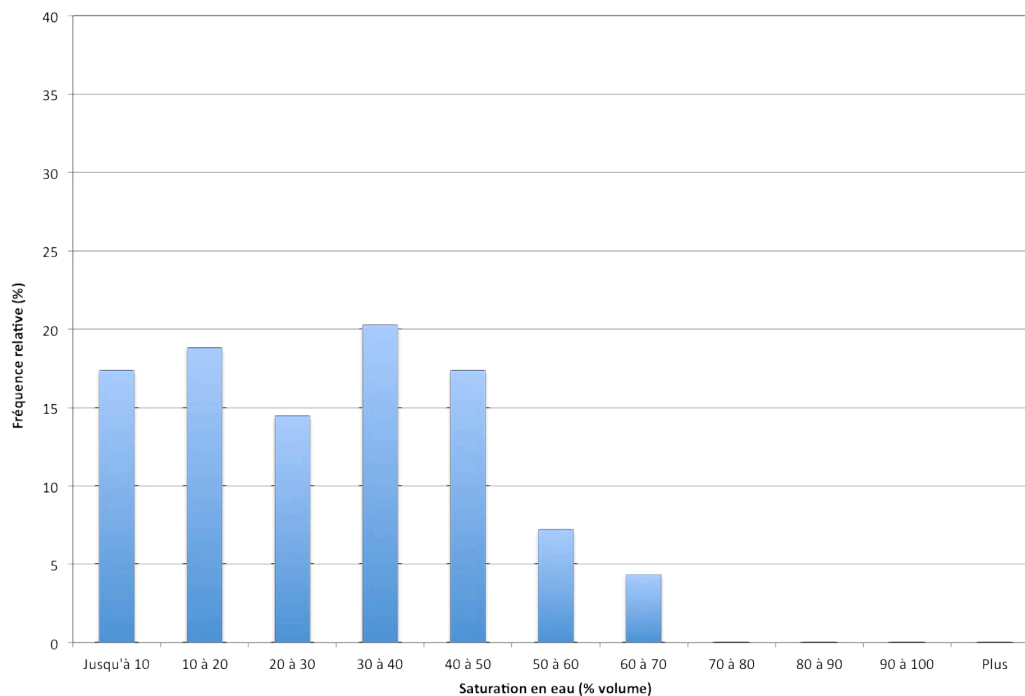


Figure 2.25: Histogramme de distribution de la perméabilité de l'Utica





**Figure 2.26: Histogramme de distribution de la saturation en eau de l'Utica**

## 2.8 Pression

La pression exercée sur les fluides dans la matrice rocheuse, revêt une importance particulière lors de la production d'hydrocarbures. Les données de pression pour le Shale d'Utica proviennent en partie de chiffres publiés par l'industrie et en partie d'analyses confidentielles auxquelles nous avons eu accès. Ces valeurs varient entre 12 000 kPa et 33 500 kPa. Évidemment, la pression augmente généralement avec la profondeur mais peut également être influencée par la géodynamique et les contraintes régionales présentes dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Une formation dont les horizons à potentiel d'hydrocarbures ne sont pas en relation directe avec la surface peut ainsi afficher une pression anormale, on dira de cette formation qu'elle se trouve en sous-pression ou en surpression. Un horizon surpressurisé facilitera la mobilisation des hydrocarbures et de l'eau de formation vers la surface via le tubage de production du puits. Le Groupe d'Utica se trouve effectivement en surpression par endroit.

## 2.9 Géochimie du gaz

Un autre élément à considérer lors de l'évaluation du potentiel gazier d'un bassin est la nature des hydrocarbures qui s'y trouvent. Plusieurs types d'analyses peuvent servir à caractériser le gaz du Groupe d'Utica. L'échantillonnage du gaz peut se faire lors du forage, sur du gaz s'échappant des carottes (ou des déblais de forage) dans des analyses de désorption ou sur le gaz émis lors de tests de production. Dans le cas du gaz naturel contenu dans le Shale d'Utica, il se décrit généralement comme étant un gaz sec, contenant peu ou pas de liquides de gaz naturel. La proportion de méthane devenant largement supérieure à la somme des autres composés gazeux d'hydrocarbures (éthane, propane, butane etc.) à grande profondeur, atteignant plus de 90 % pour les niveaux du Shale d'Utica à plus de 2000 m de profondeur. La Figure 2.27 illustre la relation entre la proportion de méthane dans le gaz et la profondeur pour les données de deux puits différents, utilisés à titre d'exemple.

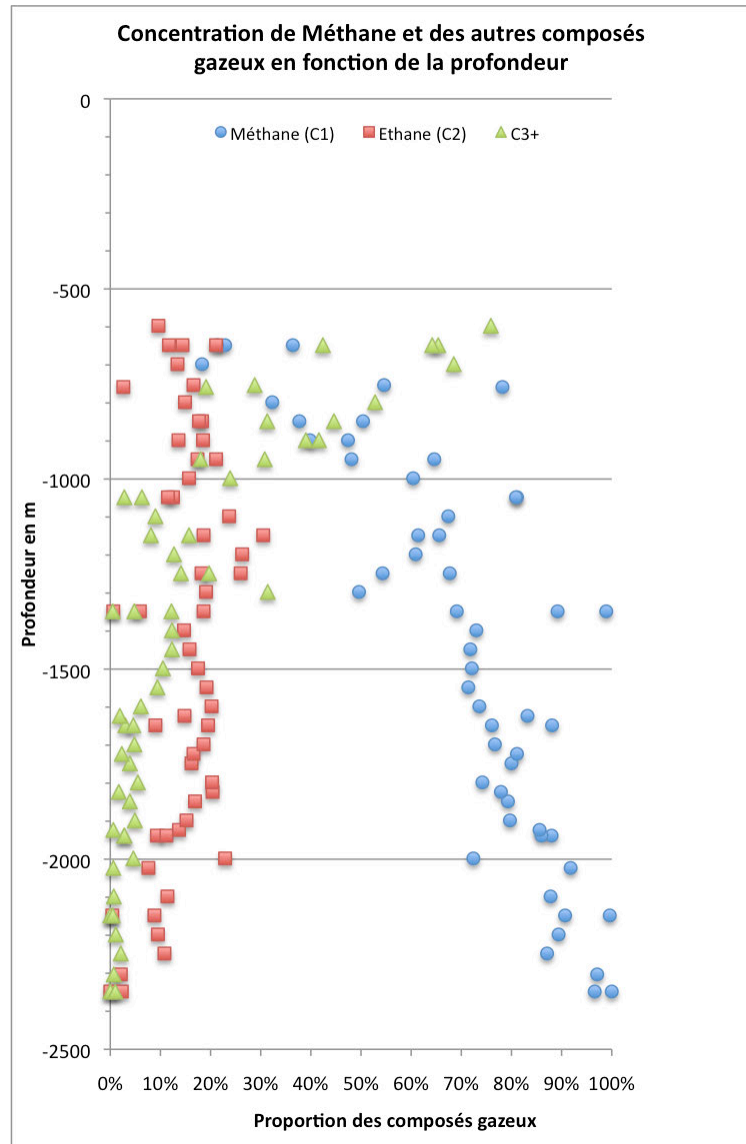
## 2.10 Sommaire

En sommaire, voici les points importants que nous devons retenir en ce qui concerne les caractéristiques géologiques du Groupe d'Utica :

- Le Groupe d'Utica peut être subdivisé en 2 unités : l'Utica inférieur et l'Utica supérieur. L'Utica supérieur est plus riche en calcaire et contient légèrement plus de COT.
- Parmi les trois corridors principaux identifiés, le corridor central (no 2) est le plus attrayant. Dans le Corridor 3, l'Utica a été moins étudié et, le sommet de l'Utica, à une profondeur excédant les 2500 m, entraînerait des coûts plus élevés, de sorte qu'il est considéré comme moins attrayant pour l'exploration gazière en ce moment.
- La présence du graben Ottawa-Bonnechère devra être pris en compte pour la prospectivité des différents secteurs définis dans chacun des corridors.
- L'épaisseur du Groupe d'Utica varie en fonction de sa position géographique : il dépasse 200 mètres partout excepté au nord-ouest de la faille de Yamaska où il est de 100 m ou moins. Dans ce dernier cas, c'est l'Utica supérieur qui est plus mince, ce qui a un réduit le potentiel en gaz naturel dans le Corridor 1. Le sud de la région possède quant à lui une épaisseur plus grande de shale.
- La teneur en COT est plus élevée dans l'Utica supérieur, ce qui rend cette unité plus attrayante pour le potentiel en gaz naturel. Il est aussi plus élevé vers le nord-est (Québec) et surtout vers Trois-Rivières (plus de 1,2 % C pour l'Utica supérieur).
- Les taux de maturation de la matière organique augmentent généralement vers le sud-est, où seul du gaz naturel peut exister. Seule la région près de Québec et au nord-ouest, près de la limite du bassin, pourrait contenir des liquides (d'ailleurs, Junex y a

rapporté la production d'une quarantaine de barils de pétrole léger). La profondeur y est faible (moins de 400m) et l'aire prospective restreinte, de sorte que l'on peut considérer qu'il existe un potentiel pour du gaz naturel, mais que le potentiel pour des hydrocarbures liquides est limité, dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

- Les caractéristiques réservoir du Groupe d'Utica possèdent une variabilité spatiale plutôt forte. Il est prévisible que les opérateurs orienteront leur développement autour de zones favorables.



**Figure 2.27: Proportion de méthane, éthane et des autres composés gazeux en fonction de la profondeur pour l'Utica**

### 3 Analogues des shales gazéifères en Amérique du Nord : Caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques

Cette section traite de l'analyse de quatre autres bassins renfermant des shales gazéifères, soient le Barnett, le Marcellus, le Haynesville et le Montney (Figure 1.1). Les études sur l'Utica de l'État de New York ont également été examinées afin d'établir certaines analogies avec le Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Les caractéristiques suivantes sont comparées:

- La superficie du bassin
- La profondeur de l'horizon producteur
- L'épaisseur stratigraphique
- La porosité totale présente
- Le contenu en matière organique
- Le degré de maturation
- La réflectance
- Le contenu minéralogique

#### 3.1 Le Shale de Barnett

Le Shale de Barnett se trouve au nord-est du Texas, près de la ville de Fort Worth. La zone prospective (en jaune sur la Figure 3.1) s'étend sur plus de 17 000 km<sup>2</sup>, et elle se compare en superficie à la zone d'intérêt dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. La zone la plus productive, dénommée « *Core area* » (intérieur du contour rouge, Figure 3.1) est relativement restreinte et occupe une superficie qui se compare à celle du Corridor 2 au Québec. La superficie des Basses-Terres du Saint-Laurent se trouve en médaillon, à une échelle identique, afin de faciliter la comparaison des superficies.

La Figure 3.2 présente des courbes de contours pour la profondeur ainsi que l'épaisseur du Shale du Barnett. Le bassin s'enfonce d'ouest en est, passant de 4000 pieds à la marge ouest de la zone exploitée jusqu'à atteindre 8500 pieds vers la limite est. L'épaisseur augmente elle aussi vers l'est s'échelonnant de 150 pieds à plus de 600 pieds dans la partie la plus profonde du bassin.

Les valeurs de porosité varient généralement entre 3% et 6% (Review of Emerging Resources, 2009 Modern shale Development, Bruner et al. 2011). Le contenu en COT se situe entre 2% et 6%, avec une moyenne de 4,5% (2009 Modern shale Development, Bruner et al. 2011). La réflectance de la matière organique est catégorisée de faible à moyenne, avec un Rh

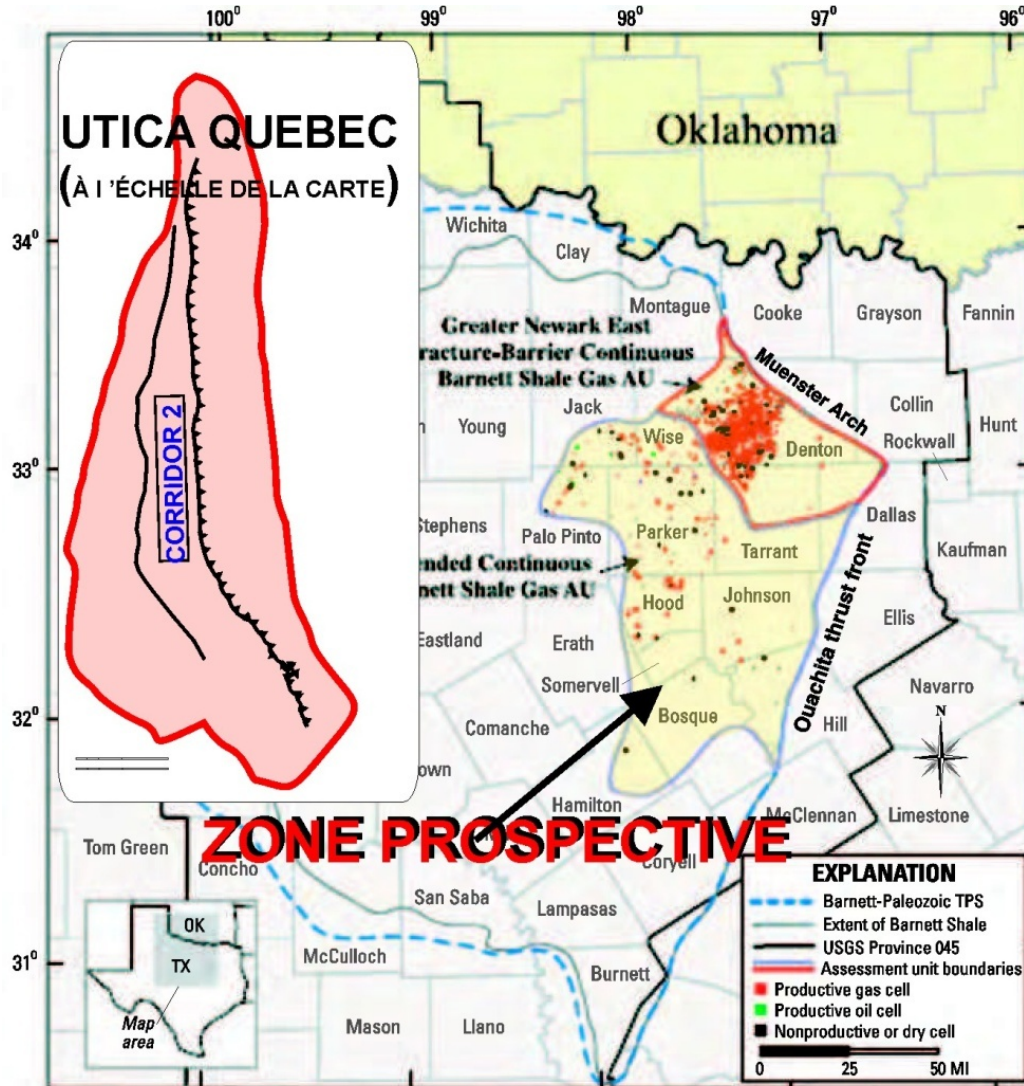


Figure 3.1: Zone prospective du Barnett (modifiée de Bruner et al. 2011)

se situant entre 1,2 et 2% (Bruner et al. 2011). Les puits produisant à partir de la zone dite « core area » produisent presque exclusivement du gaz sans apport de liquides de gaz naturel. Cette zone correspond aux plus grandes valeurs de réflectance.

La Figure 3.3 montre la relation entre les valeurs de S2 et de COT (Jarvie 2008). Cette mise en relation est utilisée afin de déterminer la nature des hydrocarbures produits par la roche. La composition des roches de la « core area » montre presque exclusivement un maturation de la matière organique vers un gaz sec. Dans les régions à l'extérieur du « core area », le shale de Barnett est à une profondeur beaucoup moins grande, ce qui pourrait expliquer les valeurs élevées de l'indice S2 pour une même valeur de COT. La maturation

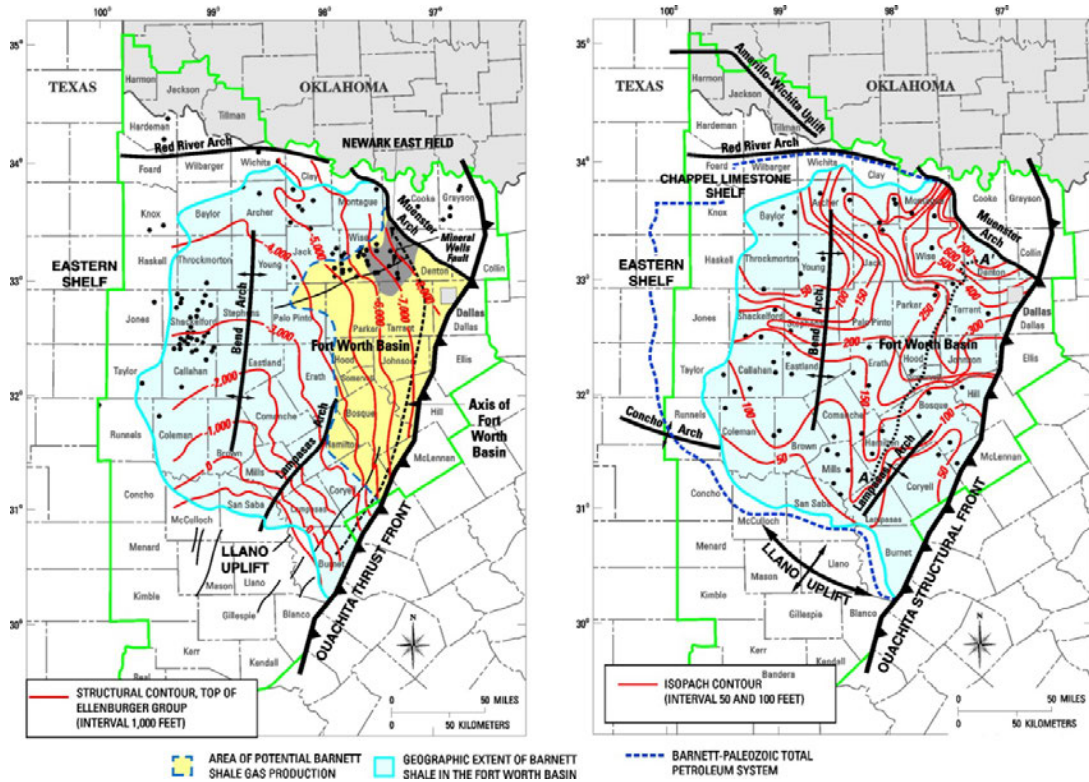


Figure 3.2: Profondeur (pieds) et épaisseur (pieds) du Shale de Barnett (Bruner et al. 2011)

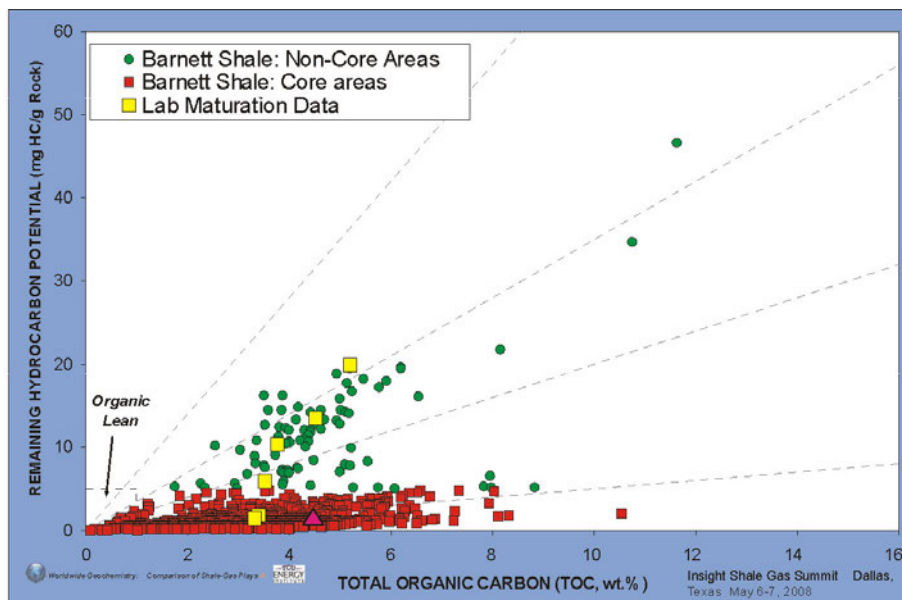


Figure 3.3: S2 vs COT dans le Barnett (tirée de Jarvie, 2008)

thermique n'a pas atteint un niveau très avancé et un potentiel de génération d'hydrocarbures est toujours présent, là où il y a de forte concentration de matière organique.

