



**Comparaison entre la Formation de Macasty, l'Île d'Anticosti, Québec
et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord**

RAPPORT FINAL

Par

Rudolf Bertrand, D.Sc.

et

Michel Malo, ing.; geo.; Ph.D.

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

Janvier 2015 - Québec

Rapport de recherche 1564

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2015
Tous droits réservés

ISBN : 978-2-89146-894-7 (version électronique)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2018
Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2018

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	4
AVANT-PROPOS	5
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES TABLEAUX	7
1. INTRODUCTION	8
2. GÉOLOGIE RÉGIONALE	9
3. CARACTÉRISATION DE LA FORMATION DE MACASTY ET DE QUELQUES ROCHES MÈRES DU CONTINENT NORD-AMÉRICAIN	11
3.1. Age et contexte tectono-stratigraphique.....	11
3.2. Lithostratigraphie.....	19
3.3. Épaisseur des shales roches mères à hydrocarbures.....	20
3.4. Minéralogie.....	22
3.5. Quantité et nature de la matière organique.....	23
3.6. Hydrocarbures libres et résiduels du kérogène.....	25
3.7. Maturité de ces roches mères.....	27
3.8. Porosité et perméabilité de ces roches mères.....	28
3.9. Nature des hydrocarbures et saturation en eau de la porosité.....	29
3.10. Intensité de la migration primaire.....	29
3.11. Réserves hypothétiques ou probables, production et intensité de l'exploration passée	30
4. CONCLUSION	31
RÉFÉRENCES	32

Résumé

Toutes les roches répertoriées : la Formation de Macasty de l'île d'Anticosti, l'Utica Shale et la Formation de Point Pleasant de l'état de l'Ohio et des états périphériques, le Shale de Marcellus de la même région, le Shale de New Albany de l'Illinois, la Formation d'Eagle Ford du Texas, la Formation de Bakken du Dakota et la Formation de Niobrara du centre-ouest des États-Unis sont des roches mères à hydrocarbures. Elles ont donc toutes quelques caractéristiques communes qui en font des roches mères : 1) ce sont toutes des roches à sédiments fins, généralement dominées par des shales à l'exception de la Formation de Niobrara, crayeuse; 2) elles montrent toutes une minéralogie dont les argiles sont un élément important, minéralogie argileuse dominée par de l'illite et des interstratifiés illite/smectite; 3) ces argiles sont accompagnées de carbonates, de sédiments terrigènes détritiques en teneurs variables, quartz et feldspaths surtout, et de pyrite d'origine diagénétique en teneur assez importante; 4) les teneurs en carbone organique total (COT) et en hydrocarbures libres (S1) et le potentiel résiduel (S2) sont élevés par rapport à d'autres types de roches sédimentaires; 5) le kérogène de ces roches est dominé par un kérogène de Type II; et 6) elles ont atteint un rang de maturité thermique compatible avec une production et une conservation des hydrocarbures (réflectance de la vitrinite ou équivalente, comprise entre 0,5 et 2,0%). Malgré ces caractéristiques communes, aucune roche mère répertoriée ne montre des teneurs ou des compositions qui sont identiques. Les plus gros contrastes entre ces roches mères sont les âges et les contextes tectono-stratigraphiques de leur sédimentation. Les formations de Macasty et de Point-Pleasant, et l'Utica Shale ont sédimenté essentiellement au même moment, il y a 455 Ma, dans le même bassin d'avant-pays durant l'orogénie taconienne en bordure du continent « nord-américain » de l'époque (Laurentia).

Malgré quelques différences dans le détail de la composition minérale, les données répertoriées dans la littérature nous permettent d'affirmer que la roche mère à hydrocarbures formée par les unités stratigraphiques différenciées ou non de l'Utica Shale et de la Formation de Point Pleasant de l'état de l'Ohio et des états limitrophes est tout à fait comparable au shale de Macasty observé en sous-surface de l'île d'Anticosti au Québec. Les principaux points de similitudes sont: 1) l'identité du contexte tectono-stratigraphique, 2) l'âge de ces roches sédimentaires, 3) la teneur, la composition et la maturation de la matière organique, et 4) les teneurs moyennes et maximales en hydrocarbures libres ou résiduels potentiels (S1 et S2).

Avant-propos

Le présent rapport s'adresse au Bureau des changements climatiques (BCC) du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, et de la Lutte contre les Changements climatiques (MDDELCC). Ce rapport a été réalisé suite à un mandat donné par le BCC à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) afin de faire une revue de la littérature pour établir une comparaison de la Formation de Macasty, à l'île d'Anticosti, avec celle de Pleasant Point dans l'état d'Ohio. Cette revue s'inscrit dans le Chantier environnement des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) en voie de réalisation par le gouvernement du Québec. La première ÉES porte sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures au Québec et la deuxième sur l'île d'Anticosti. Le BCC contribuera pour le volet des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Le délai pour réaliser cette synthèse ayant été très court, nous n'avons pas consulté la totalité de la documentation scientifique et technique sur les sujets traités. Nous avons consulté les documents les plus importants. Nous avons également fait des comparaisons avec d'autres roches mères productrices d'huile ou de gaz aux États-Unis.

Le présent rapport a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale annoncée le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

Liste des figures

Figure 1 – Localisation de l'île Anticosti dans le contexte appalachien québécois.....	9
Figure 2 – Stratigraphie, géologie régionale de l'île d'Anticosti et localisation des 20 premiers puits (modifié de Bordet et al., 2008).....	10
Figure 3 – Paléogéographie de l'Amérique du Nord lors de la sédimentation de toutes les roches mères montrées dans le Tableau 1: a) la Formation de Macasty, l'Utica Shale, la Formation de Point Pleasant (Ordovicien), b) le Shale de Marcellus, le Shale de New Albany, les formations de Bakken (Dévonien), et c) d'Eagle Ford et de Niobrara (Crétacé).....	12
Figure 4 – Lithostratigraphie de la plateforme du Québec et des Appalaches de la Gaspésie comparées à la lithostratigraphie composite de la plateforme dans les états d'Ohio, de Pennsylvanie et de New-York du Cambrien au Dévonien montrant la position stratigraphique respective des formations de Macasty et de Point Pleasant, de l'Utica Shale et du Shale de Marcellus.....	19
Figure 5 – Épaisseur des shales roches mères à hydrocarbures (en mètres).	20
Figure 6 – Teneurs en carbonates (calcite ou dolomite) des shales roches mères à hydrocarbures (en %).	21
Figure 7 – Teneurs en argiles des shales roches mères à hydrocarbures (en %).	21
Figure 8 – Teneurs en quartz et feldspaths des shales roches mères à hydrocarbures (en %).	22
Figure 9 – Teneurs en carbone organique total (COT) dans les roches mères à hydrocarbures. ...	23
Figure 10 – Illustrations de la matière organique dispersée trouvée dans la Formation de Macasty.	24
Figure 11 – Illustrations de la matière organique dispersée trouvée dans les roches mères nord-américaines autres que la Formation Macasty.	25
Figure 12 – Teneur en hydrocarbures libres (S1) en kg HC/t roche dans les shales roches mères à hydrocarbures.	26
Figure 13 – Teneur en hydrocarbures potentiel résiduel (S2) en kg HC/t roche dans les shales roches mères à hydrocarbures.	27
Figure 14 – Réflectance de la matière organique dispersée en termes d'équivalent à celle de la vitrinite (R_o %) dans les shales roches mères à hydrocarbures.....	28
Figure 15 – Porosité totale (en %) dans les shales roches mères à hydrocarbures étudiés.	29