La minéralogie du shale de Barnett (Figure 3.4) se compose de 10 % à 50 % d'argiles (majoritairement illite, avec trace de smectite). Les carbonates, dominés par la calcite, représentent 8 à 19 % tandis que les autres minéraux, principalement quartz et feldspaths représentent 35 à 55 %. La minéralogie du Barnett lui confère une fracturabilité intéressante à cause de la proportion élevée de minéraux cassants.

### 3.2 Le Shale de Marcellus

Le Shale de Marcellus s'étend sur une superficie de 246 000 km<sup>2</sup> principalement dans les états de la Pennsylvanie, la Virginie Occidentale, l'État de New York, l'Ohio, ainsi que de petites superficies en Virginie et au Maryland. La localisation du bassin ainsi que l'emplacement des puits forés depuis 2003 sont présentés sur la Figure 3.5. La superficie du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent est comparée à l'échelle en médaillon de la Figure 3.5.

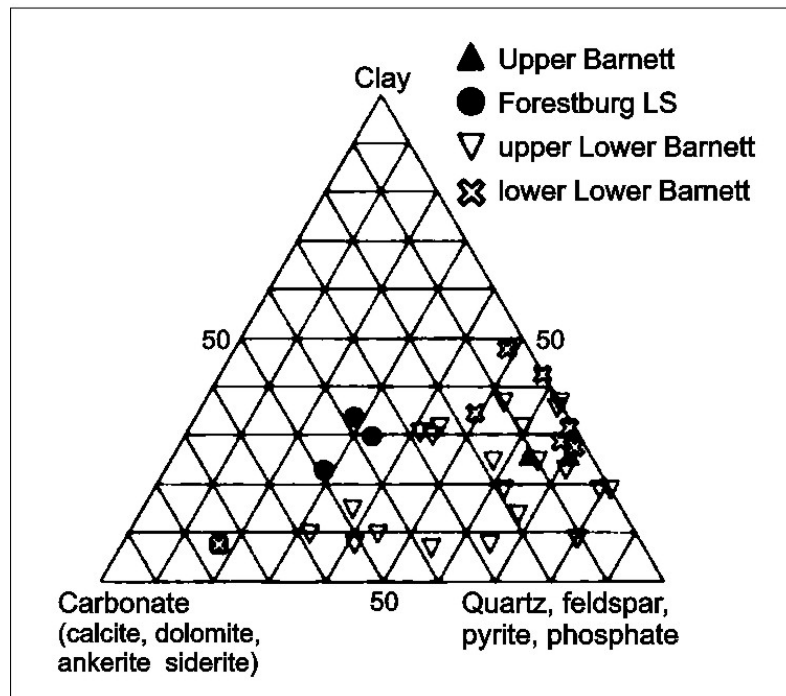
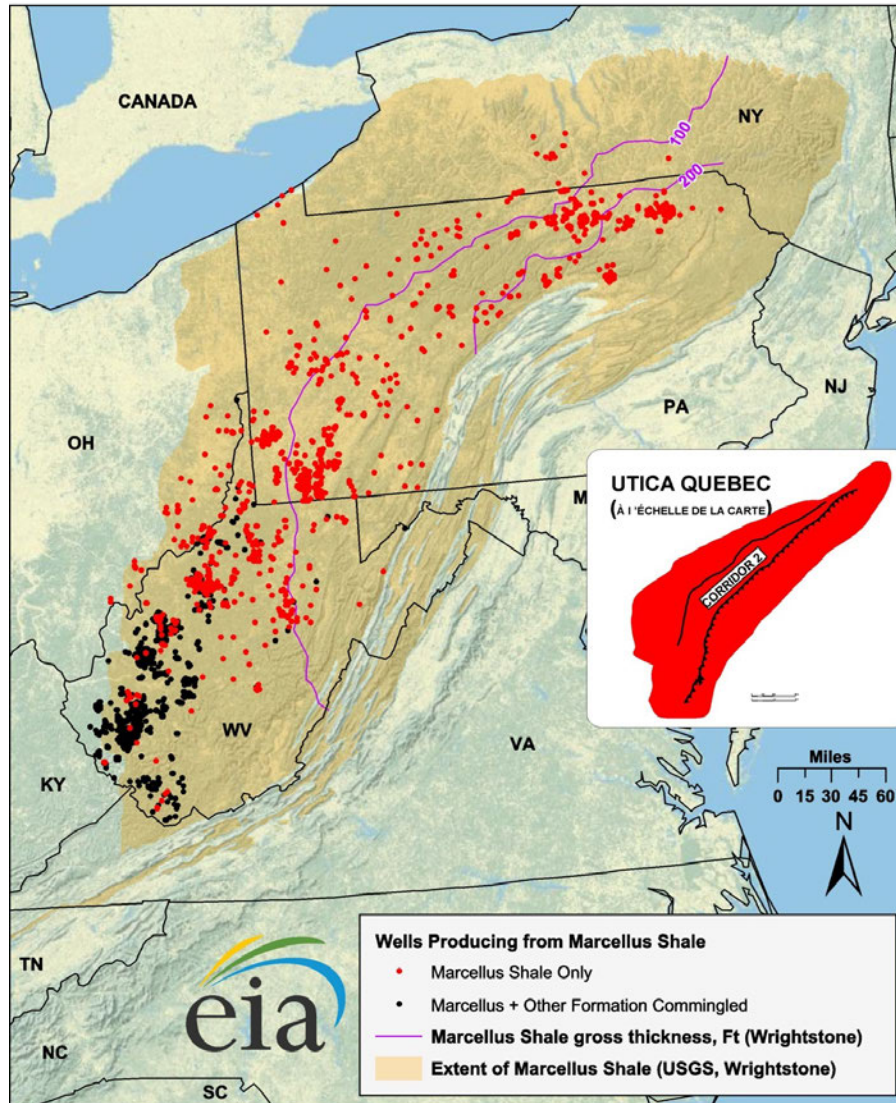


Figure 3.4 : Diagramme ternaire de la minéralogie du Shale de Barnett (tirée de Bruner et al. 2011)

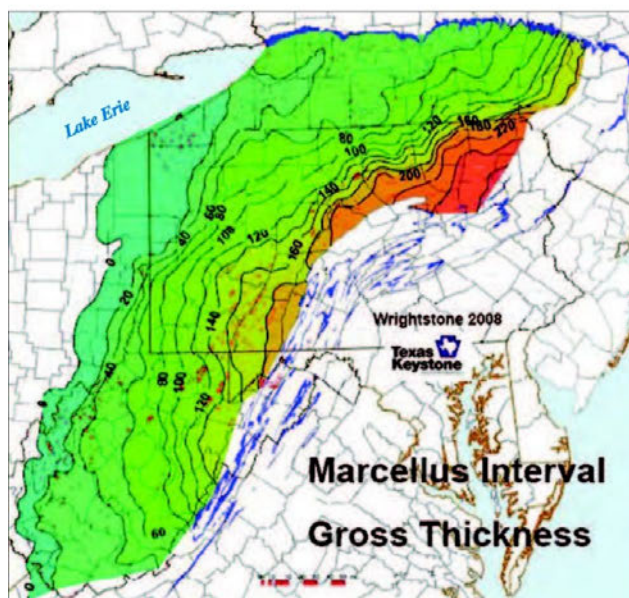
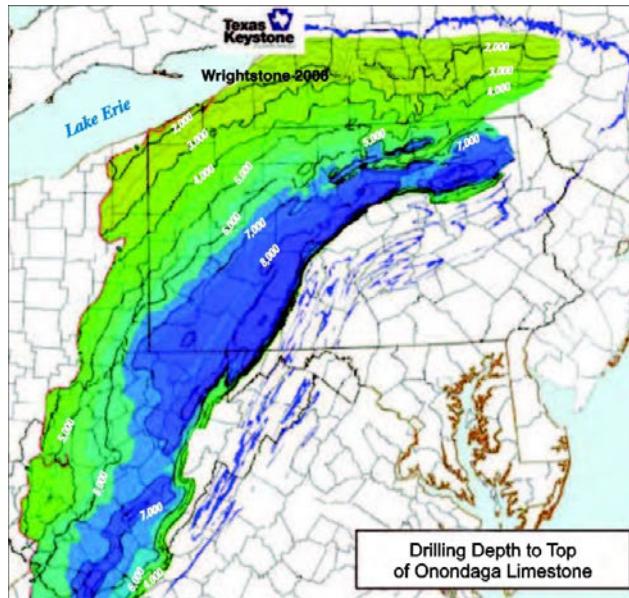


Source: US Energy Information Administration based on data from WVGES, PA DCNR, OH DGS, NY DEC, VA DMME, USGS, Wrightstone (2009). Only wells completed after 1-1-2003 are shown. Updated June 1, 2011

**Figure 3.5: Bassin gazéifère du Shale de Marcellus**

La Figure 3.6 montre respectivement la profondeur du sommet de l'Onondaga, un grès qui se trouve à la base du Marcellus, ainsi que l'épaisseur du Marcellus. Notez que la plupart des puits forés pour les shales gazéifères l'ont été dans la zone où le Marcellus se trouve entre 4000 pieds et 8000 pieds de profondeur, avec une épaisseur variant de 40 à 160 pieds.





■ A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin

Figure 3.6: Profondeur (pieds) de la base du Marcellus (haut) et épaisseur (pieds) du Marcellus (bas), (tirée de Bruner et al. 2011)

Les valeurs de porosité du Shale de Marcellus se situent entre 6% et 8% (Review of Emerging Resources, 2009 Modern Shale Development). Les valeurs de COT mesurées varient de 3% à 12% (Review of Emerging Resources, 2009 Modern shale Development, Bruner et al. 2011). La Figure 3.7 représente la relation entre la valeur de S2 et de COT des échantillons de Marcellus

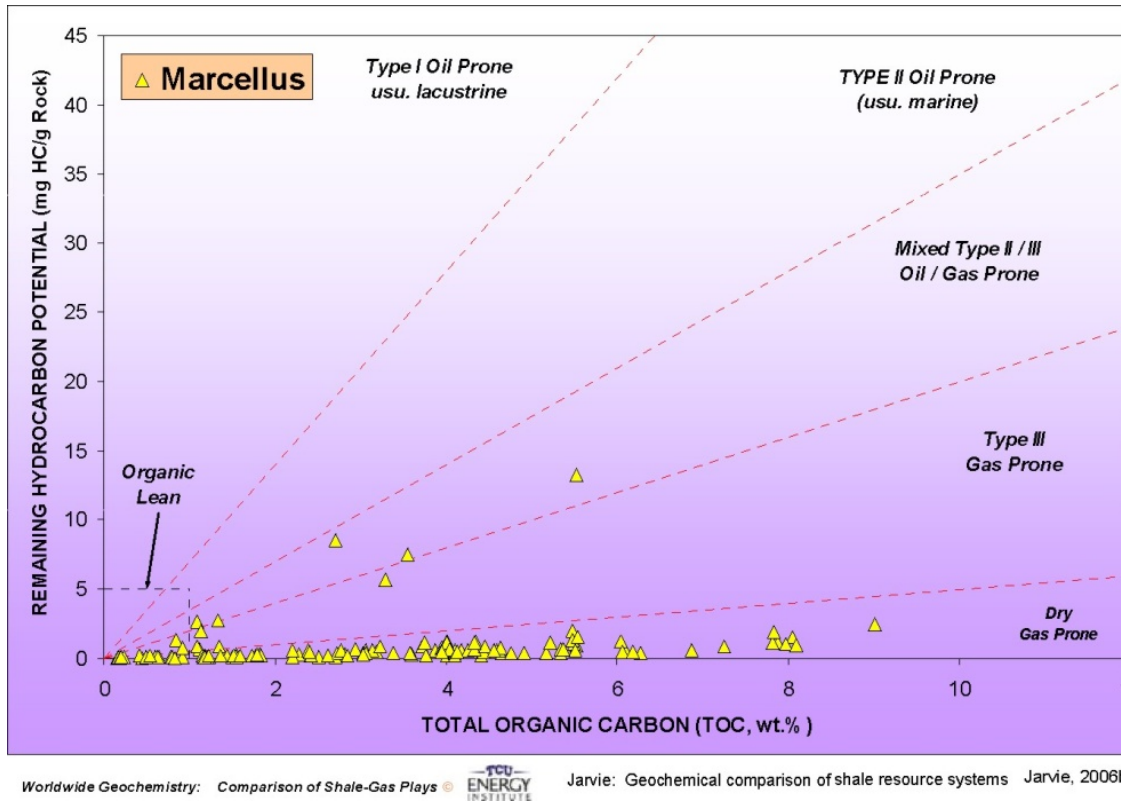


Figure 3.7: Relation S2 vs COT pour le Shale de Marcellus (tirée de Jarvie, 2008)

qui montrent le degré élevé de maturation thermique des roches du shale (Jarvie 2008). Le Shale de Marcellus produit du gaz naturel, et localement, des liquides de gaz ce qui accroît de façon substantielle la valeur des hydrocarbures.

La réflectance de la matière organique dans le Shale de Marcellus varie entre 1,6% et 3% plaçant le Marcellus dans la fenêtre de gaz sec. (Bruner et al. 2011). Il contient environ 30% de quartz, une quantité très variable de 3% à 48% de calcite et généralement moins de 35% de minéraux d'argileux (Hill et al. 2007).

### 3.3 Le Shale de Haynesville

Le Shale de Haynesville est présent sur l'Est du Texas et la Louisiane occidentale, couvrant 23 300 km<sup>2</sup>. Tel que démontré sur la carte de la Figure 3.8, la superficie de la zone productrice est inférieure à celle où le Shale d'Utica serait prospectif au Québec.

La profondeur et l'épaisseur du Shale de Haynesville sont illustrées sur la Figure 3.9. La profondeur du sommet du Shale de Haynesville varie de moins de 10 000 pieds dans sa partie nord à 13 000 pieds dans l'extension ouest. L'épaisseur du Shale de Haynesville varie 100 et 300 pieds dans la zone prospective. Les valeurs de COT vont de 0,5% à 4,0% (2009, Modern Shale Development). La porosité, plutôt élevée, s'échelonne entre 8% et 12% avec une moyenne établie à 9% (Hammes et al. 2011). Les seules données relatives à la réflectance de la matière organique indiquent un Rh de 0,9% à 2,6% (Talukdar, non daté).

Le Shale de Haynesville contient moins de carbonates (moins de 30%) que les autres shales étudiés. Il se compose d'une quantité similaire de quartz/feldspath et de minéraux argileux (illite surtout) et mica, soit environ 40% à 50%. (Figure 3.10, Hammes et al. 2011).

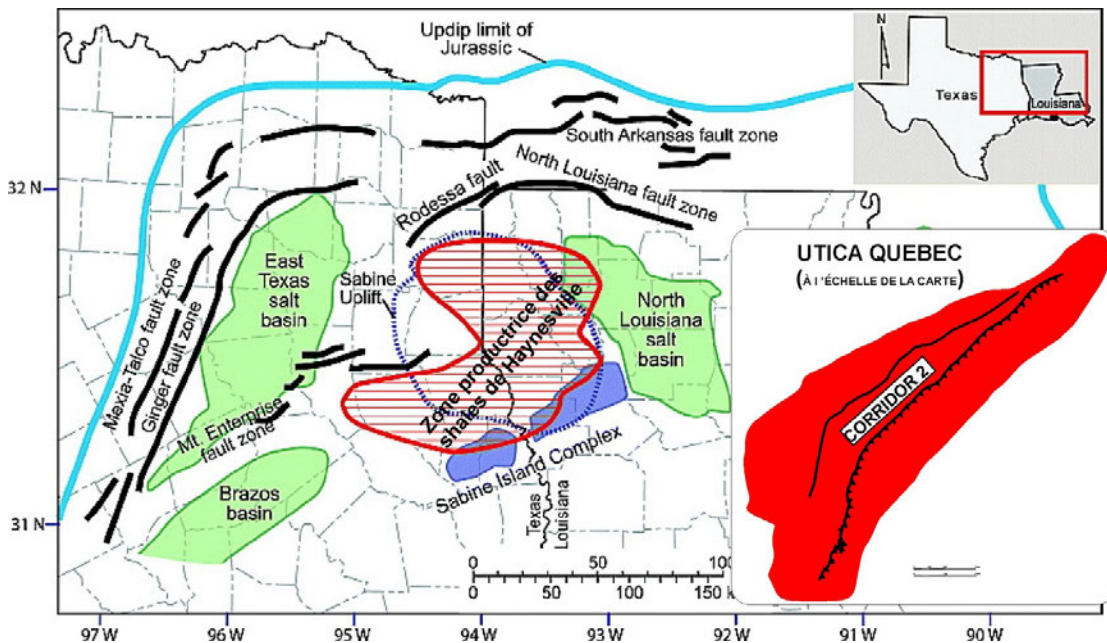


Figure 3.8: Localisation du bassin gazéifère du Shale de Haynesville (Hammes et al. 2011)

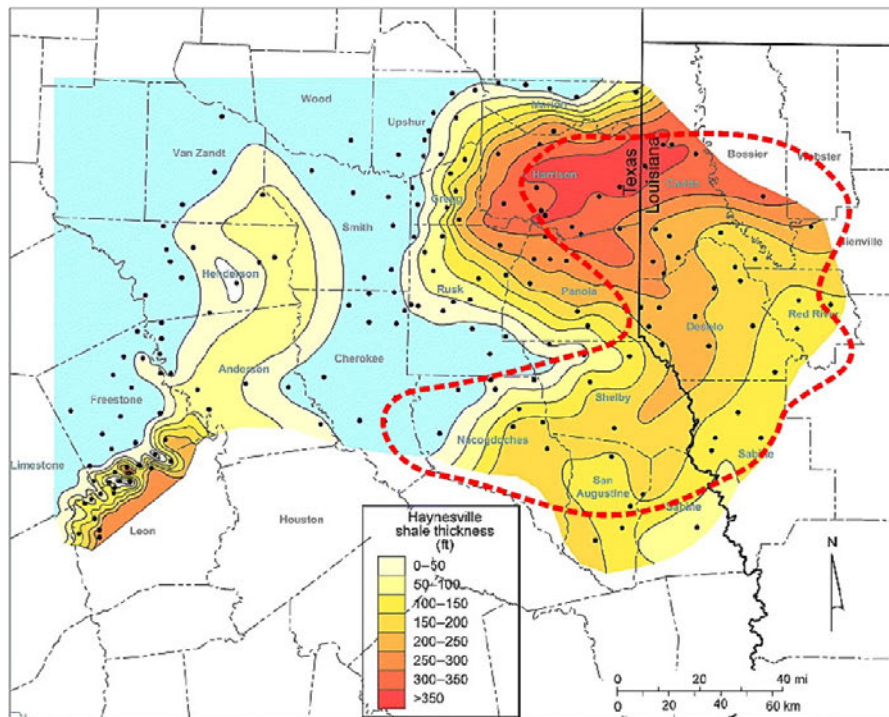
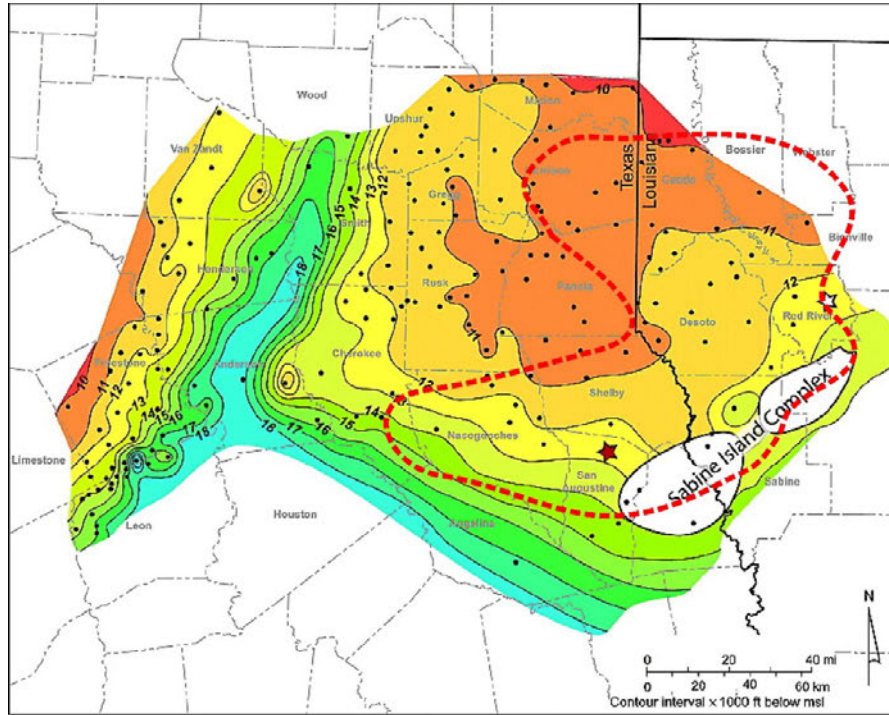


Figure 3.9: Profondeur (pieds) du Haynesville (haut), et épaisseur (pieds) du Shale de Haynesville (bas), (modifiée de Hammes et al. 2011)

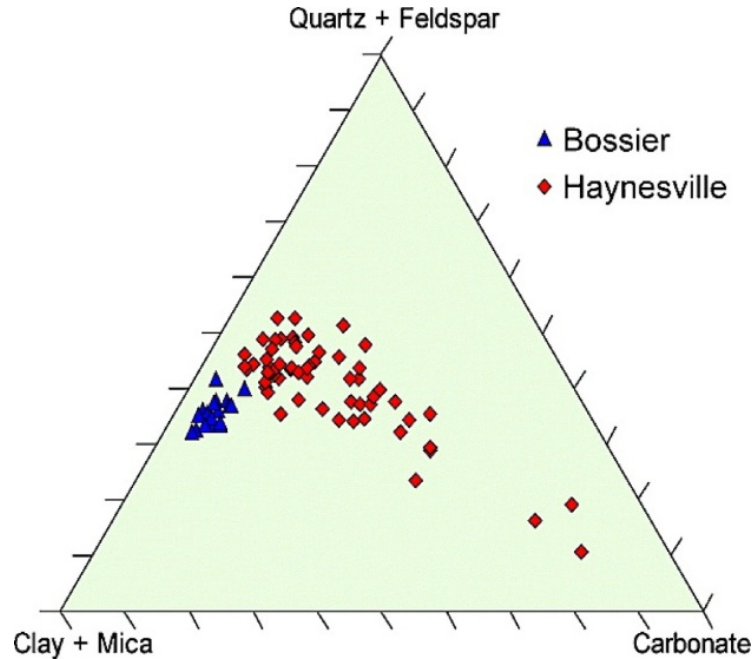


Figure 3.10: Diagramme ternaire de la minéralogie du Shale de Haynesville (tiré de Hammes et al. 2011)

### 3.4 Le Shale de Montney

Le principal bassin de shale gazifère au Canada se situe dans le nord-est de la Colombie-Britannique, il s'agit du Shale de Montney. La superficie du Montney est d'environ 4 900 km<sup>2</sup>, ce qui correspond environ à la superficie du corridor no. 2 de l'Utica au Québec (Figure 3.11).

Le sommet du Montney se trouve entre 3 000 et 10 000 pieds de profondeur et son épaisseur varie de 150 pieds à plus de 1000 pieds (Walsh 2006). La porosité totale varie de 1% à 6% et les valeurs de COT sont de l'ordre de 1% à 7% avec une plus grande probabilité de se trouver sous la barre des 4% (Office national de l'énergie 2011). Ces caractéristiques font du Shale de Montney un bon candidat pour devenir un producteur majeur de gaz naturel. La relation entre les valeurs de S<sub>2</sub> et de COT dans le Shale de Montney, indique que la matière organique a atteint un degré de maturation thermique majoritairement dans la zone à gaz sec. De faibles valeurs de S<sub>2</sub>, pour un large éventail de valeurs de COT, tendent à démontrer que la majorité de la matière organique dans le bassin a déjà été transformée en hydrocarbures.

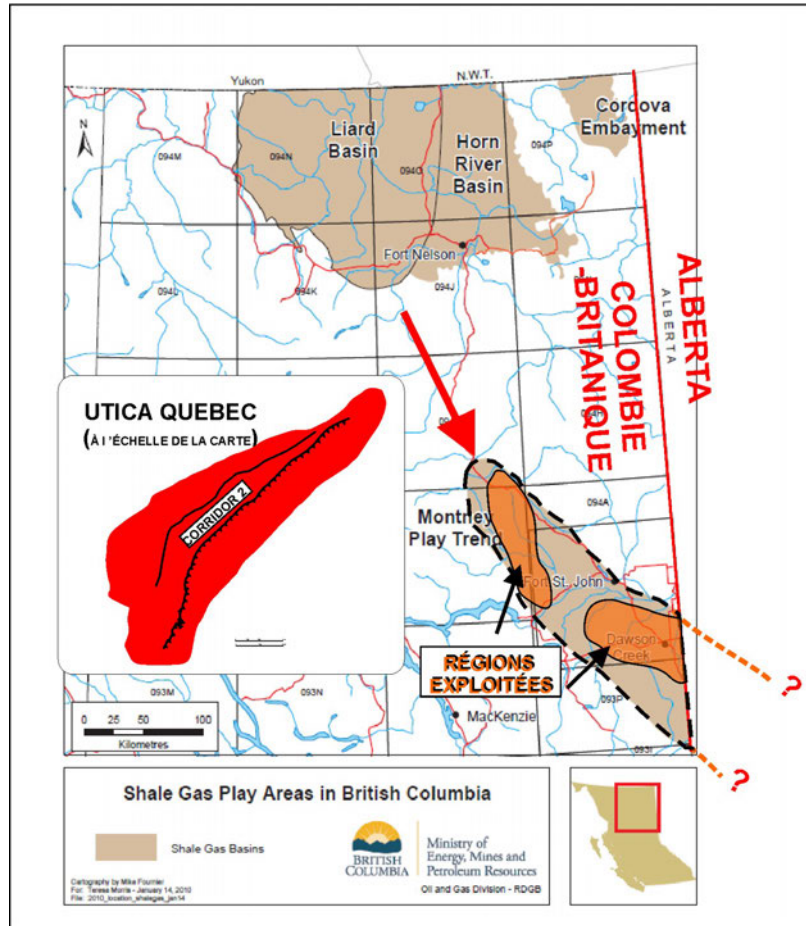


Figure 3.11: Localisation du bassin gazéifère du Montney (modifiée de Adams 2010)

Les indices de réflectance de la matière organique dans le Shale de Montney sont de l'ordre de 1,5% (Kuuskraa 2011). La proportion de quartz est importante ( $\geq 60\%$ ), l'argile (illite) se trouve en quantité modérée ( $\pm 20$  à  $35\%$ ) et les autres minéraux, tels que la dolomite et la pyrite, sont en quantité mineures ( $\pm 5\%$ ; Walsh 2006).

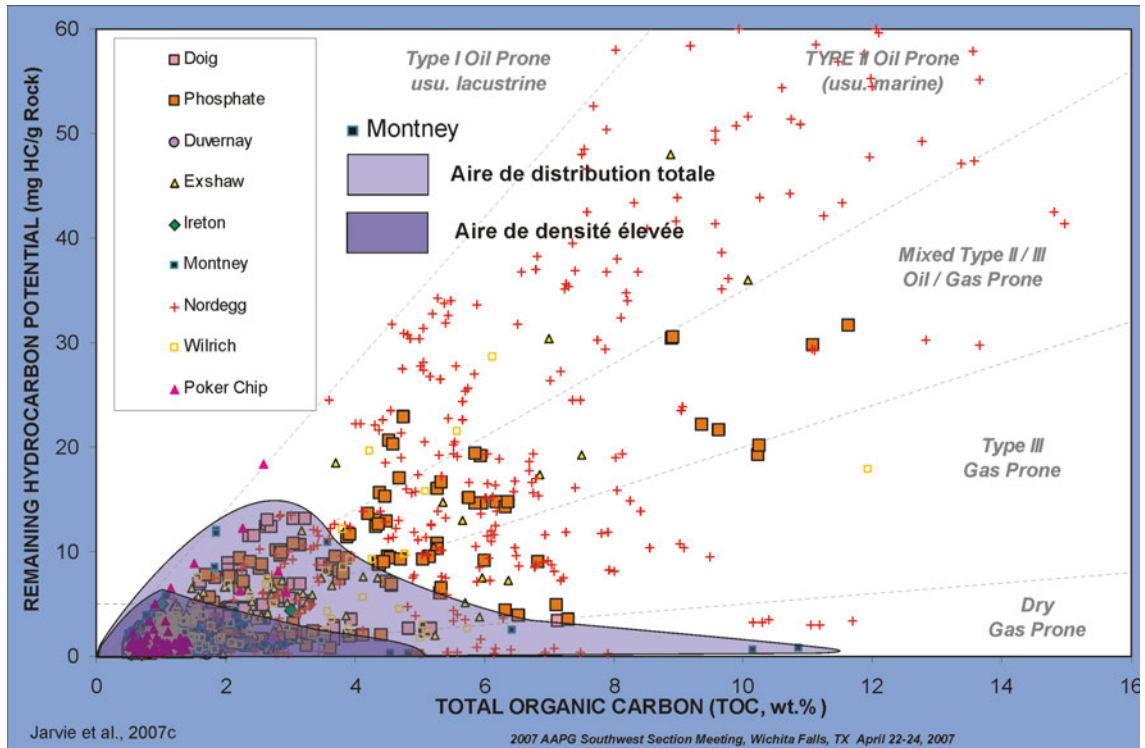


Figure 3.12: Relation entre les valeurs S2 vs COT pour les shales gazéifères dans l'ouest canadien (modifiée de Jarvie 2007)

### 3.5 Comparaison entre le Groupe d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et les autres bassins de shale gazéifère

Dans cette section, les caractéristiques des bassins de shale gazéifère, telles que décrites dans les sections précédentes, sont comparées avec celles du Groupe d'Utica au Québec.

#### 3.5.1 Superficie

L'envergure du bassin gazéifère des Basses-Terres du Saint-Laurent est comparée avec les autres bassins sous deux aspects, sa dimension totale et celle du Corridor 2, le corridor le plus prometteur.

La superficie totale du bassin gazéifère des Basses-Terres du Saint-Laurent peut se comparer à celle des autres bassins étudiés, à l'exception du Marcellus qui possède une

superficie considérablement supérieure (Figure 3.13). Si le même exercice est effectué en ne prenant en compte que le Corridor 2, la superficie du Groupe d'Utica dans ce corridor se compare au « core area » du Barnett ou encore à la superficie totale du Montney. En considérant que les propriétés pétrophysiques du Groupe d'Utica possèdent une forte variabilité spatiale et qu'un éventuel développement se ferait probablement autour de zones plus prometteuses, la superficie du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent semble adéquate pour le développement d'un champ de gaz naturel. La superficie d'un bassin gazier est importante car plus le bassin est étendu, plus grands seront les volumes de gaz en place, considérant les autres paramètres invariables.

### 3.5.2 Profondeur

La Figure 3.14 démontre que la profondeur du sommet du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent est du même ordre de grandeur que celle du Marcellus, du Barnett et du Montney, en particulier si on se restreint au Corridor 2. La profondeur du sommet du Groupe d'Utica, au Québec, est similaire à celle de la même formation dans l'État de New-York. La profondeur de la formation revêt une importance à la fois pour la fracturation et pour la nature des hydrocarbures en place.

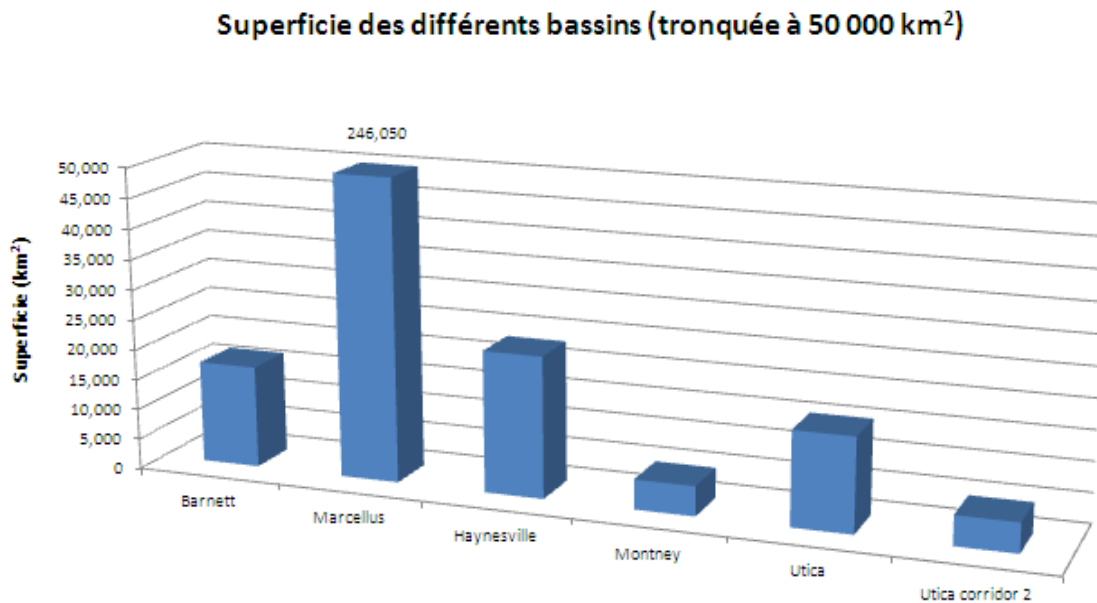
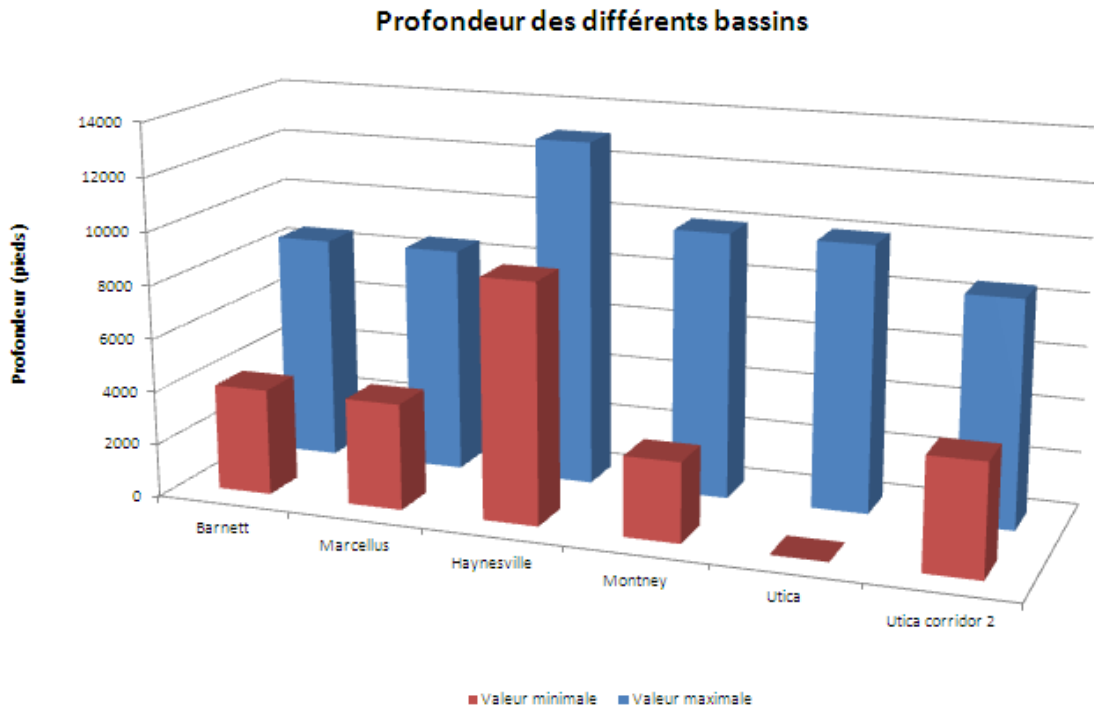


Figure 3.13: Superficie des différents shales gazéifères (km<sup>2</sup>)





**Figure 3.14: Profondeur du sommet des différents shales gazéifères (pieds)**

### 3.5.3 Épaisseur

Le Groupe d’Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent est plus épais que les shales de tous les bassins étudiés dans ce rapport (Figure 3.15). Il faut toutefois rappeler que l’épaisseur de l’Utica varie, étant beaucoup moins importante à la marge nord ouest du bassin. L’épaisseur du shale contribue à augmenter le volume de roche mère et donc le volume potentiel de gaz en place.

### 3.5.4 Porosité

Le Groupe d’Utica a une porosité totale relativement basse, lorsque comparé aux autres bassins étudiés (Figure 3.16). Les valeurs de porosité du Groupe d’Utica sont mesurées sur des

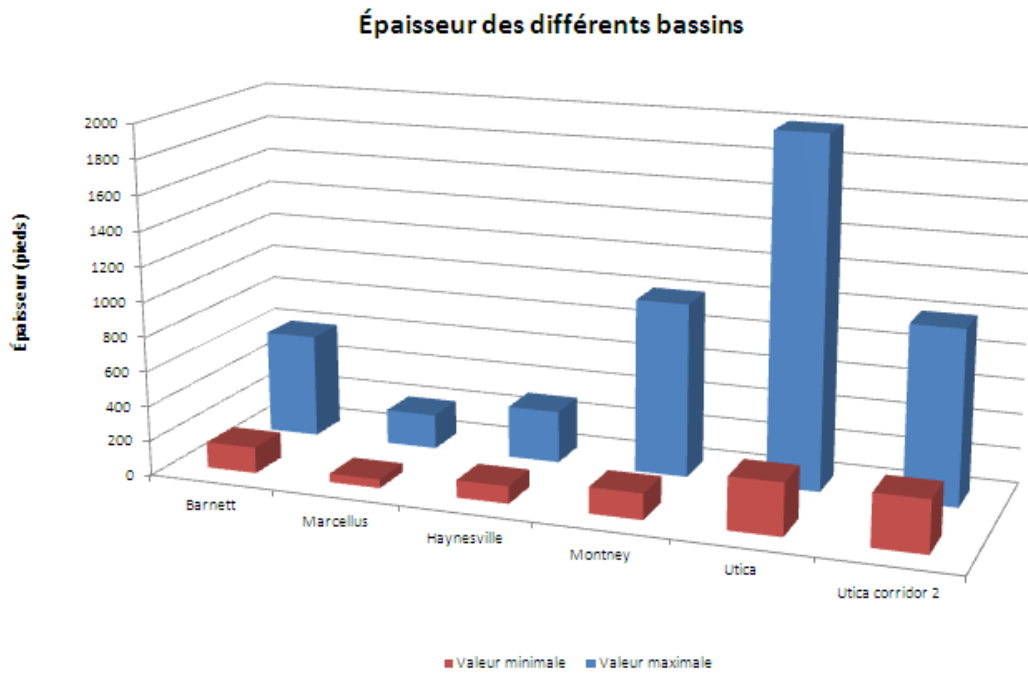


Figure 3.15: Épaisseur des différents shales gazéifères (pieds)

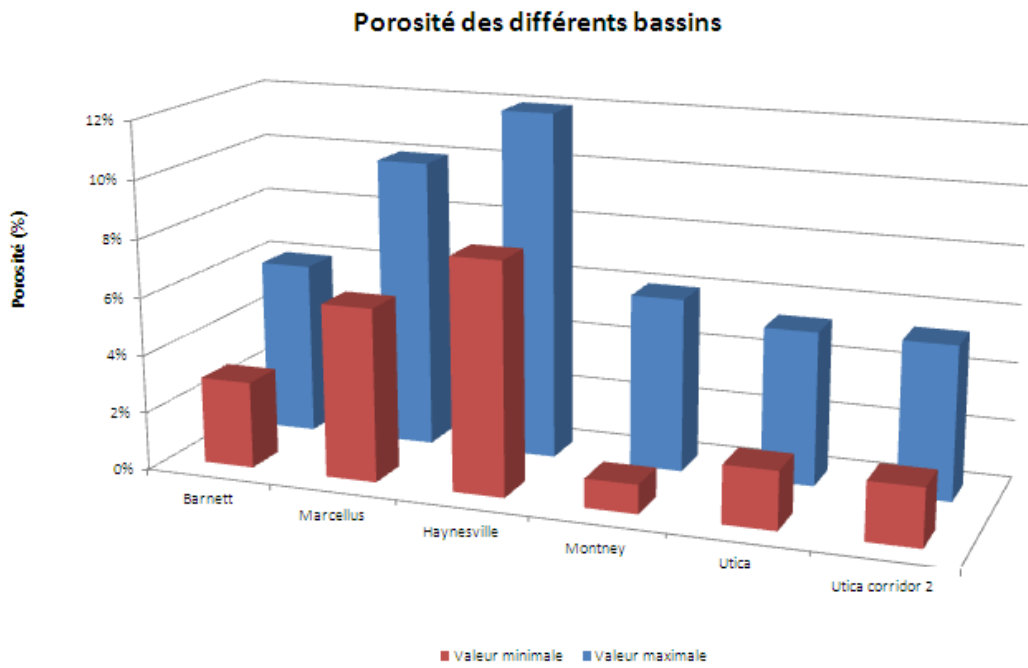


Figure 3.16: Porosité des différents shales gazéifères (%)

carottes latérales (*sidewall core*) et ces valeurs vont généralement sous estimer la porosité totale (jusqu'à 1%) car ils ne tiennent pas compte de la présence potentielle de fractures naturelles. Une porosité plus grande a un impact sur la quantité de gaz libre que le shale peut contenir, mais peu ou pas d'impact sur la quantité de gaz adsorbé.