Liste des tableaux

Tableau 1 – Compilation des données caractéristiques des roches mères à hydrocarbures nord-américaines étudiées dans ce rapport permettant de comparer la Formation de Macasty à ces autres roches mères..13

1. Introduction

Le BCC a pour mandat d'évaluer les émissions potentielles de GES qui pourraient résulter de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à l'île d'Anticosti. Étant donné que l'exploration pétrolière en est à ses balbutiements sur Anticosti, il est actuellement difficile d'avoir toutes les données requises pour évaluer les émissions de GES.

Le BCC souhaite avoir un avis notamment sur l'analogie géologique entre les formations de Macasty de l'île d'Anticosti et de Point Pleasant en Ohio. Une comparaison avec quelques autres roches mères productrices d'huile de shale en Amérique du Nord est aussi fournie dans ce rapport. La Formation de Point Pleasant en Ohio est un équivalent des roches silicoclastiques à grains fins de l'Utica Shale¹ de l'état de New York. Ce groupe a été reconnu au Québec dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (Globensky, 1993). Les données de la Formation de Point Pleasant peuvent être regroupées ou pas avec celles de l'Utica Shale de la région considérée selon la distinction faite dans les rapports ou les cartes. En effet, les deux unités stratigraphiques sont en partie des équivalents latéraux et certaines données ne sont pas toujours attribuées spécifiquement à l'une ou l'autre de ces formations. Le Shale d'Utica du Québec n'est pas considéré dans les comparaisons de ce rapport car il est passablement différent de l'Utica Shale de l'état de l'Ohio et des environs. Le Shale d'Utica du Québec est beaucoup plus épais que ses équivalents américains (jusqu'à 940 m), plus carbonaté (35% de plus), plus mature (70% des données de réflectance équivalente à celle de la vitrinite comprises entre 2% et 5% : stade à gaz sec) et le contenu en carbone organique est environ deux fois plus bas ($COT_{moyen} = 0,87\%$) (Bertrand et Lavoie, 2006; Bertrand et Thériault, 2010).

¹ Dans le présent document, nous utilisons le vocable anglais Utica Shale pour désigner l'unité lithostratigraphique reconnue en Nouvelle-Angleterre et Shale d'Utica pour son équivalent au Québec.

2. Géologie régionale

Le bassin des îles d'Anticosti et de Mingan est situé dans la partie ouest du Golfe du Saint-Laurent entre le Bouclier canadien au nord et les Appalaches gaspésiennes au sud-ouest (Figure 1).

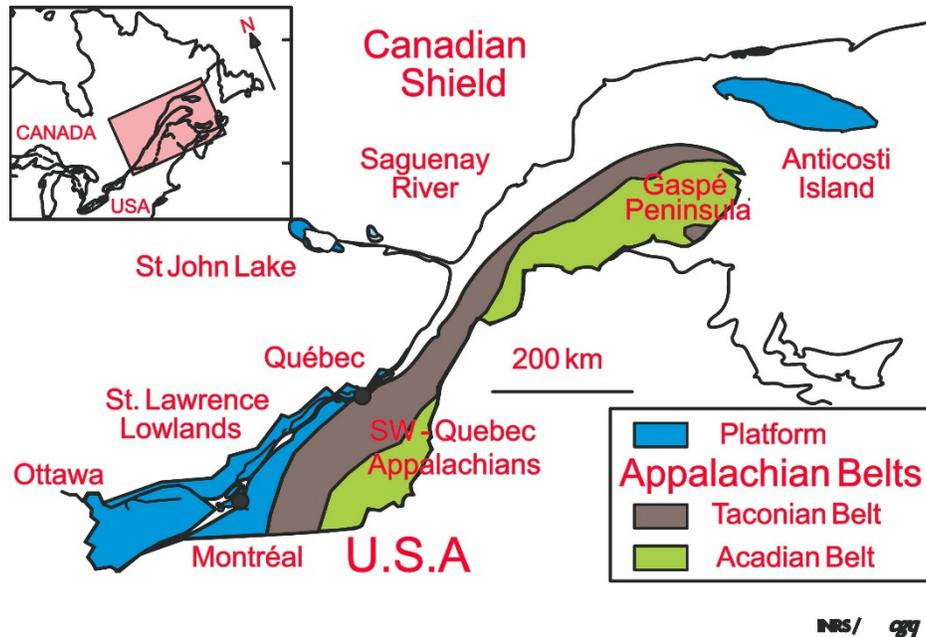


Figure 1 – Localisation de l'île Anticosti dans le contexte appalachien québécois.

Ces roches sont d'âge Ordovicien inférieur à Silurien inférieur (Figure 2a). Elles sont formées d'un ensemble de roches silicoclastiques à grains fins entre deux ensembles carbonatés. L'ensemble carbonaté basal est Ordovicien inférieur et moyen (formations de Mingan et de Romaine). L'autre est Ordovicien supérieur (partie supérieure de la Formation de Vauréal - base de la Formation d'Ellis Bay) à Silurien inférieur (Groupe d'Anticosti: sommet de la Formation d'Ellis Bay et les formations de Becscie, de Gun River, de Jupiter et de Chicotte). Les environnements de dépôts étaient généralement marins peu profonds (Petryk, 1981a et b ; Desrochers, 19812 et b). L'ensemble silicoclastique, de l'Ordovicien supérieur, est synchrone avec le paroxysme de l'orogénie taconienne et représente des milieux de dépôts plus profonds ou plus anoxiques et restreints. Bien que ces mouvements orogéniques aient eu une importance majeure dans les bassins appalachiens proprement dits, ils ont peu perturbé la continuité de la sédimentation à l'emplacement actuel de l'île d'Anticosti. Des hiatus et des érosions intraformationnelles d'importance mineure sont les principaux phénomènes sédimentologiques associés à ces mouvements orogéniques (Riva, 1969; Desrochers, 19812 et b). Toutefois, certaines de ces lacunes dans la sédimentation sont bien antérieures aux mouvements orogéniques principaux, car on en observe dès le tout début de l'Ordovicien moyen.