### 3.5.5 Contenu en matière organique (COT)

Les valeurs de COT du Groupe d'Utica sont en général plus faibles que dans les autres shales examinés ici, et cette caractéristique est davantage perceptible pour le Corridor 2 (Figure 3.17). La teneur en COT augmente avec la profondeur dans le Groupe d'Utica de l'État de New York pour atteindre jusqu'à 5% (Nyahay, non daté). Nous n'avons pas noté cette tendance dans le COT des Basses-Terres du Saint-Laurent, mais il faut prendre en considération que le Corridor 3 n'a pas été étudié suffisamment pour pouvoir tirer une telle conclusion. Thériault (2012b) a noté une augmentation importante du taux de COT dans deux puits ayant recoupé des écailles

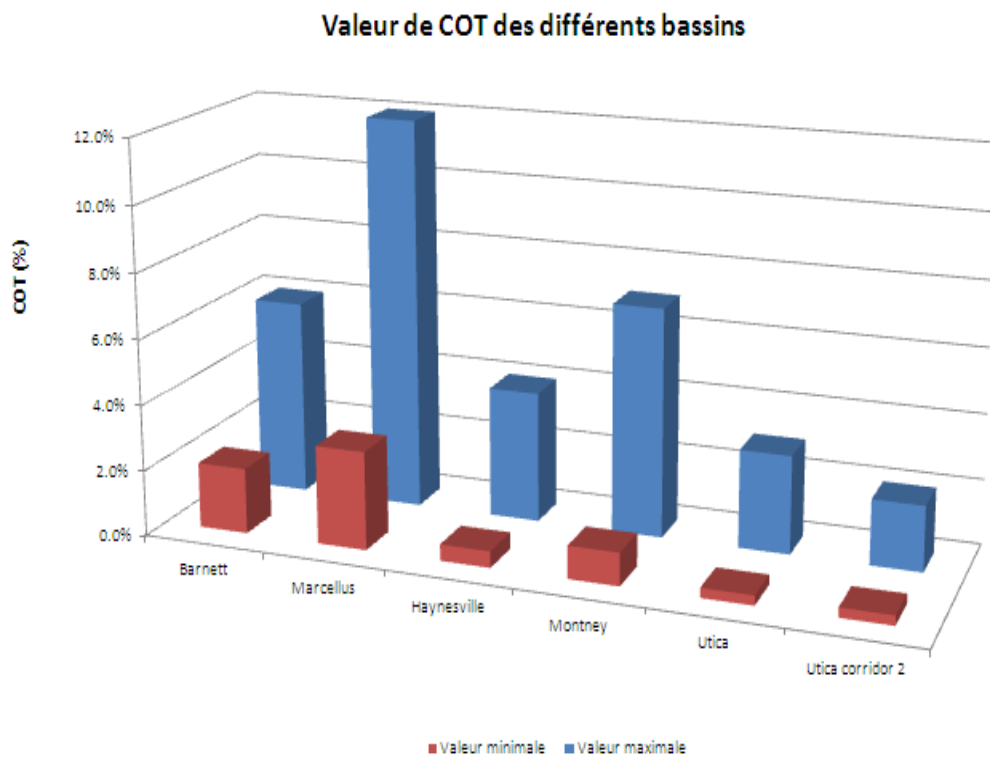


Figure 3.17: COT des différents shales gazéifères (%)

d'Utica :

*Dans le puits A185, une valeur très élevée de 5,1 % COT a été obtenue à une profondeur de 13 500 pieds (4115 m). De plus, dans le puits A179, des valeurs relativement élevées se situant entre 2 et 3 % ont été mesurées entre 9100 et 9600 pieds de profondeur (2775-2925 m). La présence de telles concentrations en COT suggère l'existence d'un intéressant potentiel gazier dans les séquences sédimentaires chevauchées situées en profondeur et à l'est de la Ligne de Logan, où très peu de puits d'exploration ont été réalisés.*

Si l'on considère que ces écailles tectoniques ont été chevauchées du sud-est vers le nord-ouest, il est possible que la teneur en COT augmente vers le sud-est, dans la direction où l'épaisseur du bassin augmente, comme c'est le cas pour le Shale d'Utica dans l'État de New-York. Par contre, dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et au sud-est de la Ligne de Logan, le sommet du Groupe d'Utica atteint rapidement les 3000 mètres de profondeur et l'enfouissement augmente jusqu'à la limite approximative où la maturation thermique de la matière organique ne forme plus d'hydrocarbures.

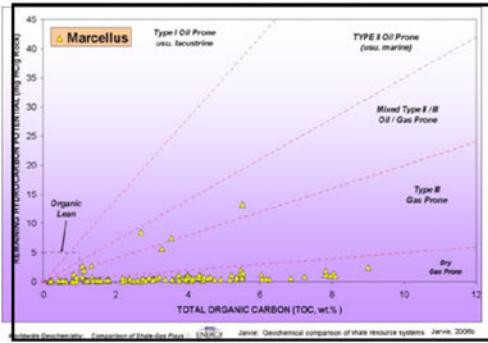
### **3.5.6 Relation S2 vs COT**

La Figure 3.18 compare la relation entre les valeurs de S2 et COT pour les différents bassins. Les données montrent que les autres bassins de shale gazéifère ont atteint un niveau de maturation de la matière organique élevée qui se compare avec celle des Corridors 2 et 3 du Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent. Le Corridor 1 n'a pas atteint ce degré de maturation, et la relation S2 vs COT est alors représentative de ce potentiel de formation d'hydrocarbures supplémentaires, tout comme pour les régions moins profondes du Barnett.

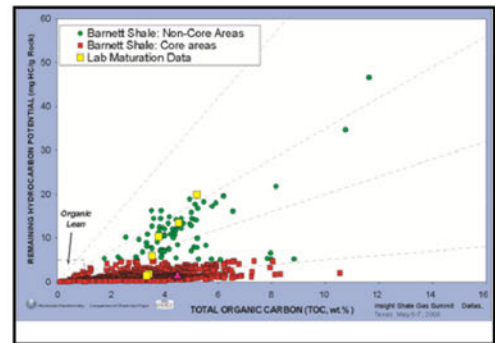
### **3.5.7 Réflectance de la matière organique**

Les données de réflectance de la matière organique pour le Groupe d'Utica sont relativement plus élevées que celles des autres bassins (Figure 3.19). Le degré de maturation de la matière organique présente dans l'Utica augmentera lors de l'enfouissement progressif du bassin, jusqu'à atteindre l'épizone du métamorphisme, où le potentiel gazier disparaît.

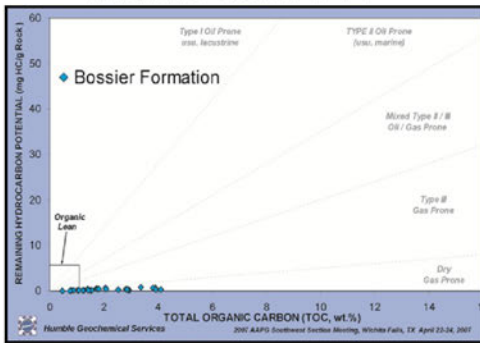
## MARCELLUS



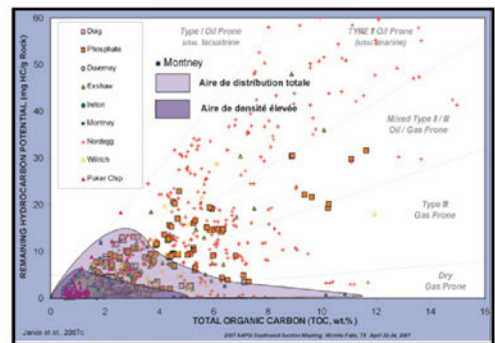
## BARNETT



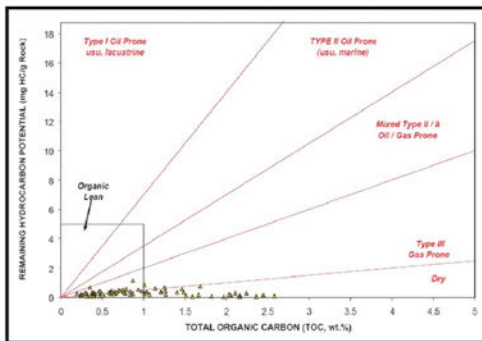
## HAYNESVILLE



## MONTNEY



## UTICA NY



## UTICA BTSL

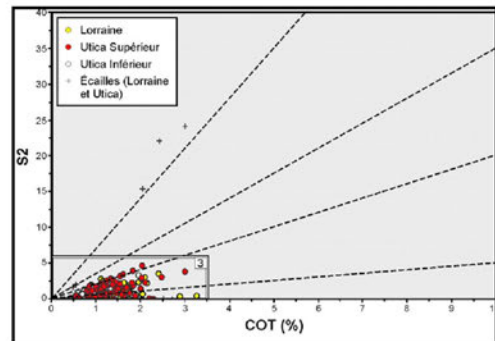
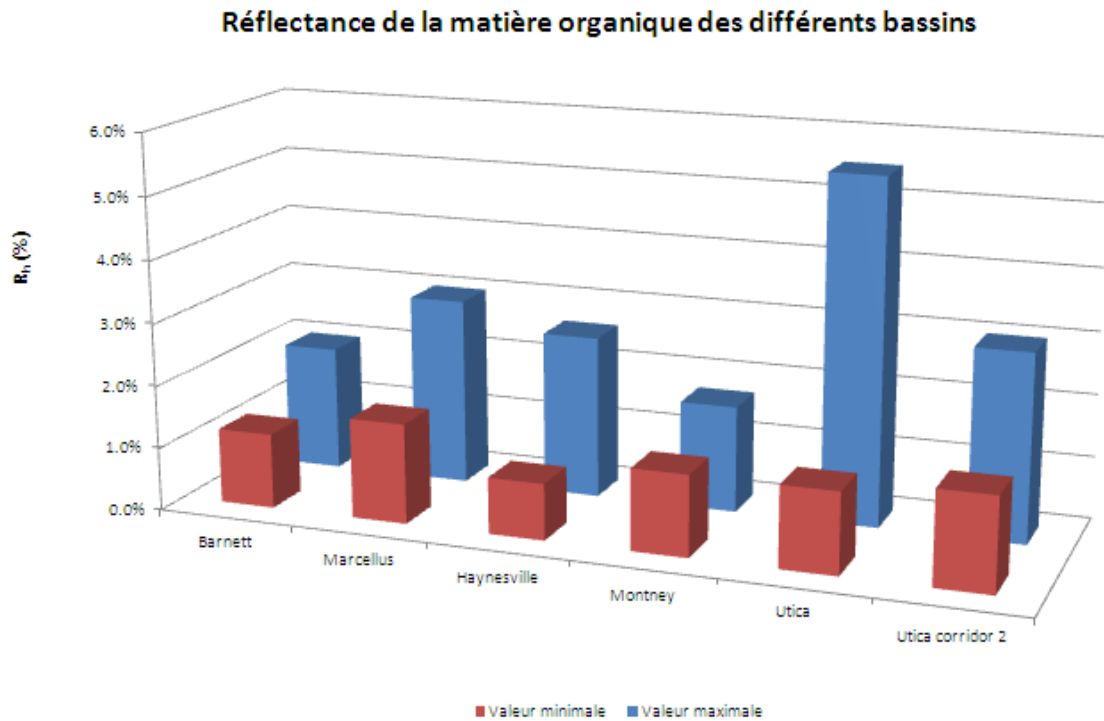


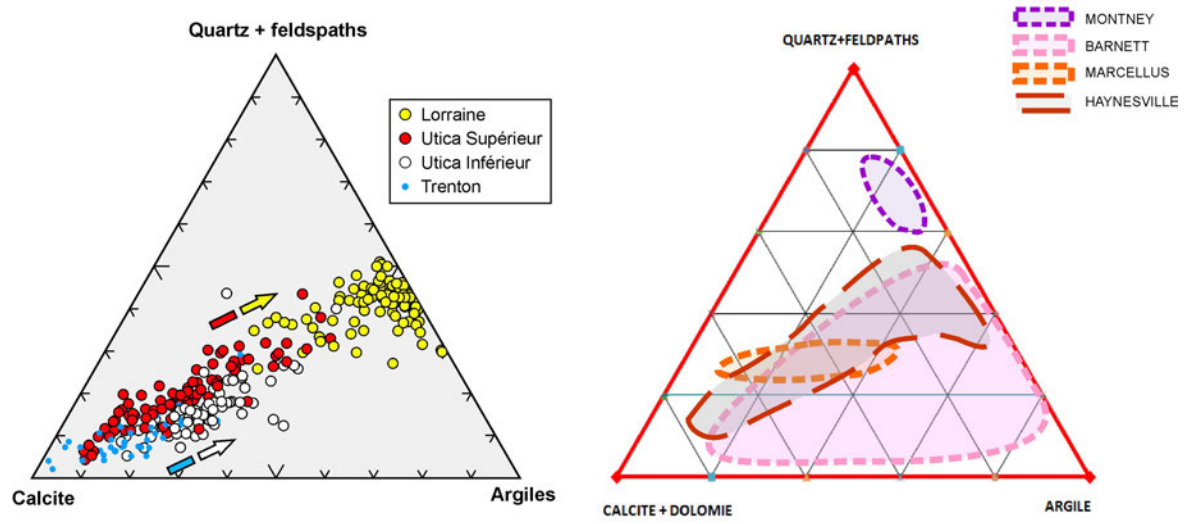
Figure 3.18: Relation S2 vs COT obtenus à partir du RockEval (Thériault 2012a, modifié)



**Figure 3.19: Réflectance de la matière organique des différents shales gazéifères**

### 3.5.8 Minéralogie

La Figure 3.20 compare le diagramme ternaire de la minéralogie des groupes de Trenton, d'Utica, et de Lorraine avec celui construit à partir de notre compilation des autres bassins gazéifères étudiés. La plus forte proportion d'argiles dans le Groupe de Lorraine, lui confère un comportement rhéologique plus plastique. L'Utica supérieur a une minéralogie qui devrait favoriser un comportement plus cassant en comparaison aux autres unités des Basses-Terres du Saint-Laurent. Le Shale de Montney a une production gazière intéressante car la faible concentration de carbonates n'est pas contrebalancée par une plus forte proportion d'argile.



**Figure 3.20: Diagrammes ternaires de la minéralogie des shales gazéifères (modifiée de Thériault (2012a) pour les unités des Basses-Terres du St-Laurent)**

## 4 Étude comparative entre les divers estimés du potentiel gazier du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent

### 4.1 Introduction

Plusieurs estimations des volumes de gaz pouvant être extraits du Groupe d'Utica au Québec ont été publiées depuis 2007, par divers intervenants de l'industrie gazière. Ces évaluations ont été réalisées à partir de données disponibles dans des bassins similaires aux États-Unis et ailleurs au Canada, ainsi qu'à partir d'analyses effectuées par les entreprises actives en exploration gazière dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Étant donné que le développement du bassin en est encore à ses premiers balbutiements, ces estimés sont considérés comme préliminaires et ils sont, par conséquent, sujets à des incertitudes importantes car plusieurs paramètres sont imparfaitement connus et doivent faire l'objet d'hypothèses. Ces évaluations ne couvrent pas, pour la plupart, l'entièreté des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ainsi, la surface considérée pour une partie d'un réservoir, et les paramètres utilisés pour estimer le potentiel gazier ne sont pas les mêmes pour chacune des estimations.

L'objectif de cette section est d'établir le potentiel gazier tel que calculé dans les différents estimés de ressources en gaz naturel et de le présenter sur une unité de surface uniformisée d'un mille carré (259 ha ou 2,59 km<sup>2</sup>) puisque telle est la norme dans l'ouest de l'Amérique du Nord. Les estimés sur lesquels cette étude s'est penché se divisent en deux catégories. La première catégorie regroupe les annonces publiques publiées par ou pour le compte des entreprises impliquées ainsi qu'une analyse effectuée par une firme spécialisée en conseils d'investissements. La seconde catégorie regroupe les documents présentés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), dans le cadre de l'étude sur le Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.

**NOTE :** Les informations présentées dans cette section, telle que le gaz en place (Gas In Place, GIP), la ressource techniquement récupérable (Technically Recoverable Resource, TRR) ou le potentiel de récupération pour un puits (Estimated Ultimate Recovery, EUR) ne le sont que pour des fins de comparaison générale. Les chiffres avancés sont tirés de sources d'informations du domaine public et ils ne constituent pas, de notre part, une estimation de la ressource en gaz naturel qui serait conforme aux règles gouvernant la publication des ressources gazières par des sociétés publiques. Les différentes estimations de ressources gazières pour un même bassin peuvent varier grandement, selon les zones étudiées et les données disponibles au moment de faire l'évaluation. Qui plus est, l'estimation de la ressource, même dans un bassin en production, est appelée à évoluer à mesure que les techniques de productions s'améliorent et que la connaissance du bassin se raffine.



## 4.2 Terminologie et systèmes d'unités

Le Canada utilise le système international d'unités (SI), mais il existe des domaines à l'intérieur desquels l'utilisation de ce système de mesure est encore limitée, telle l'industrie pétrolière nord américaine. Les volumes de gaz peuvent être exprimés en mètres cubes ( $m^3$ ) ou en milliers de pieds cubes (MCF), les volumes d'huile (ou liquides de gaz) en  $m^3$  ou en barils.

- Pour le gaz: volume en  $10^3 m^3 \times 35,49 =$  volume en  $10^3 \text{pi}^3$  (MCF pour « thousand of cubic feet »); 1 MCF =  $28,2 m^3$
- Pour les liquides : volume en  $m^3 \times 6,29 =$  volume en barils ; 1 baril =  $0,159 m^3$

Et que :

- 1 MMCF = 1000 MCF =  $10^6 \text{pi}^3$
- 1 BCF = 1000 MMCF =  $10^9 \text{pi}^3$
- 1 TCF = 1000 BCF =  $10^{12} \text{pi}^3$

Le terme *gaz en place* (*Gas In Place* ou *GIP*) indique le volume total de gaz présent dans la roche. Dans les roches peu perméables, comme les shales, seule une faible partie de ces hydrocarbures est récupérable avec la technologie actuelle. La proportion de la ressource qui est récupérable est désignée comme *Technically Recoverable Resource* (TRR). Elle varie beaucoup et est généralement élevée dans les réservoirs gaziers conventionnels, soit plus de 70%, après utilisation de surfactants et de la fracturation. *L'Estimated Ultimate Recovery* (EUR) désigne plutôt l'espérance des volumes de gaz produit par un puits pour toute sa durée de production. Lorsqu'il y a un historique de production dans le bassin, l'EUR est basé sur l'extrapolation des courbes de production. Dans le cas du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, on ne peut l'estimer qu'à partir d'analogues, aucun historique de production n'étant disponible.

L'unité de surface utilisée au Canada est l'hectare ( $ha = 10^4 m^2$ ). Par contre, étant donné que la vaste majorité des bassins de shale gazéifère sont développés aux États-Unis et que plusieurs sociétés pétrolières et gazières y sont également actives, les unités de surface « acre » ( $0,4047 ha$ ) et « section » sont largement utilisés. Ainsi :

$$1 \text{ mille carré} = 1 \text{ section} = 640 \text{ acres} = 259 \text{ ha} = 2,59 \text{ km}^2$$

## 4.3 Revue des estimés du potentiel gazier publiés entre 2007 et 2011

Cette revue entre les divers estimés du potentiel gazier rendus publics entre 2007 et 2011 a été réalisée à partir des documents suivants :

#### 4.3.1 EnCana, 2007

- Resource Play Potential of the Ordovician Utica Shales Quebec Lowlands (sommaire et 2 posters) Glenn Karlen EnCana Corp., CSPG CSEG 2007 Calgary, AB, Canada

La société EnCana fut la première entreprise à déterminer le potentiel en gaz de l'Utica. Cette étude se base sur l'étude de 300 échantillons de carottes et de roches récupérés de puits existants. Elle concerne une surface totale de 1859 milles carrés (ou sections) dans 3 secteurs différents : l'île d'Orléans (359 sections), Villeroy (470 sections) et le centre sud (1030 sections). La région couvre un territoire au sud-est et à l'est des permis de Talisman (Questerre). Il apparaît maintenant clair que l'étude menée par EnCana portait majoritairement sur les shales siliciclastiques du Lorraine et certains niveaux argileux des écailles et non sur l'Utica autochtone. En effet, sur les 18 puits utilisés par EnCana lors de cette étude, plusieurs se sont avérés être forés à travers les écailles de chevauchement et n'auraient pas atteint l'Utica autochtone. Les valeurs de COT et de réflectance utilisées proviennent de dossiers publics sur des échantillons de l'Utica chevauché ou du Lorraine, à l'exception des valeurs reliées aux puits A-045 et A-166 pour lesquels nous avons la certitude que les échantillons provenaient bien de l'Utica. Quelques uns des autres puits utilisés ont effectivement pénétrés l'Utica, mais nous ne possédons aucune information sur la profondeur à laquelle les échantillons utilisés furent prélevés. En somme, l'étude d'EnCana n'est pas tout à fait représentative du potentiel gazier présent dans les shales de l'Utica. Les valeurs calculées par EnCana sont tout de même présentées ci-dessous, telles qu'elles l'avaient été à l'époque.

La Figure 4.1 montre un tableau qui résume les ressources de gaz naturel en place et récupérables ainsi que le périmètre des secteurs évalués. EnCana estime la ressource de gaz en place originale (GIP) à 163 TCF dont 15% serait récupérable, soit 24,4 TCF. Comme nous le verrons plus loin, plusieurs publications ont plutôt assigné ce volume de gaz à l'ensemble des Basses-Terres du Saint-Laurent. En termes de BCF/section, nous obtenons entre 18,8 et 87,7 BCF/section de gaz en place ou 0,7 à 15BCF/section de gaz récupérable.

#### 4.3.2 Forest Oil, avril 2008

- In the Zone Analyst Conference New York City par Forest Oil, 161 pages, avril 2008
- Forest Oil Announces Significant Gas Discovery in Utica Shale, Canada. Tuesday, April 01, 2008

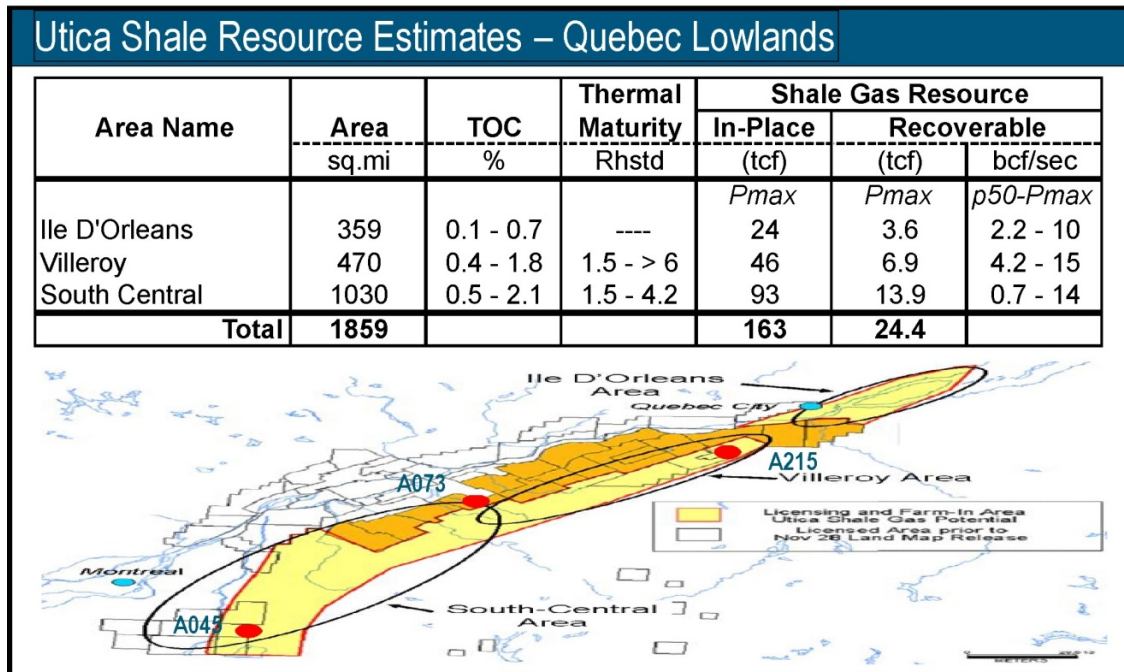


Figure 4.1: Estimation de la ressource en gaz naturel de EnCana (Glenn Karlen, EnCana 2007)

- Forest Oil Announces Significant Gas Discovery in Utica Shale and Acquires Ark-La-Tex Properties for \$285 Million, avril 2008
- UTICA SHALE PLAY IN QUEBEC – FOREST OIL ANNOUNCED NEW TREND, Irene Haas, Canacord Adams Daily letter, 8 avril 2008, 12 pages

Le 1<sup>er</sup> avril 2008, suite à 2 forages verticaux réalisés en 2007, Forest Oil annonce que les puits montrent des résultats encourageants. Cette compagnie avait acquis des droits sur un total de 339 200 acres, dont 269 000 acres en propre à Forest Oil (Figure 4.2). À l'époque, ils avançaient que le potentiel en gaz naturel atteindrait 93 BCF/section, en estimant que 70% de leur permis seraient prospectifs. La ressource en place (GIP) est estimée à 39 TCF sur les zones sous permis de Forest Oil. Dépendant du taux de récupération utilisé, les ressources potentielles en BCF/section sont estimées à 8,32 (15%), 10,9 (20%) ou 14,2 (25%) BCF. Forest Oil ne fait pas la distinction entre les terrains situés dans les Corridors 1 et 2 (Figure 4.2).

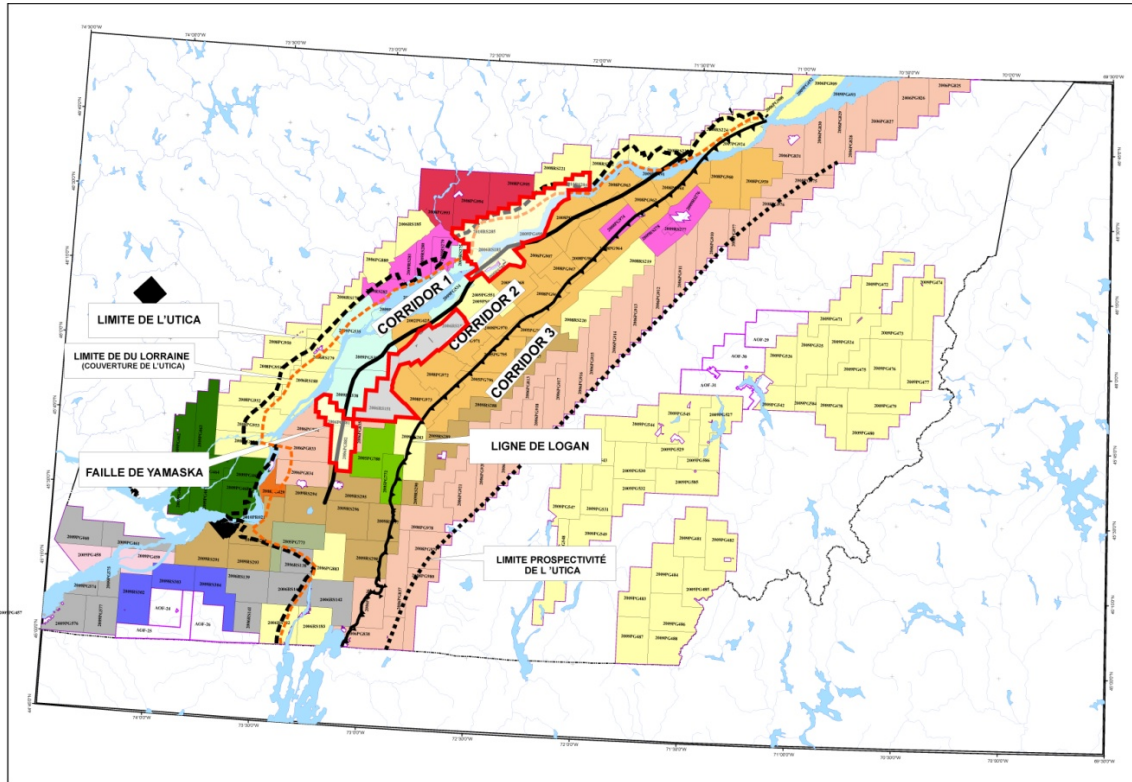


Figure 4.2: Territoire où l'Utica a été évalué par Forest Oil en 2008 (Ministère MRNF, SIGPEG, modifié, 2012)

#### 4.3.3 Equity Research, mai 2008

- 2008-05-02 : *Est-ce que la Belle province est la Nouvelle Province de Gaz? Investing in the Utica Gas Play in Quebec*, par Patty Shao et Vic Vallance de Fraser Mackenzie, Equity Research, 38 pages document format PDF

Suite au communiqué de Forest Oil, la firme Equity Research a effectué une évaluation préliminaire du potentiel de l'Utica afin de connaître l'impact sur des compagnies d'exploration juniors qui possèdent des permis dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, tels que Gastem, Junex, Epsilon, Questerre, Altaï et Petrolympic. La zone qu'Equity Research considère comme étant prospective est celle comprise entre la faille de Yamaska et la Ligne de Logan (Corridor 2), les autres zones de l'Utica étant trop ou pas assez profondes (Figure 4.3). Sur les 1,5 millions d'acres que couvre la zone, 70% serait prospectifs (1641 sections). Equity Research estime, comme Forest Oil, un potentiel de 93 BCF/section, un taux de récupération de 15%, un taux de contraction (shrinkage) de 5%, et un taux de succès de 80%. Ils en arrivent à un total GIP de 153 TCF dont 21,7 TCF de ressource techniquement récupérable, soit 13,2 BCF par section.

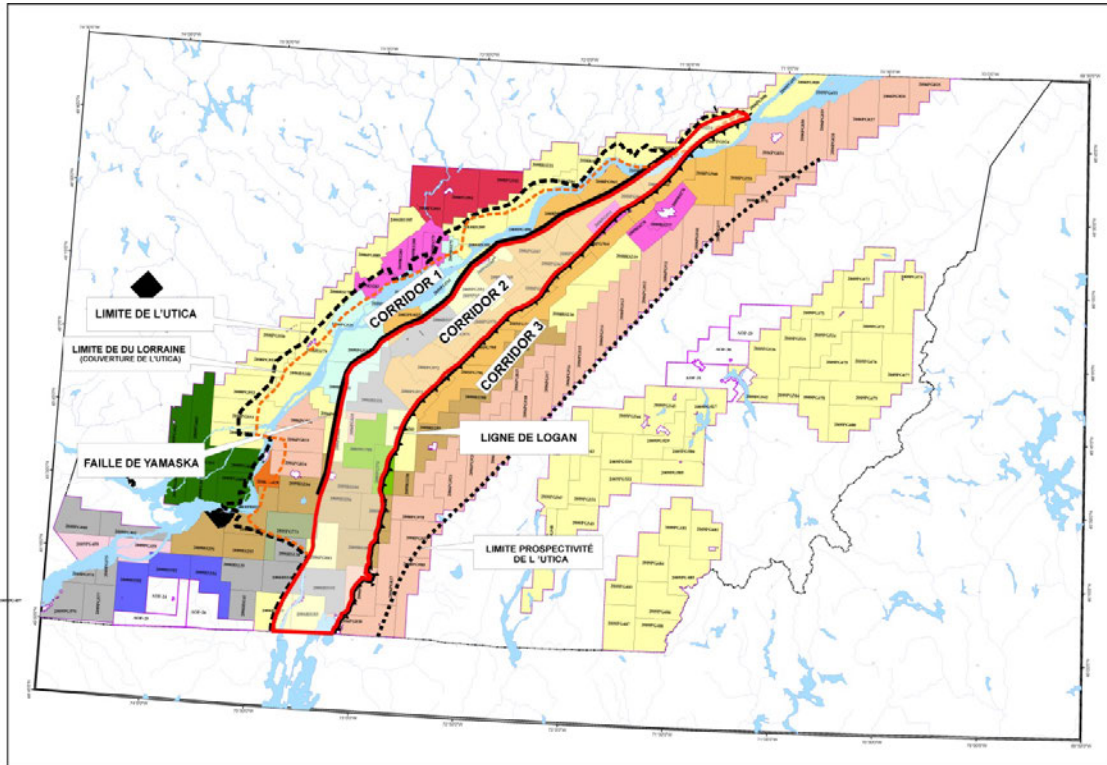


Figure 4.3: Territoire où le potentiel en gaz naturel du Groupe d'Utica a été évalué par Equity Research en 2008 (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012)

#### 4.3.4 Talisman Energy, décembre 2008

- A clear strategy to unlock value, Corporate Presentation December 2008, Talisman Energy. 32 pages.

Talisman a publié en décembre 2008 un estimé préliminaire du potentiel de gaz naturel dans le Groupe d'Utica sur leurs propriétés (Figure 4.4). À l'époque de cette publication, Talisman ne possédait des données de productivité que sur un seul puits, augmentant ainsi grandement l'incertitude associée. La plupart des permis ont été affermés de Questerre. Sur la Figure 4.4, on remarque que la plupart de ces permis se trouvent dans, ou à proximité, du Corridor 2. Il faut noter qu'à l'époque où Talisman a commencé à affermer les droits, en 2006, les cibles d'exploration étaient les dolomies hydrothermales et non les shales gazéifères. La surface des permis d'exploration est de 940 000 acres, dont 760 000 acres (1148 sections) seront en propre à Talisman lorsque que toutes les obligations contractuelles seront complétées. L'estimation du GIP par Talisman est de 25 à 160 BCF/section pour l'Utica et entre 75 et 350 BCF/section si le Lorraine est inclus dans le calcul. Talisman estime la ressource techniquement récupérable entre 8 et 16 BCF/section.

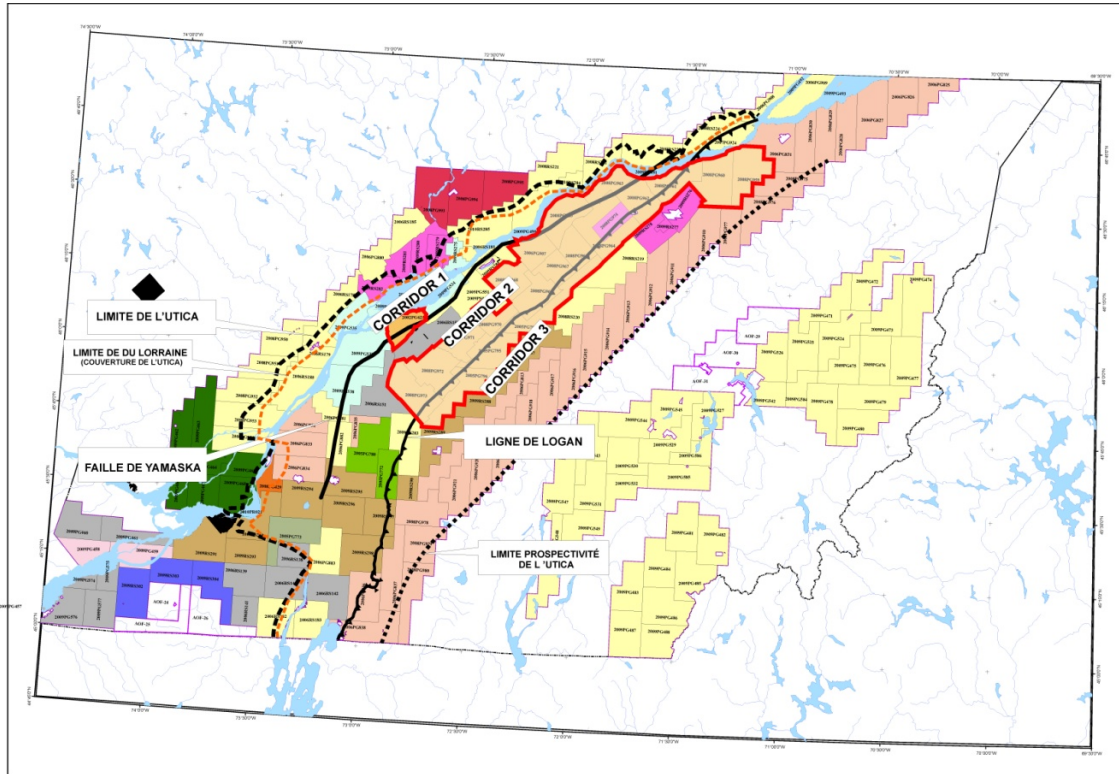
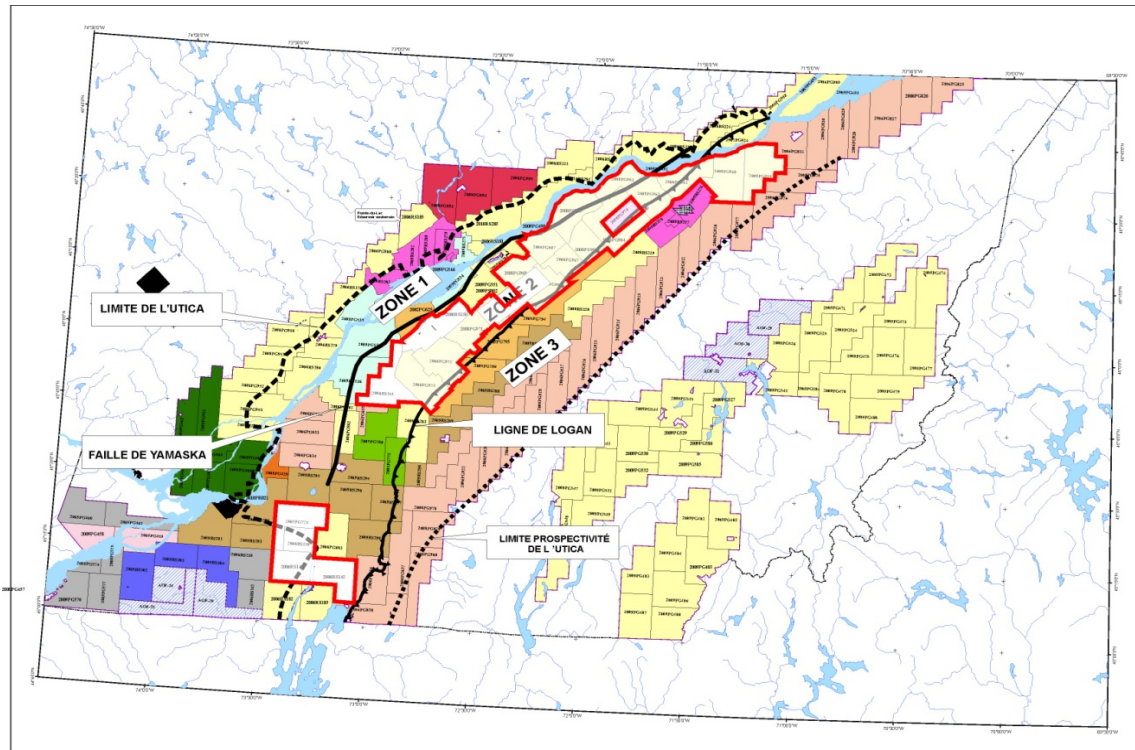


Figure 4.4: Territoire où l'Utica a été évalué en décembre 2008 par Talisman (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012)

#### 4.3.5 Questerre, novembre 2009

- Questerre Energy Corporation, News Releases, 2009-09-01, reserves estimates <http://www.questerre.com/en/investorcenter/press-releases/2009/questerre-utica-shale-discovery-assessed-at-over-4-tcf/>
- Questerre 2010 annual report, 56 pages.