La succession de l'île d'Anticosti peut être décrite comme une structure homoclinale faiblement inclinée vers le sud-ouest et non plissée (Castonguay et al, 2005), sauf dans l'extrémité sud de l'île (Bordet et al., 2008) (Figure 2b et c). Des plis ouverts de faible amplitude sont reliés à

l'orogénie acadienne (Bordet et al., 2008). La déformation tectonique par des failles d'extension est beaucoup plus significative. Les données de la sismique indiquent que la partie ouest de la plate-forme de l'île d'Anticosti est disséquée par un réseau relativement serré de failles normales d'extension synsédimentaires, pré- et synorogéniques, dont la direction générale est approximativement parallèle à la direction générale de l'île (Lynch et Grits, 2002) (Figure 2b). La faille la plus importante est celle de Jupiter de direction NO-SE (Figure 2b). Elle montre un pendage abrupt vers le SO et elle traverse une bonne partie de l'île. Beaucoup d'autres failles d'extension ont été identifiées. Elles affectent principalement la partie inférieure de la succession (formations de Romaine, de Mingan, de Macasty et la base de la Formation de Vauréal) sans atteindre la surface (Figure 2c). L'analyse détaillée des faciès des formations de Romaine, de Mingan et de Macasty indique clairement des variations d'épaisseur des unités dans le segment sud-ouest de l'île (Figure 2c). Ces variations sont expliquées par le champ d'accommodation accru local lié à l'effondrement synsédimentaire des segments sud-ouest de la plate-forme reliées à l'orogénie taconienne dans un contexte de bassin d'avant-pays (Bordet et al., 2008). Des données géophysiques mettent aussi en évidence des failles plus tardives, plus espacées, de direction N-S. Les rejets de ces dernières peuvent atteindre près de 200 m (Roksandic et Granger, 1981).

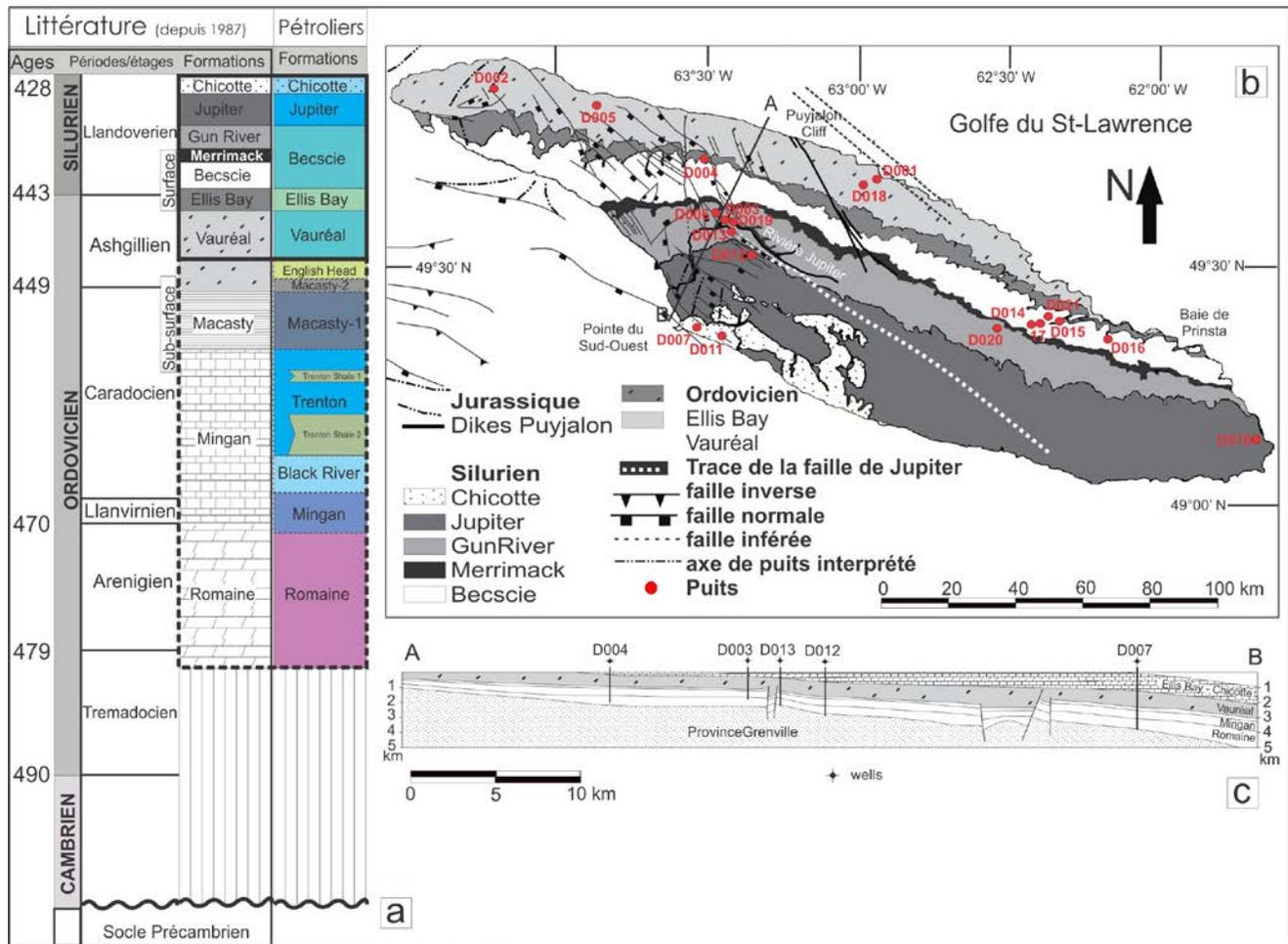


Figure 2 – Stratigraphie, géologie régionale de l'île d'Anticosti et localisation des 20 premiers puits (modifié de Bordet et al., 2008).

3. Caractérisation de la Formation de Macasty et de quelques roches mères du continent nord-américain

3.1. Age et contexte tectono-stratigraphique

La sédimentation de la Formation de Macasty s'est poursuivie sur une période d'environ 5 millions d'années (Ma), entre 450 et 455 Ma, dans un environnement tectono-sédimentaire de bassin d'avant-pays durant l'orogénie taconienne (Figure 3a; Tableau 1). L'intervalle de temps couvert par cette formation varie d'une partie à l'autre de l'île mais est supposément contenue dans un intervalle de 5 Ma (Tableau 1). La base de la formation est plus jeune dans la partie centrale au niveau des puits LGCP et NACP. La formation y est d'ailleurs plus mince (25 et 42 mètres). Un hiatus ou une discordance est situé entre 4 à 12 mètres au-dessus de sa base (Riva, 1969). Dans l'est, la sédimentation de cette formation se poursuit un peu plus longtemps que dans l'ouest (Riva, 1969 ; Achab, communication personnelle).

L'unité stratigraphique de la Formation de Point Pleasant s'est sédimentée approximativement à la même époque dans la prolongation ouest du même bassin d'avant-pays taconien (Fig. 3a). Les côtes le long desquelles sédimentaient les unités stratigraphiques de l'Utica Shale, des formations de Point Pleasant Formation et de Macasty étaient situées dans l'hémisphère sud de la planète sur les bords de l'océan Iapetus alors qu'approchaient de Laurentia des îles en arc volcanique et/ou des microcontinents. L'océan Iapetus était en voie de fermeture. Les sédiments du Shale de Marcellus se sont aussi déposés dans un environnement d'avant-pays, mais cette fois-ci beaucoup plus tard, lors de l'orogénie acadienne (Figure 3b). Les côtes le long desquelles sédimentaient la Marcellus Formation étaient situées aussi dans l'hémisphère sud de la planète dans une mer plus fermée en contact avec l'océan Iapetus.

Les unités stratigraphiques du Shale de Marcellus, du Shale de New Albany et de la Formation de Bakken se sont sédimentés 70 à 100 Ma après celles des formations de Macasty et de Point Pleasant, et de l'Utica Shale dans une période s'étendant du Dévonien médian au Dévonien tardif, entre 385 et 354 Ma (Figure 3b). Les dépôts du Shale de New Albany et de la Formation de Bakken ont sédimenté approximativement à la même époque que ceux du Shale de Marcellus Shale, mais plus loin de la bordure du continent, dans des environnements tectono-sédimentaires de bassins intracratoniques, soit les bassins d'Illinois, au sud du continent d'alors, et de Williston respectivement, au nord du continent d'alors (Figure 3b). Comme à l'époque de la sédimentation des unités stratigraphiques des formations de Macasty et de Point Pleasant, et de l'Utica Shale lors de l'orogénie taconienne, le continent nord-américain d'alors, appelé Laurentia, était basculé de près de 90° dans le sens horaire par rapport à sa position actuelle.

Les formations d'Eagle Ford et de Niobrara ont sédimenté beaucoup plus récemment, soit durant le Crétacé tardif entre 82 et 98 Ma (Tableau 1). Le continent avait alors une orientation similaire à celle d'aujourd'hui dans l'hémisphère nord. Il était situé à une latitude un peu plus basse qu'aujourd'hui. Ces deux formations ont sédimenté dans ce qui est appelé le Corridor marin de l'Ouest (Western Interior Seaway) (Figure 3c). Ce corridor traversait l'Amérique du Nord de l'Océan Arctique jusqu'au au Golfe du Mexique. Les sédiments de la Formation d'Eagle Ford se déposaient sur la plateforme qui faisait face au Golfe du Mexique. La Formation de Niobrara sédimentait sur la plateforme dans le *Western Interior Seaway* qui formait le bassin d'avant-pays par rapport à l'orogénie de Laramide (Figure 3c).

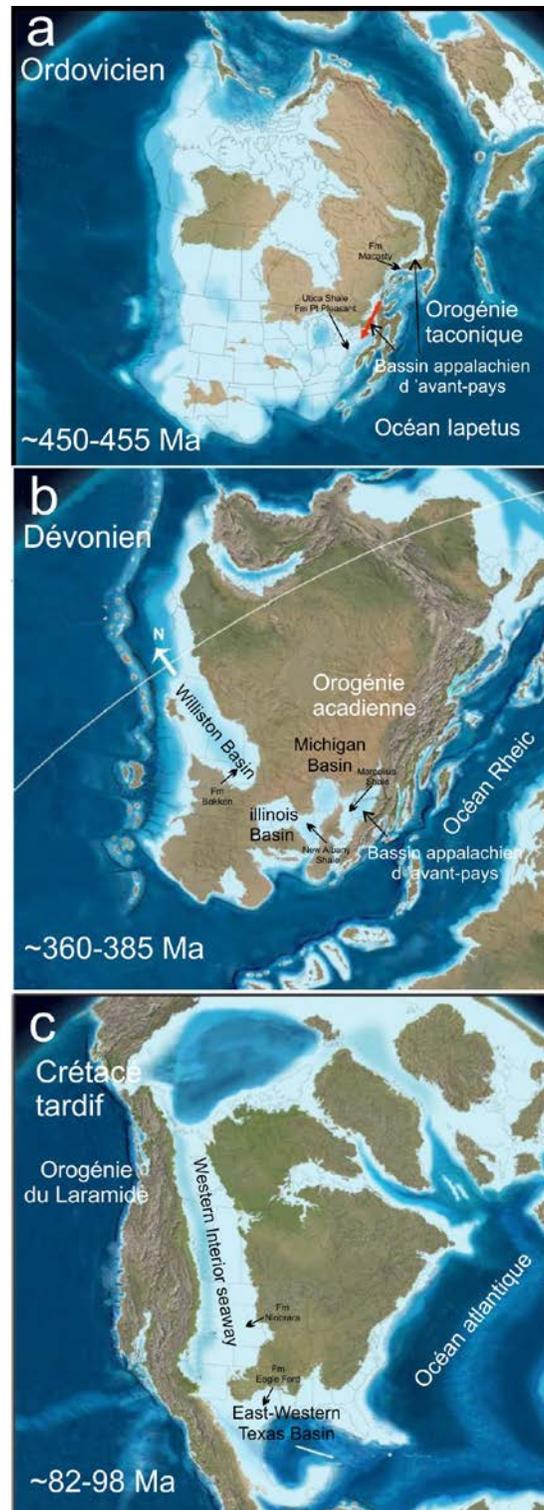


Figure 3 – Paléogéographie de l'Amérique du Nord lors de la sédimentation de toutes les roches mères montrées dans le Tableau 1: a) la Formation de Macasty, l'Utica Shale, la Formation de Point Pleasant (Ordovicien), b) le Shale de Marcellus, le Shale de New Albany, les formations de Bakken (Dévonien), et c) d'Eagle Ford et de Niobrara (Crétacé).

Tableau 1 – Compilation des données caractéristiques des roches mères à hydrocarbures nord-américaines étudiées dans ce rapport permettant de comparer la Formation de Macasty à ces autres roches mères. Ce tableau n'est pas le résultat d'une compilation exhaustive de la littérature sur le sujet; les cases vides dans le tableau sont dues à l'absence de données dans la littérature consultée.