Deux documents ont été publiés concernant l'estimation de la ressource sur les permis de Questerre, en septembre et en novembre 2009. Les valeurs utilisées pour comparaison proviennent de l'estimation de novembre 2009 puisque celui-ci est basé sur un rapport technique produit par Netherland Sewell and Associates Inc (NSAI). La Figure 4.5 montre que le territoire évalué par Questerre occupe une position géographique favorable pour l'exploration des shale gazéifères, puisque la majorité de leur permis se trouvent dans le Corridor 2. La compagnie possède un intérêt sur un total de 1502 sections, dont 1148 seraient prospectives pour les shales gazéifères. L'estimation de gaz en place (GIP) par NSAI varie de 117 à 252 TCF



**Figure 4.5: Territoire couvert par l'estimation des ressources en gaz naturel pour Questerre (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012)**

avec un estimé moyen de 181 TCF. En utilisant des taux de récupération variant entre 4,7% et 22,6%, la ressource techniquement récupérable est estimée à 18 TCF ou encore entre 4,8 et 49,6 BCF/section.

#### 4.3.6 JUNEX, avril 2010

- NSAI (Netherland, swell, & associates, Inc), Assessment of unrisked prospective gas resources to the Questerre Energy Corporaton Interest in the Utica Shale for certain acrfeage located in St-Lawrence LowLANDS OF Quebec, Canada, November 1, 2009, 22p.
- Junex Announces Undiscovered Gas-in-Place Resources Volumes of 48 TCF and Potentially Recoverable Prospective Gas Resources of 3.7 TCF on its St. Lawrence Lowlands Permits APR 19, 2010

En avril 2010, la firme Netherland Sewell and Associates Inc (NSAI) a déposé un rapport sur les ressources de gaz en place non découvertes sur les terrains prospectifs de l'Utica. La

Figure 4.6 indique où le potentiel de l'Utica est pris en compte. Il faut souligner qu'à la date où le rapport a été présenté, la portion des permis qui étaient situés dans le fleuve Saint-Laurent était incluse. Pour fins d'analyse de leurs estimés, aucune modification n'est apportée aux données de NSAI. L'estimation du GIP sur le territoire évalué se situe entre 38,7 et 59,9 TCF avec un estimé moyen de 48,3 TCF. La ressource techniquement récupérable (selon le taux de récupération utilisé) seraient entre 1,23 (4%) et 10,98 (25%) TCF soit 1,2 à 11 BCF/section.

Comme on peut le constater, la quantité de ressource par unité de surface est beaucoup plus basse que celle estimée pour Questerre. Ce fait s'explique en grande partie par la localisation du territoire évalué : contrairement à ceux de Questerre, les permis de Junex sont situés principalement dans le Corridor 1, en dehors du Corridor 2.

#### 4.3.7 Mackie Research Capital Corporation, octobre 2010

- SPOTLIGHT ON THE UTICA SHALE, Next Steps – The Path To Commercialization, 20 OCTOBER 2010, Mackie Research Capital, 59 pages

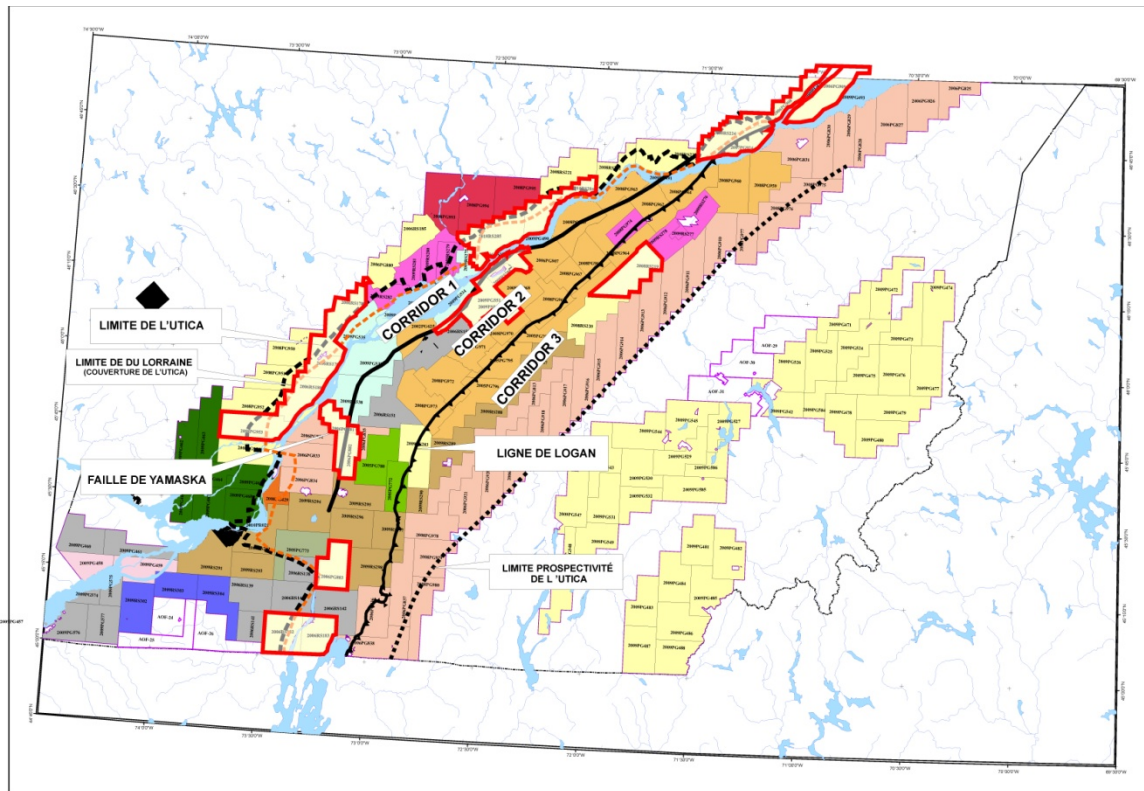


Figure 4.6: Territoire couvert par l'estimation des ressources en gaz naturel pour Junex (MRNF, SIGPEG, modifié, 2012)



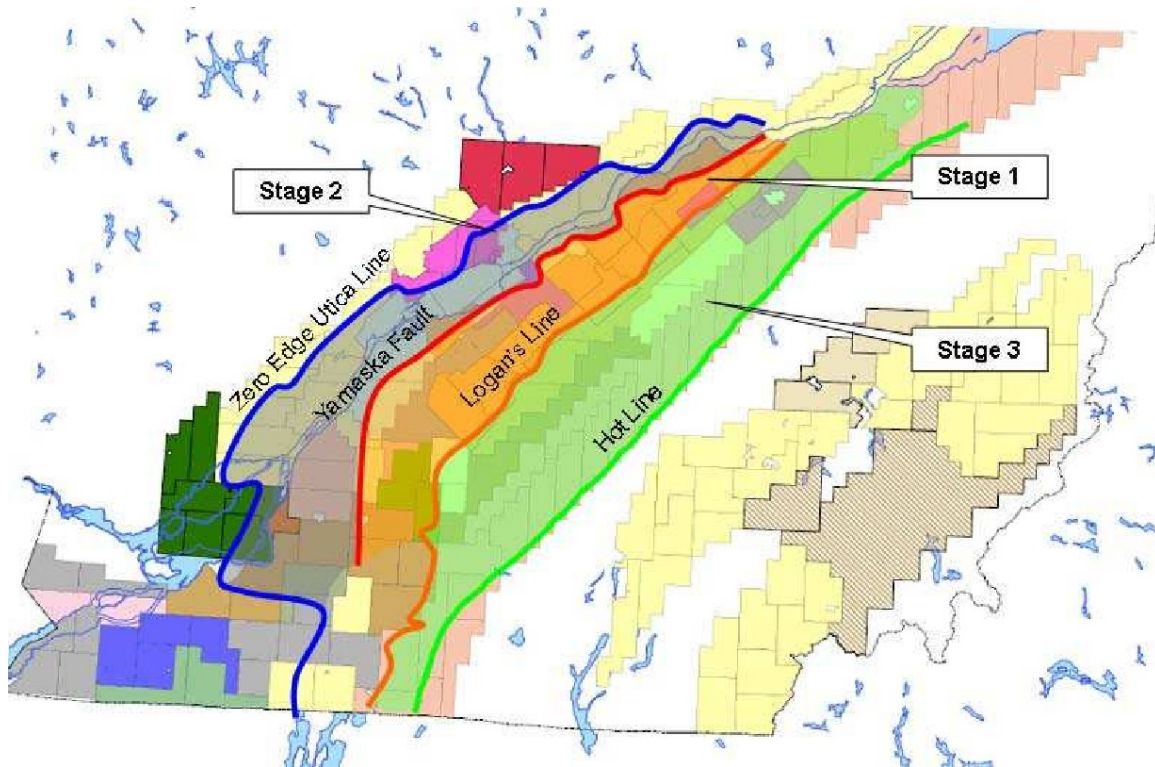
Mackie Research Capital Corporation (MRCC) est une entreprise qui offre des conseils financiers d'investissement, entre autres dans les secteurs des ressources naturelles. En octobre 2010, une publication de MRCC présente une récapitulation des travaux et estimations de l'industrie et tente de dresser le portrait du développement à venir.

Les subdivisions des zones potentielles pour les shales gazéifères telles que définies dans le rapport sont essentiellement les mêmes que celles des Corridors définies précédemment. Comme cette analyse vise à établir un scénario de développement, les corridors sont identifiés comme des stages de développement. Le Stage 1 correspond au Corridor 2 qui est le plus prometteur et qui logiquement représente le point de départ de l'exploration à venir. Le Stage 2 correspond quant à lui au Corridor 1, tandis que le Stage 3 correspond approximativement au Corridor 3. La Figure 4.7 illustre la distribution des zones selon leur potentiel gazéifère. Le Stage 1, dont la superficie est estimée à 967 025 acres est qualifiée de « core area » en raison du potentiel gazier plus élevé : la profondeur du sommet du Groupe d'Utica se situe dans la zone idéale. MRCC ajoute que dans les secteurs où la structuration est plus intense, la productivité pourrait être plus élevée. L'estimation de la ressource gazière est basée sur les résultats des tests de production de seulement deux puits, et par analogie avec le bassin du Marcellus, en Pennsylvanie. Trois courbes de production de référence furent ainsi produites. Les débits initiaux représentés se situent entre ceux obtenus sur le puits de St-Édouard (6 MMCF/jour) et l'extrapolation simulée des résultats du puits de Gentilly, soit près de 2 MMCF/jour avec un scénario contenant 8 essais de fracturation. Les valeurs de débits initiaux par puits sont évaluées à 2,5 (bas), 4,0 (moyen) et 5,5 (haut) MMCF/jour avec un déclin de 60% la première année et une récupération (EUR) respective de 2,5, 4,0 et 5,5 BCF. La TRR par section est donc estimée entre 10 et 22,5 BCF/section avec une valeur probable de 16 BCF/section.

Ce rapport indique que le gaz en place disponible dans la région du Stage 2 ne représente qu'une fraction de celui des autres stages en raison du différentiel de pression, de la faible profondeur d'enfouissement, et de l'amincissement de la roche couverture. Selon MRCC, cette région devrait être développée en utilisant des puits verticaux. Sur la base d'une superficie de 1 081 050 acres, MRCC estime que seuls les forages verticaux seraient économiques, et que les débits de production seraient de l'ordre de 100 à 200 MCF/jour avec des ressources potentielles entre 0,25 et 0,5 BCF/puits sur la base de 10 puits par section. La TRR par section est estimée entre 2,5 et 5 BCF/section, avec une valeur probable de 4 BCF/section.

Le Stage 3 est considéré comme étant très spéculatif, étant donné la profondeur du sommet du Shale d'Utica et la faible quantité de données. On estime que les shales dans les zones chevauchées, qui caractérisent la région du Stage 3, sont fortement fracturés dus à la présence de failles et la perméabilité décroît avec la profondeur en raison de la pression lithostatique.

Dans son rapport, MRCC conclue que le territoire du Stage 1 pourrait avoir un taux de succès des forages de production plus élevé, jusqu'à 75%. Les probabilités de succès diminuent



**Figure 4.7: Stages de développement probables tels que définis par Mackie Research Capital Corporation en octobre 2012 (Mackie Research 2012)**

vers le sud-ouest, passant à 50% pour descendre jusqu'à 25%. Pour ce qui est du Stage 2, le taux de succès des forages de production est estimé entre 10 et 30%, au maximum. Il faut considérer que l'implantation de forages verticaux (par exemple, 10 par section) aurait un impact plus important en terme environnemental et logistique, ce qui a une conséquence directe sur le nombre de puits qui pourraient être implantés sur un secteur donné, et donc sur la quantité ultime de gaz naturel (EUR) produit par section.

Le gaz techniquement récupérable dans le Stage 1 est estimé à 15,06 TCF, sur un volume en place de 24,035 TCF. Pour le Stage 2, 1,55 TCF serait techniquement récupérable sur un GIP de 7,53 TCF, pour un TRR combiné de 16,6 TCF pour les Stages 1 et 2. L'évaluation porte sur une superficie totale de 2 165 950 acres, soit 3384 sections. Pour le Stage 1, sur les 1500 sections utilisées pour l'estimation, 62% sont jugées prospectives, donnant une TRR de 16 BCF/section. Pour le Stage 2, sur les 1882 sections que couvre la région, seules 24% sont prospectives, pour une TRR de 3,4 BCF/section. L'étude ne fournit pas de détails sur les critères servant à déterminer la proportion des terrains jugés prospectifs. Les auteurs parlent plutôt de la « confiance » que les forages réalisés jusqu'à présent ont pu leur permettre d'avoir sur tel ou tel région du territoire.

## 4.4 Analyse des estimés du potentiel gazier déposés au BAPE

Cette section analyse et commente les différents rapports déposés au BAPE et qui contiennent des informations concernant le potentiel gazier du Shale d'Utica. Ces documents sont identifiés sous les codes DB4, DB35, DB44 et DB51, dans le rapport du BAPE.

- DB4 : Le gaz naturel du Shale d'Utica. Document d'orientation présenté à la Commission d'enquête de l'industrie des gaz de schiste au Québec, par Jean-Yves Laliberté, ing., M.Sc. Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants, MRNF, Saint-Hyacinthe Le 4 octobre 2010, 17 pages format présentation

Ce rapport a été présenté au BAPE par la Direction Générale des Hydrocarbures du MRNF. Le Tableau 4.1 résume les diverses estimations du potentiel de gaz en place disponibles au moment de sa publication. Ce tableau indique clairement que les estimations du gaz en place par Talisman Energy, Forest Oil, Questerre Energy et Junex concernent les territoires qui sont spécifiques au détenteur de permis. Ils supposent que le potentiel établi par EnCana en 2007 concerne l'ensemble du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, ce qui n'est pas le cas, comme indiqué précédemment. La quantité de gaz en place présenté par Questerre Energy provient d'un communiqué de presse publié le 1 septembre 2009, soit 2 mois avant la sortie du rapport final de NSAI. Les estimations étaient alors préliminaires et sont donc différentes de celles qui apparaissent plus hauts (117 à 252 TCF). Ceux de Junex se réfèrent plutôt à l'estimé du gaz en place sur le territoire des permis d'exploration dans la région de Nicolet seulement, puisque qu'il est basé sur l'étude de carottes de puits forés sur ces permis (communication personnelle, Jean-Yves Laliberté, avril 2011). Donc les valeurs de gaz en place estimé qui sont présentées dans le rapport DB4 ne concernent pas les mêmes territoires et ne peuvent être comparées directement.

**Tableau 4.1: Estimés du gaz en place apparaissant dans le rapport DB4**

Source / année	Gaz en place estimé (TCF) <sup>1</sup>
Encana, 2007	35 - 163
Talisman Energy, 2008	48 <sup>2</sup>
Forest Oil, 2008	4 <sup>2</sup>
Questerre Energy, 2009	83 - 181 <sup>2</sup>
Junex, 2010	7 - 11 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Un TCF équivaut à un billion de pieds cubes ou mille milliards de pieds cubes ou 10<sup>12</sup> pieds cubes

<sup>2</sup> Gaz en place estimé pour les permis détenus par la société d'exploration seulement

- DB35 : Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica Rapport final, confidentiel, par SECOR pour le compte de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec (APGQ), Mai 2010, 71 pages, pages format présentation.

Le rapport DB35 est un rapport compilé par SECOR pour l'APGQ, publié en 2010 et qui traite avant tout des retombées économiques de l'industrie. Il utilise la quantité de gaz en place estimée par Encana en 2007, soit entre 35 et 163 TCF dont 25% serait récupérable.

- DB44 : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement- Données économiques sur les gaz de schiste, présentation de l'APGQ, Octobre 2010, 19 pages, format présentation.

Le rapport DB44 est un document présenté par l'APGQ, en octobre 2010 qui traite du volet économique de l'exploitation des shales gazéifères. Il ne contient aucun estimé du potentiel de l'Utica pour les Basses-Terres du Saint-Laurent, mais utilise seulement une quantité récupérable par puits (EUR), estimée à 2 BCF.

- DB51 : Exploitation du gaz naturel au Québec, Présentation au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement Le 12 octobre 2010, Ministère des Finances du Québec, 21 pages format présentation.

Le rapport DB51 est un document présenté par le Ministère des Finances du Québec le 12 octobre 2010. Il traite essentiellement du potentiel économique et du régime fiscal en place. L'estimation du gaz en place qui est utilisée dans leur rapport est également tiré de l'estimation de la ressource gazière produite par EnCana en 2007, soit entre 35 et 163 TCF dont 25% serait récupérable.

#### **4.5 Sommaire des estimés du potentiel gazier du Groupe d'Utica**

Les diverses estimations du potentiel gazier du Groupe d'Utica concernent des territoires spécifiques et non la superficie totale couverte par le Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Comme on le constate, ces estimations du potentiel gazier varient considérablement les unes des autres. Cette situation n'est pas surprenante étant donné le stade précoce des connaissances et les différences géologiques entre les différents corridors d'exploration dans le Groupe d'Utica. Le nombre de puits forés au cours des dernières années est toujours très limité et aucun historique de production sur une période raisonnable n'a été effectué jusqu'à maintenant. La toute première évaluation présentée par EnCana (2007), se révèle moins représentative du potentiel gazier de l'Utica puisque les analyses portaient majoritairement sur les shales siliciclastiques du Lorraine et les niveaux argileux des écailles. Les études suivantes : Forest Oil (2008), et Equity Research (2008), sont basées sur des données historiques préliminaires et sur des analogues dans d'autres bassins similaires. Talisman ne s'est

jamais avancé sur une évaluation des ressources, mais estime que l'ordre de grandeur devrait se situer entre 8 et 16 BCF/section.