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Région/ province/ état	Québec Île Anticosti	Ohio-Pennsylvanie- Virginie de l'Ouest-NY	Ohio-Pennsylvanie- Virginie de l'Ouest-NY	Illinois, Indiana, Kentucky, Tennessee	Montana, Dakota du Nord, Saskatchewan et Manitoba	Texas	Wyoming- Colorado- Nebraska
Province géologique	Bassin d'Anticosti	Bassin Appalachien	Bassin Appalachien	Bassin Illinois	Bassin du Williston	East-Western Texas & Maverick basins- Western interior seaway	Corridor intérieur de l'Ouest- Western interior seaway
Age- période- étage	Ordovicien supérieur/Caradocien supérieur/Mohawkie n-Edenien/Katien inférieur	Ordovicien supérieur/Caradocien supérieur/Mohawkien- Edenien/Katien inférieur	Dévonien moyen	Dévonien supérieur Mississippien	Dévonien supérieur Mississippien inférieur	Crétacé supérieur – Cénomaniens moyen supérieur	Crétacé supérieur – Cénomaniens Santonien
Age (Ma)	442-448 thèse/ 450-455	455	385	359-370	354-370	87 – 98	82-87
Contexte tectono- stratigraphique	Bassin d'avant-pays taconien	Bassin d'avant-pays taconien-bordure de plateforme	Bassin d'avant-pays acadien-bordure de plateforme	Bassin intracratonique - épicontinental de plateforme	Bassin épicontinental de plateforme	Intérieur et bordure de plateforme- marge passive	Bassin d'avant pays Orogenèse du Laramide

Comparaison entre la Formation de Macasty et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Pente générale des strates	3° sud-ouest	Sud-est	Sud-Est	Bassin circulaire	Bassin circulaire	1° Sud- Est	Bassin circulaire
Lithologie	Claystones et siltstones bitumineux, carbonatés, graptolitiques noirs avec quelques niveaux de conglomérats à fragments de calcaires de la Formation de Mingan sous-jacente	Shales calcaireux, gris clair à noir riches en matière organique (MO) (Utica) interstratifiés de quelques calcaires-Calcaires gris clair à noir, interstratifiés de shales bruns à noir riche en MO et quelques coquinas à brachiopodes.	Sept membres : Shales noirs, shale calcaireux, calcaires fossilifères, calcaires gréseux, grès	Shales bruns, noirs riche en MO (65 – 85%) et vert interstratifiés de quelques lits de dolomie et de grès	Shales riches en MO d'environnements anoxiques, dolomies silteuses supratidales, grès, siltstones et calcaires. Trois membres : inf. de shale, moy. de dolomie, sup. shale	Shale calcaireux fossilifère riche en MO et foraminifères . Calcaire mudstone, packstone grainstone partie médiane de la formation.	Craies interstratifiés de marnes – Shale calcaireux & marnes riche en MO (75%) et grès et siltstones (25%)
Épaisseur	49 m (13-173m) 45 m (13-104 m)	Utica: 30-210 m Pt Pleasant: <35-120 m Ohio : total 40-110 m	NY: max 180 m 30 m (0 -152 m)	6 - 140 m	45 m (0 – 70 m)	100 m (40 – 170 m)	370 m (270 – 550 m)
Teneur en carbonate	24% (Bertrand 1987 sur 121 m) (entre 12-27%) 20% (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 2-48%) Autres : 11% (1-23%)	Utica-NY: 12% (3-25%) Pennsylvanie: 8% Ohio: 43% (15-78%) Pt Pleasant – NY: 44% (36-55%) Penn : 18% Ohio: 53% (40-94%)	PA : 15 - 20%	22% (0 – 83%) Surtout dolomite	5% (2 – 8%) surtout dolomite Autres, pyrite surtout : 6% (2 – 12%)	60% (5 – 95%)	

Comparaison entre la Formation de Macasty et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Teneur en argile	30% (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 18-51%)	Utica-NY: 33% (24-41%) Pennsylvanie : 40% Ohio: 39% (15-53%) Pt Pleasant – NY: 26% (19-40%) Pennsylvanie: 29% Ohio: 25% (3-35%)	22-32%	44% (12 – 79%)	44% (3- 87%)	25% (10 – 100%)	
Teneur en quartz et feldspaths	46% (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 24-67%)	Utica-NY: 55% (51-61%) Pennsylvanie: 52% Ohio: 18% (2-41%) Pt Pleasant – NY: 30% (15-38%) Pennsylvanie: 52% Ohio: 22% (3-27%)	33-49% Autre min. 13%	32% (5 – 65%)	45% (3 – 86%)	15% (5 – 50%)	
Type argiles	50%illite, 7%chlorite, 41%illite/smectite, 2% chlorite/smectite	Illite-muscovite 75%, kaolinite 25%	Illite & inters. illite smectite (80%) /chlorite (5%) / Kaolinite (5%)	Illite surtout, inters. Illite /smectite, chlorite mineure	Illite surtout, interstratifiés illite/smectite		
COT moyen	3,48% (th)/3,92% autre	2,8% : base Utica 2,5-3% Pt Pleasant : 2,78% (Ohio) Équivalent Pt. Pleasant : 1- 2% NY Utica : 1,68% PA Pt. Pleasant: 2,05% PA	PA: 2,5% - 4,9 %	(6 - 8%)	10 – 16%	1,34% - 4,22%	Varie entre 1,85% et 2,6%

Comparaison entre la Formation de Macasty et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Variation COT	2,7-4,1% (Th) (0,5-7% Lavoie 2009); 0,2-8,2% autre	Maximum : 7,3% Minimum : 0,3% Pt Pleasant : (max 4,85%) Ohio Utica : max 2,09% PA Pt. Pleasant: max 2,38% PA	PA : 0,8% - 13% COT original avant maturation jusqu'à 46% volume roche	En général : (0 - 16%). Max 20%	6,0 – 19,5% Max : 1 – 35%	0,02 – 9,9% Max : 15%	(0,85 – 3,4%) Max : 8,0%
Nature MO	>80% amorphinite d'origine algaire, <15% zooclastes (surtout graptolites et rars chitinozoaires), acritarches, migrabitume (<5%) – Type II	>80% amorphinite avec protobitume - alginite, <10% zooclastes (graptolites) de photo dans K. M. Carter Type II - I	PA : inertinite 84%/bitume solide 6%/amorphe 2%/alginite 2%/ vitrinite 1%/spores plantes- surtout Type III & Type I	Inertinite, vitrinite, amorphinite, alginite - tasmanites, spores Type II et III et intermédiaire	Bituminite- amorphinite (85 – 100%) alginite (0 – 15%). Type I et II surtout, localement type III	Type I et II surtout – vitrinite bitume solide	40 < IH < 712 mg H/g COT Type II et type III
Hydrocarbures (HC) libre en place (S1)	2,0 kg HC/t roche (0,3-10,3 kg HC/t roche)	Maximum : 6,9 kg HC/t roche (0,5 – 4,5 kg HC/ t Rx	Max moyen 4 kg HC/t roche Local 15 kg/t Rx	0,4 – 17,5 kg HC/t Rx	4 – 15 kg HC/ t Rx Max : 25 Kg HC/t Rx	0,1 – 8.8 kg HC/t Rx	2 kg HC/t Rx (0,2 – 2.0 kg HC/t Rx)
Potentiel résiduel du kérogène en HC (S2)	12,5 kg HC/t roche (0,4-54,7 kg HC/t roche(Rx))	2,5 – 30 kg HC/t Rx Maximum : 53,5 kg HC/t Rx	Rx (0,5 – 7.0 kg HC/t Rx) Max 45-63Kg HC/t	18 kg HC/t Rx (4 – 42 kg HC/t Rx) Max : 86 kg HC/t Rx	40 – 160 Kg HC/ t Rx	0,1 – 58,6 kg HC/t Rx	0,2 – 8Kg HC/t Rx – Max : 29 kg HC/t Rx
Maturité thermique	Moyenne avec ARCO : 1,03% R _o (0,73-2,47%) Moyenne sans ARCO : 0,92% (Enfouissement maximum Dévonien Inf.)	0,58-1,93 % (basé Rock Eval et CAI) 80% du territoire inférieure à 1,1% R _o (enfouissement maximum Dévonien sup. 360Ma, Mississippien 300 Ma)	PA : 0,6% - 3,4% Ohio : 0,6 – 3,4% Moyenne : 3% R _o T _{max} : 435-440, max 550 Enfouissement max. au Permien	0,6 – 0,7% R _o (0,4 – 1,5%)	1,1 – 1,2% R _o (0,5 – 2,2%) T _{max} moy. : 440 – 445 °C max : 550°C	1,04% R _o (0,45 – 1,22%)	R _o (0,6 – 1,35%) Enfouissement max : 24 Ma (Néogène) FHP : 67 – 72 Ma

Comparaison entre la Formation de Macasty et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Porosité totale	5% (2,3 - 8,8%)	4-8% Utica : 3-5% Pt Pleasant : 4-7%	7,4 – 16,6%	3% (1,5 – 4,5%)	5%		3,4 – 6,8%
Porosité effective	3,8 (1,8 – 6,9%)						1,5 – 5,0%
Perméabilité	134 nD (59 -280 nD)	<0,1 mD			0,04 mD		
Nature porosité	Organique importante	Organique importante	Surtout dans la MO	Forte corrélation avec COT			
Saturation en gaz	40% (25 – 57%)						
Saturation en huile	24% (6 – 35%)						
Saturation en eau	36% (12 – 67%)	Pt. Pleasant : 5-20% Utica : 40-60% Pt Pleasant : 15-30%					95 – 99%
Réserve probable HC	33-46 BBO (th)	980 MMB huile 208Mbcondensats 38TCF gaz	189 BBO 16 TCF gaz	2-24 BBO Initiale : 11,5BBO	167 MMBO(10-400 MMBO) 24-30 BBO (1- 50%) récupérable	6,3 BBO 343 TCF	103 BBO (62 – 150 BBO) 62BCFgaz (35 – 100)
Production huile	0	Depuis 1884; 1,67 milliard barils équivalent huile, 1/3 huile, 2/3 gaz 2014 : 10 MMBO &350 BCF gaz		4,0 BBO	Produit depuis 2000. 250 MMBO en 2012 Dakota : 1,6BBO depuis 2000		

Comparaison entre la Formation de Macasty et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord

Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation
Nombre de puits dans la région	31	250 000			Environ 7000		
Migration primaire	faible	Faible (Utica)-modérée (Pt-Pleasant)	faible		modérée	faible	faible
Sources d'information	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 16, 18, 19, 22, 27, 28, 29, 34, 46, 47, 54, 56, 57, 60, 67, 68, 73, 88	15, 17, 25, 32, 33, 36, 37, 39, 40, 41, 50, 60, 64, 66, 75, 76, 78, 79, 87, 88, 89, 90, 91, 93	35, 51, 55, 63, 75, 86, 92	21, 24, 26, 38, 43, 44, 58, 61, 62, 75, 78	1, 48, 49, 52, 71	65, 94	23, 31, 52, 53, 82, 83
Description	Formation Macasty	Utica Shale et Point Pleasant Formation	Marcellus Shale	New Albany Shale	Bakken Formation	Eagle Ford Formation	Niobrara Formation

3.2. Lithostratigraphie

La Figure 4 compare les colonnes stratigraphiques des divers bassins sédimentaires du Québec. Elle les compare avec une colonne simplifiée de la stratigraphie composite des états d'Ohio, de Pennsylvanie et de New York. Cette figure montre que la Formation de Point Pleasant de l'état d'Ohio est un équivalent stratigraphique de la partie supérieure du Groupe de Trenton et de l'Utica Shale des états voisins de Pennsylvanie et de Virginie et de l'ouest de l'état de New York. Elle montre aussi que les unités stratigraphiques de l'Utica Shale et de Point Pleasant seraient un peu plus vieilles à essentiellement contemporaines avec la Formation de Macasty. Les roches de ces trois unités stratigraphiques seraient aussi un peu plus vieilles que le Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et les formations de Billings et de Pointe Bleue qui reposent plus loin sur le Bouclier canadien et qui sont de nature intracratoniques. L'Utica Shale des vallées de l'Hudson et la Mohawk de l'est de l'état New York, c'est-à-dire à l'est des Monts Adirondack, a été corrélé au Shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent (Globensky, 1993) même s'il n'est pas en continuité stratigraphique latérale.