Le Tableau 4.2 résume les différentes estimations de la TRR sur une base de BCF/section. De telles évaluations sont représentatives de la « disponibilité » de la ressource. On remarque que, de façon générale, les ressources espérées se situent entre 2 et 15 BCF/section, malgré le fait que les estimés ont été réalisés sur une période de 4 ans (entre 2007 et 2011) par des intervenants qui utilisaient des paramètres différents et parfois des formations rocheuses différentes. Pour MRCC, nous avons présenté les TRR selon 2 des corridors d'exploration pour illustrer à quel point l'écart est important en fonction du contexte géologique du Shale d'Utica. Les évaluations les plus récentes (Questerre, Junex, MRCC) sont basées sur des analyses plus exhaustives obtenues à partir de données de puits d'exploration plus récents, dont des analyses de carottes de forage et des essais de production.

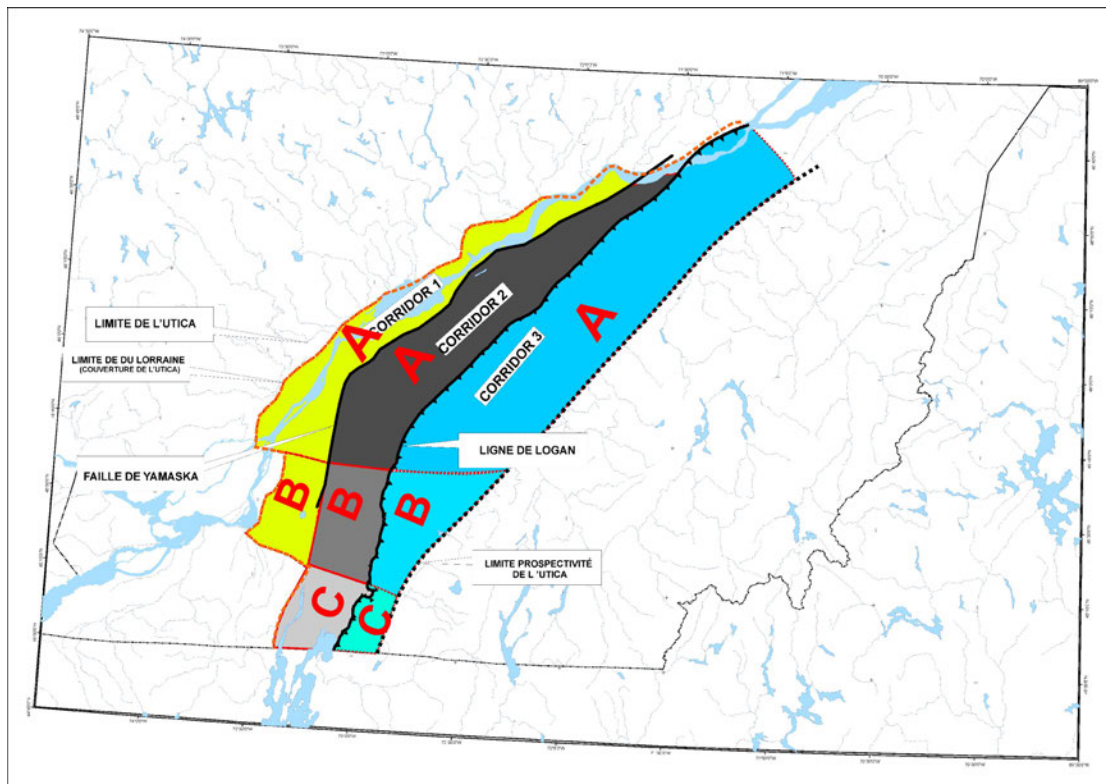
**Tableau 4.2: Sommaire des estimations de ressources potentielles en BCF par section**

	TRR en BCF/section (Facteur de récupération)	% Prospectif	REMARQUES
EnCana (2007)	De 1,8 à 13,1	?	Majoritairement dans le Lorraine/écailles chevauchées
Forest Oil 2008, Avril 2008	De 8,3 (15%) à 14,2 (25%)	70	Permis dans les Corridors 1 et 2
Equity Research, mai 2008	13,2 (15%)	80	Seul le Corridor 2 est considéré
Talisman, décembre 2008	De 8 à 16 BCF (2,5 à 5%)	?	Basé sur analogues
Questerre, novembre 2009	4,8 (5%), 15,7 (10%), 49 (23%)	76	Majoritairement dans le Corridor 2
Junex, avril 2010	1,2 (4%), 3,7 (10%), 11 (25%)	59	Permis répartis dans tous les Corridors
Mackie Research Corridor 2, octobre 2010	Entre 10 et 25, 16 en moyenne	62	Taux de réussite de 25% à 75%
Mackie Research Corridor 1, octobre 2010	Entre 2,5 et 5,0, 3,4 en moyenne	24	Taux de réussite de 10% à 30%

## 4.6 Potentiel de ressources de gaz naturel du Groupe d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et comparaison avec les bassins analogues

Il existe différentes méthodes pouvant servir à l'évaluation des volumes d'hydrocarbures en place dans une formation rocheuse. Parmi celles-ci, on trouve l'évaluation de type volumétrique, celle de type « Material Balance » ou encore celle basée sur l'analyse des courbes de déclin. Les deux dernières donnent généralement des résultats plus précis mais nécessitent toutes deux, un historique de production pour faire l'évaluation. Comme aucune donnée de production n'existe présentement pour le Groupe d'Utica, ces méthodes ne peuvent être utilisées maintenant. La méthode de type volumétrique requière une quantité d'informations importante avec une distribution spatiale adéquate pour pouvoir effectuer l'analyse à l'échelle du bassin. Parmi ces informations, notons, les différents paramètres relatifs au volume (épaisseur utile, superficie), les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la saturation en eau et en hydrocarbures, la température, et la pression. Il nous a été impossible d'avoir accès à l'ensemble de ces informations, sauf localement et de façon isolée soit parce que les informations demeurent confidentielles, soit simplement parce que l'industrie ne les possède pas encore. Étant donnée la complexité de la structuration des formations rocheuses dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, déterminer avec une relative certitude, ne serait-ce que le volume de la roche, nécessiterait la création d'un modèle 3-D complet.

C'est pourquoi, dans l'état actuel des connaissances, nous avons plutôt opté pour une méthode de calcul basée sur les données publiques disponibles. Après avoir fait la revue et la validation des estimations disponibles, nous avons appliqué ces estimations, en BCF/section, sur une subdivision des surfaces découlant de notre interprétation du potentiel à l'échelle des Basses-Terres du Saint-Laurent. La prospectivité accordée à chacune des zones ne découle pas d'un calcul statistique rigoureux qui tienne compte de valeurs distinctes accordées à chacun des différents paramètres. Elle est plutôt le résultat d'une évaluation qualitative et arbitraire de la disponibilité et de l'accès à la ressource. La division des corridors habituels en huit différentes zones a été réalisée en nous basant sur les caractéristiques du Groupe d'Utica dans ces zones ainsi que sur la disponibilité d'occupation du territoire. Pour ce dernier critère, nous avons utilisé la carte de densité de la population du Québec en 2001, telle que produite par le MDDEP. Nous assumons que la répartition de la densité n'a pas significativement évolué depuis 2001. Nous n'avons utilisé aucun critère relié à la morphologie de surface, la géotechnique ou la présence de zones protégées sur le territoire. Bien que ces critères puissent contribuer à orienter les entreprises sur l'emplacement précis d'un forage, leur impact à l'échelle des zones nous semblait peu significatif. La Figure 4.8 présente les subdivisions ainsi obtenues, tandis que la Figure 4.9 superpose les subdivisions sur la carte de densité de la population. L'emplacement des limites A, B, C à l'intérieur des corridors 1, 2 et 3 représente une séparation approximative, visant à distinguer deux régions auxquelles nous avons accordé une prospectivité gazière



**Figure 4.8: Subdivisions des corridors d'exploration pour estimation de la ressource en gaz naturel**

différente. Elles ne suivent pas un élément géologique linéaire comme une faille où il existerait un changement abrupt de potentiel. Pour chacune des huit zones, nous avons calculé la superficie et nous y avons assigné un poids arithmétique, basé à la fois sur les caractéristiques du shale et la disponibilité du territoire. La présence du graben Ottawa-Bonnechère, dont l'impact sur le potentiel des shales gazifères est toujours mal connu, a également joué un rôle lors de l'établissement des pourcentages de prospectivité et est incluse dans notre évaluation. Nous avons ensuite compilé, parmi les estimations disponibles, les volumes de gaz, en BCF/section, associés à chacune de ces zones. Ces volumes ont ensuite été extrapolés à l'échelle du bassin.

Le résultat final représente ce que nous considérons être une estimation arithmétique du potentiel gazier des Basses-Terres du Saint-Laurent. L'estimation du GIP et de la TRR à partir des sources d'information publiques ne représente pas une évaluation basée sur le Règlement NI-51-101, qui concerne les ressources pétrolières et gazières. Elle devrait plutôt être interprétée comme une normalisation spatiale des données disponibles. Cette méthode de calcul, bien que non conventionnelle, nous permet d'obtenir un ordre de grandeur sur la ressource en place dans le bassin. Il faut considérer que les entreprises qui ont produit ces

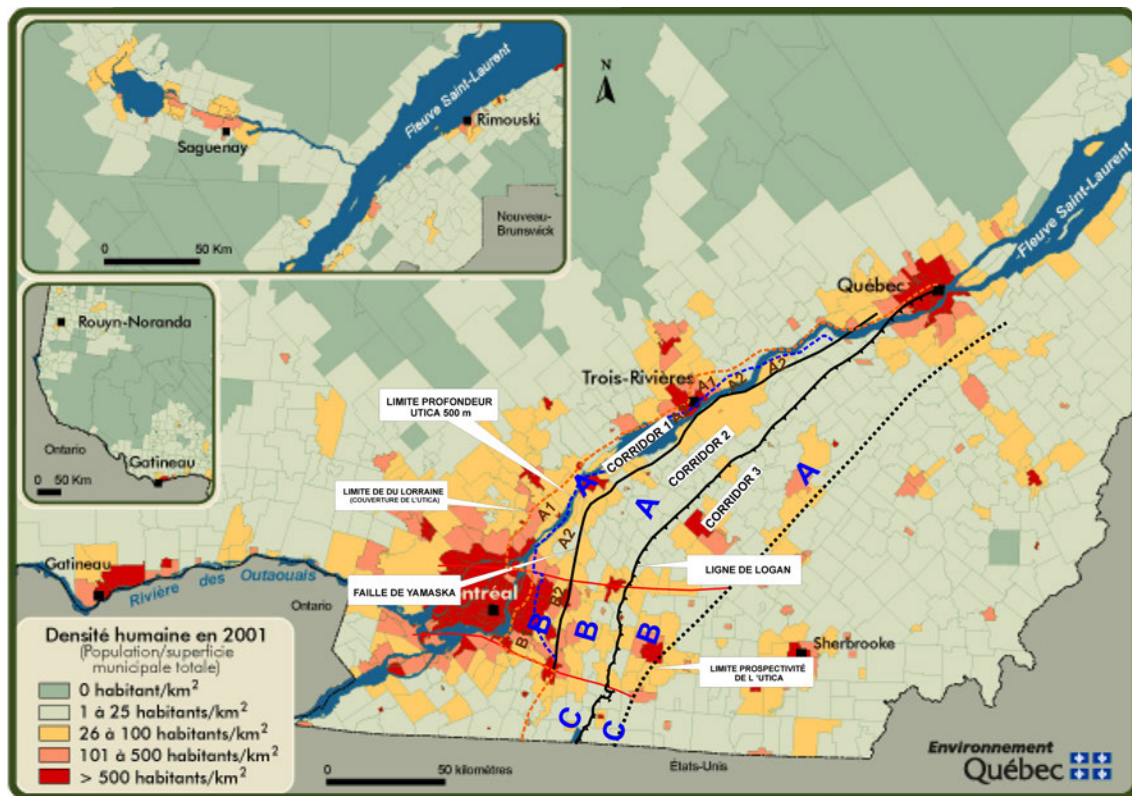


Figure 4.9: Subdivisions des corridors d'exploration superposés à la densité de la population en 2001 (<http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/global-2004/Influence2004.htm>)

évaluations de la ressource, l'ont fait à partir des données dont ils disposaient au moment de publier chacun des rapports, et ce sur un territoire déterminé, qui ne représente pas nécessairement l'ensemble du bassin. Nos chiffres comportent donc un degré d'incertitude encore plus grand.

Le Tableau 4.3 présente la superficie calculée ainsi que la pondération attribuée à la prospectivité pour chacune des zones, alors que les résultats de nos calculs sont présentés dans le Tableau 4.4. Ainsi nous estimons que le Groupe d'Utica contient potentiellement un volume de gaz en place (GIP) entre environ 100 et peut-être plus de 300 TCF. La portion techniquement récupérable (TRR) représenterait un volume estimé entre 22,4 et 47,4 TCF. Il faut rappeler que ces valeurs de GIP et TRR pour le Groupe d'Utica sont calculées sur la base d'un nombre limité de données qui ne sont pas nécessairement représentatives des caractéristiques globales du Groupe d'Utica. Ces valeurs de GIP et de TRR sont aussi calculées sur la base d'hypothèses qui nous semblent justifiées à ce stade de connaissances, mais qui devront être validées par des travaux d'exploration et de production gazière supplémentaires. L'incertitude sur l'estimation



**Tableau 4.3: Superficie et prospectivité des subdivisions sur les corridors d'exploration**

Corridor	Zone	Superficie	Prospectivité
		km <sup>2</sup>	%
1	A	2 845	50
	B	724	10
2	A	3 337	80
	B	945	10
	C	738	20
3	A	5 746	20
	B	1 172	50
	C	332	50
Total BTSL		15 839	

de la ressource en gaz naturel demeure importante. Une meilleure connaissance des propriétés du Groupe d'Utica va éventuellement permettre de faire une estimation de la ressource en gaz naturel qui sera moins incertaine. L'estimation de la ressource en gaz naturel pourrait être réduite ou accrue par ces nouvelles connaissances. Les valeurs de gaz en place et de ressource techniquement récupérable obtenues par ce calcul sont ensuite comparées, dans le Tableau 4.5, à celles des différents bassins analogues. Cette comparaison permet de mesurer le potentiel global des Basses-Terres du Saint-Laurent à l'intérieur du marché gazier nord-américain. Selon note étude, le Groupe d'Utica contiendrait un volume de gaz naturel (GIP de 100 à >300 TCF) qui serait parmi les plus petits des bassins de shales gazéifères considérés. Notre estimation de la ressource techniquement récupérable (TRR) de 22 à 47 TCF se compare aux estimés inférieurs de TRR dans les shales de Barnett (26 TCF), Haynesville (34 TCF) et Montney (49 TCF).

**Tableau 4.4: GIP et TRR du Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent**

Corridor	TRR (TCF)		TRR/section (BCF)		GIP (TCF)	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
1	4,5	8,9	0,2	8		
2	14,0	27,5	1	19,5		
3	3,9	11,0	1	15		
Total UTICA	22,4	47,4	0,2	19,5	100,0	>300

**Tableau 4.5: GIP et TRR pour le Shale d'Utica et les bassins analogues (modifié de González et al. 2012)**

Source	TRR (TCF)						GIP (TCF)		
	INTEK (2010)	Navigant (2008)	NPC 2011	IEA (2011)	Autres	Cette étude	Navigant (2008)	Autres	Cette étude
Barnett	43	44	26-168				327		
Haynesville	75	251	34-251	100-244	61*		717		
Marcellus	410	262	177-546	147-480	84**, 50‡		1500	500‡	
Montney					49†			141† 80-700	
Utica						22 à 47			100 à >300

Les intervalles rapportés par NPC (2011) combinent les estimés de Navigant (2008), du Potential Gas Committee 2008, de l'Energy Information Administration AEO2011 et de l'America Natural Gas Alliance (2010).

\* USGS (2011a).

\*\* USGS (2011b).

‡ Engelder et Lash (2008). Le TRR de 50 tcf est établi mécaniquement en appliquant un taux de récupération du gaz de 10 % au GIP de 500 tcf estimé. En entrevue en janvier 2008, M. Engelder a estimé que le Marcellus pourrait contenir de 168 à 516 tcf de OGIP. Cf. Penn State (2008).

† EIA (2011a).

‡ Cet intervalle, qui apparaît dans ONE (2009), provient de Walsh et al (2006). Ces auteurs rapportent des approximations grossières obtenues à partir de deux méthodes d'estimation différentes et ce, pour les formations du Haut et du Bas Montney. Les intervalles estimés pour le Haut Montney (30-200 tcf) et le Bas Montney (50-500 tcf) ont simplement été combinés dans ONE (2009).

## 5 Conclusions

La définition du potentiel gazier d'un bassin de shale gazéifère passe par l'analyse de plusieurs caractéristiques. Dans le cadre de cette étude sur le Groupe d'Utica, nous avons tenu compte de la structure de la formation (emplacement, profondeur, épaisseur), sa minéralogie, la nature de la matière organique qui s'y trouve et des hydrocarbures stockés, les différentes caractéristiques de réservoir ainsi que les contraintes d'accès à la ressource.

Le Shale d'Utica se retrouve dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, de part et d'autre du fleuve, entre Montréal et Québec. Géographiquement, trois différents corridors d'exploration sont définis, sur la base principalement de critères structuraux. Le corridor central (Corridor 2) est le plus attrayant puisque la pression et les autres caractéristiques du Groupe d'Utica sont plus favorables pour un potentiel gazier. Le Groupe d'Utica affleure dans la section au nord du fleuve, il s'approfondit graduellement selon l'axe nord-ouest sud-est pour se trouver à plus de 2500 m à la marge de l'ancienne plate-forme de Laurentia.

Le Groupe d'Utica, au Québec, est divisé en deux unités, l'Utica supérieur et inférieur. L'Utica supérieur est légèrement plus riche en calcaire et contient une teneur en carbone organique total plus élevée. L'épaisseur du Groupe d'Utica varie en fonction de sa position géographique. Elle dépasse généralement les 200 mètres et peut même atteindre quelques centaines de mètres. Toutefois, dans la portion située au nord-ouest de la faille de Yamaska, son épaisseur passe sous les 100 mètres. La maturation de la matière organique augmente généralement vers le sud-est, avec l'enfouissement du bassin. Le taux élevé de maturation du Groupe d'Utica dans les Corridors 2 et 3 suggère que la génération d'hydrocarbures est terminée et qu'il contient en grande partie du gaz sec, avec peu ou pas de liquides de gaz.

La superficie totale du Groupe d'Utica dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent, sa profondeur ainsi que sa minéralogie sont autant d'éléments pour lesquels l'Utica se compare à ce qu'on peut retrouver pour plusieurs bassins de shales gazéifères producteurs en Amérique du nord. Son épaisseur est plus importante que celle des bassins analogues analysés, ce qui confère à l'Utica un volume de roche supérieur pour une même superficie. Le contenu en carbone organique est inférieur à la moyenne, tout comme les valeurs de porosité.

Différentes estimations du potentiel gazier du Groupe d'Utica ont été rendues publiques au cours des dernières années. La revue de ces estimations a permis de tracer un portrait global de la situation. Ces estimations du potentiel gazier varient considérablement les unes des autres étant donné le stade précoce des connaissances ainsi que l'emplacement géographique de chaque zone étudiée. De façon générale, les ressources estimées se situent entre 2 et 15 BCF/section (1 mille carré ou 2,59 km<sup>2</sup>). Il est inutile de comparer les différentes valeurs de gaz en place (GIP) publiques, en raison des disparités des caractéristiques du Groupe d'Utica dans

les régions explorées. Les estimations des ressources gazières dans le Groupe d'Utica rapportées dans le rapport du BAPE concernant le « Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec », proviennent d'une valeur de GIP publié par EnCana en 2007. Ils concernent trois secteurs spécifiques dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et ont été attribués à tort à la grandeur du bassin. Qui plus est, l'étude d'EnCana s'est révélée avoir été faite majoritairement sur les shales siliciclastiques du Lorraine et les niveaux argileux des écailles.