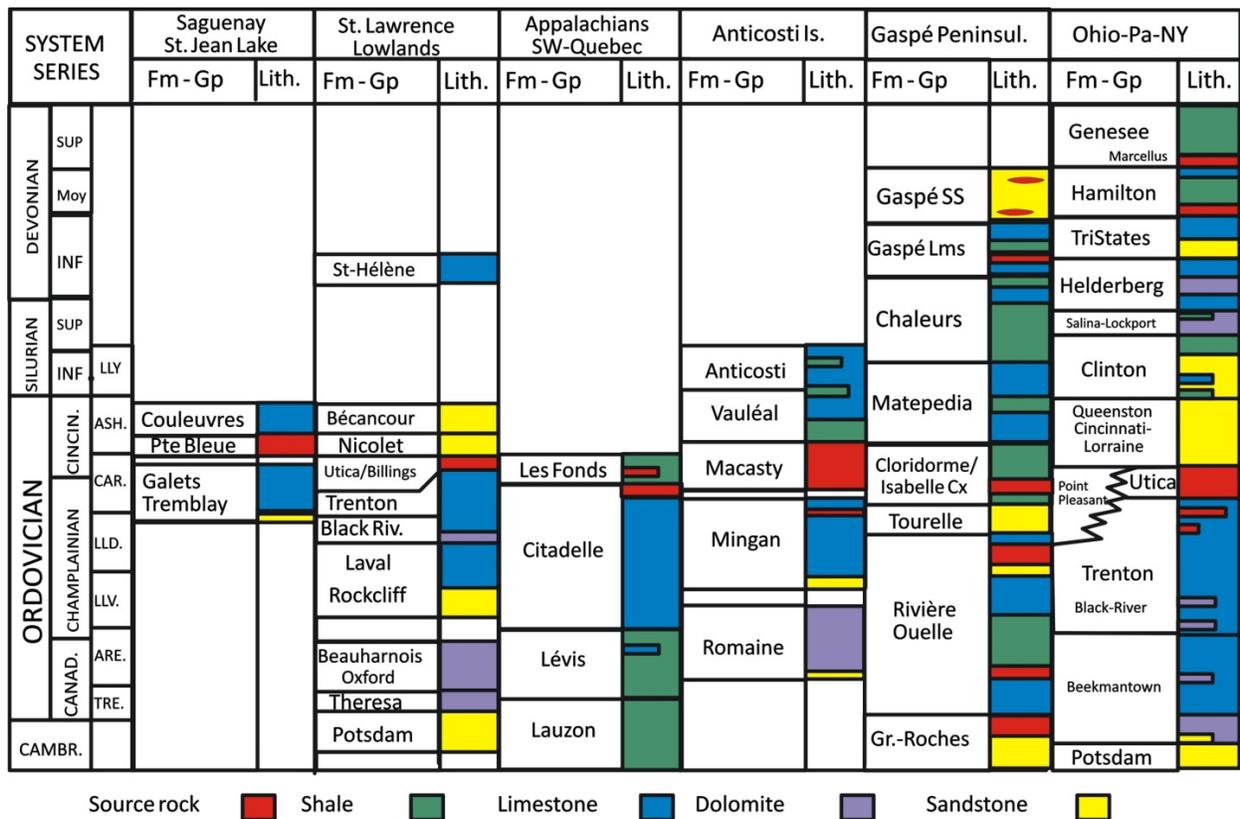


Figure 4 – Lithostratigraphie de la plateforme du Québec et des Appalaches de la Gaspésie comparées à la lithostratigraphie composite de la plateforme dans les états d'Ohio, de Pennsylvanie et de New-York du Cambrien au Dévonien montrant la position stratigraphique respective des formations de Macasty et de Point Pleasant, de l'Utica Shale et du Shale de Marcellus.

D'autre part le Shale de Marcellus n'a aucun équivalent du même âge au Québec. Cette unité

s'est formée beaucoup plus tard au Dévonien tardif. Elle serait même plus jeune que les calcaires de la Brèche de l'Île Sainte-Hélène des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les shales du Marcellus se seraient sédimentés après les Grès de Gaspé de la péninsule gaspésienne qui sont du Dévonien inférieur et moyen. Cette période correspond à la période érosive des roches appalachiennes durant l'orogénie acadienne.

3.3. Épaisseur des shales roches mères à hydrocarbures

La Figure 5 illustre les valeurs moyennes et les variations d'épaisseur des formations montrées dans le Tableau 1. À l'exception de la Formation de Niobrara, dont l'épaisseur moyenne et l'épaisseur maximale sont beaucoup plus élevées, toutes les autres shales roches mères à hydrocarbures rassemblées dans le Tableau 1 montrent des épaisseurs comparables. Les épaisseurs maximales sont toutes inférieures à 210 m. Toutefois, les épaisseurs moyennes sont bien inférieures à cette valeur. À l'exception de la Formation d'Eagle Ford, dont l'épaisseur moyenne serait d'environ 100 m, les épaisseurs moyennes des formations dévoniennes et ordoviciennes varient entre 30 et 50 m. Même si nous n'avons pas ces données pour l'Utica Shale dans la région étudiée de l'Ohio et des états limitrophes et la Formation de Point Pleasant, les valeurs maximales et minimales de ces dernières unités stratigraphiques sont tout à fait similaires à celles de la Formation de Macasty.

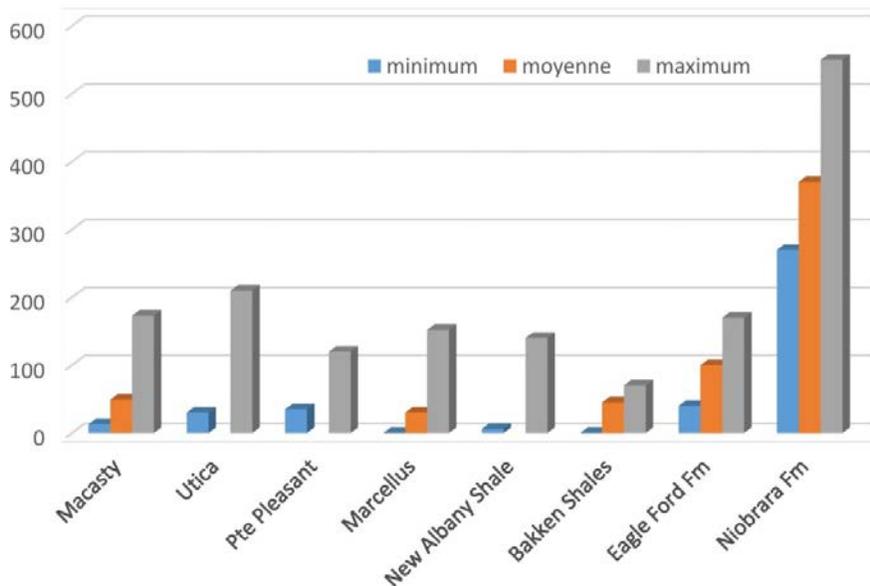


Figure 5 – Épaisseur des shales roches mères à hydrocarbures (en mètres).

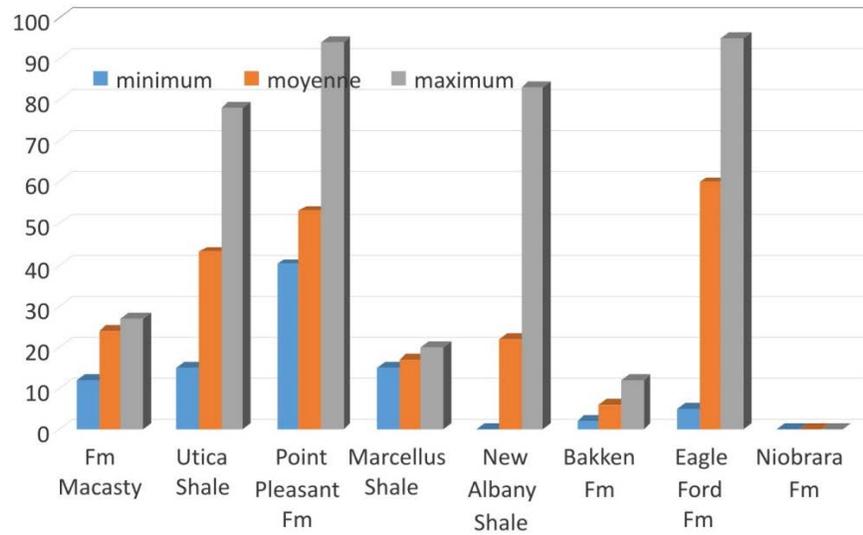


Figure 6 – Teneurs en carbonates (calcite ou dolomite) des shales roches mères à hydrocarbures (en %).