Après avoir divisé le territoire en zones plus petites, (afin d'effectuer les calculs localement et non afin de déterminer le potentiel de chacune de ces zones), nous estimons un potentiel de gaz en place (GIP) qui pourrait se situer entre 100 TCF à plus de 300 TCF. La portion techniquement récupérable (TRR) de cette ressource est évaluée entre 22 TCF et 47 TCF, les facteurs de récupération utilisés étant situés entre 15% et 20%. Cet estimé ne doit pas être considéré comme une ressource en gaz naturel tel que le stipule le Règlement 51-101. Il est sujet à une erreur significative qui pourrait réduire ou augmenter l'estimation de la ressource en gaz naturel, selon une meilleure connaissance des caractéristiques du Groupe d'Utica, durant l'exploration et l'exploitation éventuelle du gaz naturel dans ce réservoir naturel.

## 6 Références

2005. L'énergie pour la prospérité du Québec, Les objectifs et les orientations de la stratégie énergétique. Document de consultation, Gouvernement du Québec, 23p.
2008. U.S. Shale Gas. An Unconventional Resource. Unconventional Challenges. Halliburton, 8p.
2009. A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. National Energy Board, Energy briefing note, 27p.
2009. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, DE-FG26-04NT15455, 116p.
2009. Target: New Haynesville Shale Resources. American Exploration Corp. Powerpoint presentation, 24p.
2009. Understanding Canadian Shale Gas. National Energy Board, Energy briefing note, 3p.
2010. Comparaison des shales d'Utica et de Lorraine avec des shales en exploitation. Réponses de l'Association pétrolière et gazière du Québec aux questions de la Commission du BAPE – Gaz de Schiste, 273 DB25 Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec 6212-09-001, 2p.
2010. Gaz de schiste, Travaux menés en vue de la révision du régime de redevances du Québec. Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec, 273 DB49 Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec 6212-09-001, Powerpoint presentation, 13p.
2010. Le développement du gaz de schiste au Québec. Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec, 30p.  
([www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/developpement\\_gaz\\_schiste\\_quebec.pdf](http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/developpement_gaz_schiste_quebec.pdf))
2010. Mémoire sur le développement durable d'une industrie québécoise de shales gazéifères, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Association pétrolière et gazière du Québec, 273 DM148 Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec 6212-09-001, 83p.
2011. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011, National Assessment of Oil and Gas. U.S. Geological Survey, Fact Sheet 2011-3092, 2p.

2011. Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, Office national de l'énergie, Rapports sur le pétrole et le gaz 2011-1, 51p.
2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. U.S. Energy Information Administration, 105p.
2011. U.S. Geological Survey Information Relevant to the U.S. Geological Survey Assessment of the Middle Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011. U.S. Geological Survey, Open File Report 2011-1298, 17p.
2012. Annual Energy Outlook 2012 Early release overview. U.S. Energy Information Administration, 1p.
- Adams, C., 2010. Shale Gas Activity in British Columbia, Exploration and Development of BC's Shale Gas Areas. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Resource Development and Geoscience Branch, 4th Annual Unconventional Gas Technical Forum, Victoria, British Columbia, Powerpoint presentation, 49p.
- Adams, C.W., 2004. Barnett Shale: A Significant Gas Resource in the Fort Worth Basin. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 2.
- Adams, G., 2004. Challenges of Urban Drilling. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 5-6.
- Bédard, K., Duchaine, Y., Malo, M., 2010. Nouvelle analyse des données de puits gaziers et pétroliers dans la région de Sorel-Bécancour. Rapport préliminaire INRSCO2-2010-V1.1, Institut national de la recherche scientifique – Eau, Terre, Environnement, 73p.
- Bertrand R, Lavoie V, 2006. Hydrocarbon source rocks and organic maturation of lower Paleozoic successions in the St-Lawrence platform and in the external domain of the Quebec Appalachians, GAC-MAC mai 2006, INRS Power Point Presentation, 21 p.
- Black & Veatch Management Consulting, 2010. Growing Shale Resources, Understanding Implications for North American Natural Gas Prices, 108 p.
- Bone, M.R., 2004. The Barnett Shale Play: A Time and Place for 3D. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 12.
- Bruner, K.R., Smosna, R., 2011. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. U.S. Department of Energy, Report DOE/NETL-2011/1478, 118p.

- Boyer, C., Kieschnick, J., Suarez-Rivera, R., Lewis, R.E., Waters, G., 2006. Producing gas from its source. *Oilfield Review*, 36-49.
- Chatellier, J.-Y., Quartero, E., Urban, M., Molgat, M., Deconinck, A., Francus, P., 2011. Power and Limitations of X-ray Fluorescence from Cuttings: A Test in the Utica and Lorraine Shales from Quebec. Search and Discovery Article #40766, Abstract and Powerpoint presentation, 30p.
- Clarke, P., Fordyce, S., 2010. US Shale Gas, *What's Going On?* Powerpoint presentation, 24p.
- Clouser, G., 2006. The booming Barnett Shale. In: Haines, L. et al. (Eds.), *Shale Gas, A supplement to Oil and Gas Investor*, 8-12.
- Coleman, J.L., Milici, R.C., Cook, T.A., Charpentier, R.R., Kirschbaum, M., Klett, T.R., Pollastro, R.M., Schlenk, C.J., 2011. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011. National Assessment of Oil and Gas, USGS Fact Sheet 2011-3092.
- Deo, M. Shale Gas, Promise and Current Status. Powerpoint presentation, 41p.
- Diallo, A., 2011. Analyse de l'exploration et de l'exploitation des gaz de shales au Québec dans une perspective de développement durable. M.Env., Université de Sherbrooke, 135p.
- Ding, W., Li, C., Li, C., Xu, C., Jiu, K., Zeng, W., Wu, L., 2012. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation. *Geoscience Frontiers*, 3, 97-105.
- Engelder, T., Lash, G., 2008. Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Creating Stir In Appalachia. *The American Oil & Gas Reporter*, 7p.
- Felder, G.D., 2004. Mineral Scale in Barnett Shale Gas Production: Prediction and Inhibition. In: *Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium*, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 6-7.
- Fulton, T., 2004. Geophysical Needs for Barnett Exploitation. In: *Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium*, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 7-10.
- González, P., Bernard, T., Trabelsi, S., Beaudoin, G., 2012. Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney. Rapport confidentiel, Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs, Québec, 65 p.
- Haines, L., 2006. Activity builds in Woodford Shale. In: Haines, L. et al. (Eds.), *Shale Gas, A supplement to Oil and Gas Investor*, 17.
- Hammes, U., Hamlin, H.S., Ewing, T.E., 2011. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG Bulletin*, 95, 1643-1666.

- Harper, J.A., 2008. The Marcellus Shale—An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania. *Pennsylvania Geology*, 38, 2-13.
- Hill, R., Fishman, N., Claypool, G., Blum, A., Eberl, D., 2009. Evaluating Devonian Gas-Shales from the Appalachian Basin, U.S.A. Search and Discovery Article #30076, Abstract and Powerpoint presentation, 20p.
- Hill, R.J., Jarvie, D.M., Zumberge, J., Henry, M., Pollastro, R.M., 2007. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin. *AAPG Bulletin*, 91, 445-473.
- Hissein, A.D., 2011. Basses-Terres du Saint-Laurent et leur potentiel en hydrocarbure. M.Sc., Université Laval, Québec, Canada, 174p.
- Jarvie, D., 2007. 2007 AAPG Southwest Section: Workshop on Organic Geochemistry focused on Gas Shales. AAPG Southwest Section Meeting, Wichita Falls, Texas, Powerpoint presentation, 329p.
- Jarvie, D., 2008. Geochemical comparison of shale resource systems. Insight Shale Gas Summit, Dallas, Texas, Powerpoint presentation, 58p.
- Jarvie, D., 2008. Where is the most likely place in a sedimentary basin to find hydrocarbons ? The source rock. Oklahoma Gas Shales, Oklahoma City, Oklahoma, Powerpoint presentation, 23p.
- Jarvie, D., 2011. Worldwide Shale Resource Plays and Potential. Search and Discovery Article #80144, Abstract and Powerpoint presentation, 18p.
- Jarvie, D.M., 2004. Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. Special BEG / PTTC Presentation, 116p.
- Jarvie, D.M., 2008. Unconventional Shale Resource Plays: Shale-Gas and Shale-Oil Opportunities. Fort Worth Business Press Meeting, Powerpoint presentation, 38p.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Pollastro, R.M., Claxton, B.L., Bowker, K.A., 2004. Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 2-5.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Rubble, T.E., Pollastro, R.M., 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91, 475-499.
- Karlen, G., 2007. Resource Play Potential of the Ordovician Utica Shales Quebec Lowlands. Let it flow, Flow of Ideas, Hydrocarbons and Business, 2007 CSPG CSEG Convention.



- Kinley, T.J., Cook, L.W., Breyer, J.A., Jarvie, D.M., Busbey, A.B., 2008. Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico. AAPG Bulletin, 92, 967-991.
- Kostelnik, J., 2010. Geochemistry of the Marcellus Shale—A Primer on Organic Geochemistry. Pennsylvania Geology, 40, 3-13.
- Kuuskraa, V.A., 2010. Case Study #1. Barnett Shale: The Start of the Gas Shale Revolution. Gas Shale Development Workshop, Beijing, China, 24p.
- Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuen, T., Moodhe, K., 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Department of Energy, Report, 353p.
- Kuuskraa, V.A., Wicks, D.E., 1992. Geologic and Reservoir Mechanisms Controlling Gas Recovery From the Arttrim Shale. Society of Petroleum Engineers 24883, 209-224.
- Lash, G.G., Engelder, T., 2011. Thickness trends and sequence stratigraphy of the Middle Devonian Marcellus Formation, Appalachian Basin: Implications for Acadian foreland basin evolution. AAPG Bulletin, 95, 61-103.
- Lavoie, D. Le shale d'utica, contexte géologique. Commission géologique du Canada, CGC-Québec, Ressources naturelles Canada, 273 DB3 Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec 6212-09-001, Powerpoint presentation, 13p.
- Lavoie, D. The lower Paleozoic shales in Quebec: from the Utica to lesser known targets, A regional overview. Geological Survey of Canada – Québec off ice, Natural Resources Canada, Powerpoint presentation, 36p.
- Lavoie, D. The upper Ordovician Utica and Lorraine shales in southern Quebec. Geological Survey of Canada – Québec off ice, Natural Resources Canada, Powerpoint presentation, 43p.
- Lavoie, D., Chen, Z., Pinet, N., Lyster, S., 2012. A review of November 24-25, 2011 shale gas workshop, Calgary, Alberta – 1. Resource evaluation methodology. Geological Survey of Canada, Open file 7088, 75p.
- Lavoie, D., Hamblin, A.P., Thériault, R., Beaulieu, J., Kirkwood, D., 2008. The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group flysch in southern Québec: Tectonostratigraphic setting and significance for unconventional gas. Geological Survey of Canada, Open file 5900, 56p.
- Lavoie, D., Obermajer, M., Fowler, M.G., 2011. Rock-Eval/TOC data from Cambrian-Ordovician of the Saint Lawrence Platform and Humber Zone, and Silurian-Devonian of the Gaspé Belt successions, Quebec. Geological Survey of Canada, Open File 6050.

- Lavoie, J.-Y., Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Aguilera, R., 2011. Natural-gas potential in the St. Lawrence Lowlands of Québec: A case study. Society of Petroleum Engineers, 71-82.
- Levson, V., Adams, C., Hayes, M., Ferri, F., Walsh, W., 2009. An Overview of Shale Gas Potential in Northeast BC. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Development and Geoscience Branch, 10th Western Canada Sedimentary Basin Workshop, Victoria, British Columbia, Powerpoint presentation, 25p.
- Lewis, E., Behling, M., Pool, S., 2011. An Overview of Marcellus and other Devonian Shale Production in West Virginia. Search and Discovery Article #10372, Abstract and Powerpoint presentation, 50p.
- Marble, W., 2004. Johnson County - Activity and Update. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 10-11.
- Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Lavoie, J.-Y., 2011. Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins. Search and Discovery Article #80139, Abstract and Powerpoint presentation, 36p.
- Martin, J.P., Hill, D.G., Lombardi, T.E., Nyahay, R. A Primer on New York's Gas Shales. Report, 32p.
- Martin, J.P., Nyahay, R., Leone, J., Smith, L.B., 2008. Developing a New Gas Resource in the Heart of the Northeastern U.S. Market: New York's Utica Shale Play. Search and Discovery Article #10160, Abstract and Powerpoint presentation, 46p.
- Miller, R., 2004. Barnett Shale West of the Viola Pinchout, Successful Expansion of the Barnett Shale Play, Specifically Eastern Parker/Western Tarrant/Johnson Counties. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute, Brookhaven College, Farmers Branch, Texas, 11-12.
- Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., Pollastro, R.M., 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. AAPG Bulletin, 89, 155-175.
- Morabito, J., 2011. Unconventional Shale Gas & Conventional Opportunities in the Quebec Lowlands, Quebec Canada, Exploration Assets Management, LLC, Wylie Texas 75098. Powerpoint presentation, 17 p.
- Navigant (2008), Navigant Consulting, North American Natural Gas Supply Assessment, American Clean Skies Foundation.
- Newell, R., 2011. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), Paris, France, Powerpoint presentation, 36p.

- Nyahay, R., Leone, J., Smith, L., Martin, J., Jarvie, D. Update on the Regional Assessment of Gas Potential in the Devonian Marcellus and Ordovician Utica Shales in New York. Powerpoint presentation, 68p.
- NPC (2011), National Petroleum Council, Prudent Development, Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources.
- Office National de l'Énergie (ONE), Note d'information sur l'énergie ,L'ABC du gaz de schistes au Canada , Novembre 2009, 23 p.
- Paktinat, J., Pinkhouse, J., Fontaine, J., Lash, G., Penny, G., 2009. Investigation of Methods to Improve Utica Shale Hydraulic Fracturing in the Appalachian Basin. Search and Discovery Article #40391, Abstract and Powerpoint presentation, 9p.
- Perry, C., Wickstrom, L., 2010. The Marcellus Shale Play : Geology, History, and Oil & Gas Potential in Ohio. Ohio Geological Survey, Powerpoint presentation, 38p.
- Picard, D., 2010. Présentation accompagnant le mémoire présenté à la Commission du BAPE sur les gaz de schistes sur les risques potentiels à la nappe phréatique par le dessous associés à l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes au Québec. 273 DM34.1 Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec 6212-09-001, Powerpoint presentation, 25p.
- Pollastro, R.M., Jarvie, D.M., Hill, R.J., Adams, C.W., 2007. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch–FortWorth Basin, Texas. AAPG Bulletin, 91, 405-436.
- Pollastro, R.M., Roberts, L.N.R., Cook, T.A., 2010. Chapter 5 Geologic Assessment of Technically Recoverable Oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation. In: U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010, U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–W.
- Prince, C.M., Steele, D.D., Zelaya, R., Devier, C.A., 2011. Search and Discovery Article #50372, Abstract and Powerpoint presentation, 22p.
- Schulz, H.-M., Horsfield, B., 2010. Rock matrix as reservoir: mineralogy & diagenesis. AEON, Cape Town, South Africa, Powerpoint presentation, 33p.
- Smith, L.B., Leone, J., 2010. Integrated Characterization of Utica and Marcellus Black Shale Gas Plays, New York State. Search and Discovery Article #50289, Abstract and Powerpoint presentation, 36p.
- Steinhoff, I., Cicero, A.D., Koepke, K.A., Dezelle, J., McClain, T., Gillett, C., 2011. Understanding the Regional Haynesville and Bossier Shale Depositional Systems in East Texas and Northern

- Louisiana: An Integrated Structural/Stratigraphic Approach. Search and Discovery Article #50289, Abstract and Powerpoint presentation, 12p.
- Talukdar, S.C. Application of Geochemistry for Shale Gas Assessment. Powerpoint presentation, 60p.
- Thériault R, 2012a. Atlas des analyses géochimiques et minéralogiques et des diagraphies caractérisant le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère des Richesses naturelles et de la Faune, **DV 2012-03**, 18 pages, 165 figures, 3 tableaux 4 bases de données.
- Thériault R, 2012b. Compilation et interprétation stratigraphique, géochimique et minéralogique du shale d'Utica et du groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent, Ministère des Richesses naturelles et de la Faune, DV 2012-04, 36 pages 59 figures, tableaux et photos, 4 annexes.
- Tissot, B.P., and Welte, D.H., 1984: Diagenesis, catagenesis, and metagenesis, Petroleum Formation and Occurrence, Second Edition: Springer-Verlag, 699 p. Figure II.1.1, p. 70)
- Utting, J., Zonneveld, J.P., MacNaughton, R.B., Fallas, K.M., 2005. Palynostratigraphy, lithostratigraphy and thermal maturity of the Lower Triassic Toad and Grayling, and Montney formations of western Canada, and comparisons with coeval rocks of the Sverdrup Basin, Nunavut. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 53, 5-24.
- Veil, J.A., 2010. Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers. U.S. Department of Energy, Office and Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Final Report ANL/EVS/R-10/3, 59p.
- Wagman, D., 2006. Shale plays show growth prospects. In: Haines, L. et al. (Eds.), Shale Gas, A supplement to Oil and Gas Investor, 14-16.
- Walsh, W., Lee, C., Kerr, B., Hayes, M., 2006. Quantifying Shale Gas Potential of the Triassic Montney and Doig Formations, Northeast British Columbia. In: What's Next? Where is Our Industry Heading?, 2006 CSPG – CSEG – CWLS Convention, Abstract.
- Walsh, W., Adams, C., Korol, J., 2006. Regional "Shale Gas" Potential of the Triassic Doig and Montney Formations, Northeastern British Columbia. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources of British Columbia, Petroleum Geology Open File 2006-02, 20p.
- White, J., 2006. The shale shaker. In: Haines, L. et al. (Eds.), Shale Gas, A supplement to Oil and Gas Investor, 3-6.
- Williams, J. Marcellus Shale-Gas Development and Water-Resource Issues. U.S. Geological Survey, Powerpoint presentation, 23p.

Williams, P., 2006. New shale-gas play unfolding. In: Haines, L. et al. (Eds.), Shale Gas, A supplement to Oil and Gas Investor, 18-20.

Wrightstone, G., 2009. Marcellus Shale – Geologic Controls on Production. Search and Discovery Article #10206, Abstract and Powerpoint presentation, 10p.

Zagorski, W.A., 2011. An overview of Some Key Factors Controlling Well Productivity in Core Areas of the Appalachian Basin Marcellus Shale Play. Search and Discovery Article #110147, Abstract and Powerpoint presentation, 24p.

Zonneveld, J.P., MacNaughton, R.B., Utting, J., Beatty, T.W., Pemberton, S.G., Henderson, C.M., 2010. Sedimentology and ichnology of the Lower Triassic Montney Formation in the Pedigree-Ring/Border-Kahntah River area, northwestern Alberta and northeastern British Columbia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 58, 115-140.

The Halliburton Advantage, The Canadian Montney. Halliburton, Powerpoint presentation, 6p.

#### **Sites internet**

2011. North American shale gas basins, Uncertain forecasts define North America's unconventional rush. <http://www.albertaoilmagazine.com/2011/07/storm-watch/>

NATURALGAS.ORG. <http://www.naturalgas.org/overview/resources.asp>

#### **Cartes**

Puits – Shale d’Utica. Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec.

Commonwealth of Pennsylvania, Bureau of Topographic and Geologic Survey.

Zone avec Potentiel de Gaz de Schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère des Ressources naturelles et de la faune du Québec.