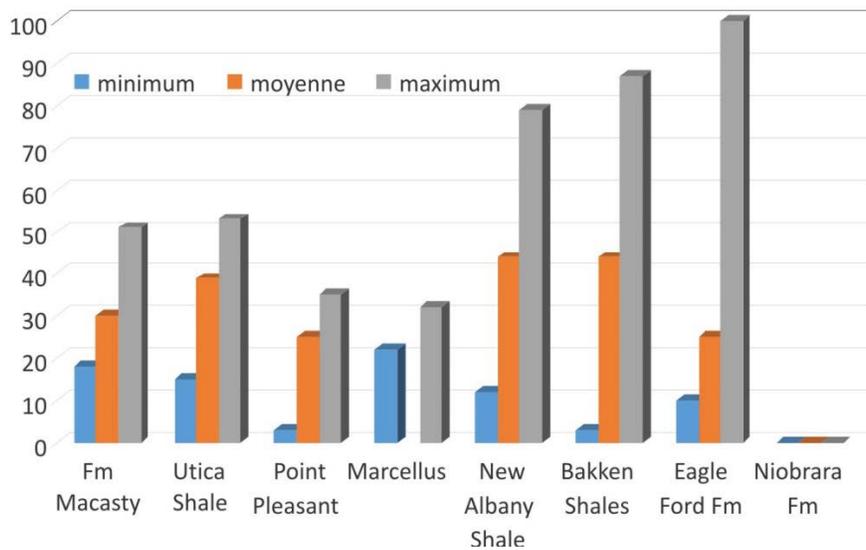


Figure 7 – Teneurs en argiles des shales roches mères à hydrocarbures (en %).

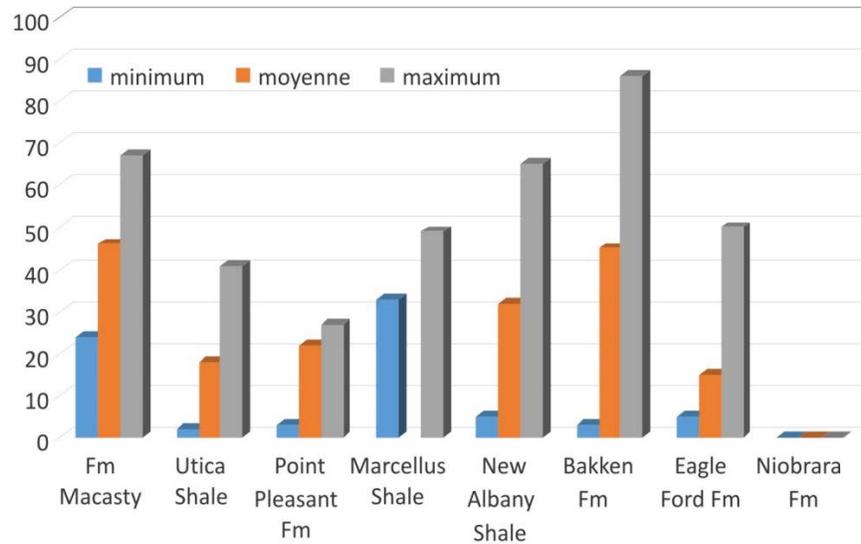


Figure 8 – Teneurs en quartz et feldspaths des shales roches mères à hydrocarbures (en %).

3.4. Minéralogie

Les Figures 6, 7 et 8 illustrent la composition minéralogique des mêmes unités de roches mères à hydrocarbures dont les valeurs sont rassemblées dans le Tableau 1. Toutefois, les Figures 6, 7 et 8 n'utilisent que les pourcentages minéralogiques qui se rapportent aux analyses qui ont été faites dans des puits localisés dans l'état de l'Ohio. Les données provenant des états de New York et de Pennsylvanie ne sont pas illustrées dans la Figure 6 même si elles sont montrées dans le Tableau 1.

La Figure 6 montre que les quatre unités stratigraphiques de bassin d'avant-pays appalachien (Macasty, Utica, Point Pleasant et Marcellus) contiennent environ 17 ou 53% de carbonates. Seule l'unité de bordure de plateforme ou intracratoniques d'Eagle Ford peut en contenir encore plus. Le Bakken n'en contient presque pas et nous n'avons pas de données pour la Formation de Niobrara.

Les quatre formations de bassin d'avant-pays appalachiens (Macasty, Utica, Point Pleasant et Marcellus) contiennent beaucoup moins d'argiles que les formations d'origine intracratonique ou intérieur de plateforme (New Albany, Bakken et Eagle Ford) (Figure 7), ce qui est avantageux pour la production d'hydrocarbures.

Les pourcentages de fraction terrigène non argileuse (quartz et feldspaths) diffèrent également dans les formations du Tableau 1 (Figure 8). On remarque en effet que l'Utica Shale de l'Ohio et le Point Pleasant ont des pourcentages en fraction terrigène légèrement inférieurs par rapport aux autres formations. Cette fraction non argileuse est remplacée par une plus grande proportion de carbonates (Figure 6). Il s'agit d'un autre avantage que possèdent les unités de Macasty, d'Utica Shale et de Point Pleasant car elles seront plus facilement fracturables.

Des données sur la composition minéralogique des argiles ont été trouvées pour six des sept roches mères étudiées : les formations de Macasty, de Point Pleasant, de Marcellus et les shales de New Albany, de Bakken et d'Utica (Tableau 1). Mis à part celles portant sur le Macasty, ces

données sont partielles, assez générales et difficilement représentables sur un graphique. Toutefois, une minéralogie essentiellement dominée par l'illite et les interstratifiés illite-smectite est le principal point commun à toutes ces roches mères. Des quantités mineures de chlorite sont trouvées dans certaines unités (Macasty, New Albany) et de la kaolinite dans d'autres (Utica, Point Pleasant, Marcellus). À notre avis, la présence de kaolinite est suspecte, car ce genre de roches ne provient pas d'environnements typiques à la formation de kaolinite sauf s'il y a altération hydrothermale. Aucune ressemblance ou différence ne pouvant être faite entre ces roches mères à partir de la minéralogie des argiles, l'analyse de la minéralogie des argiles dans ce rapport n'est pas poussée plus loin.

3.5. Quantité et nature de la matière organique

La Figure 9 illustrent les teneurs en carbone organique total (COT) du Macasty et des quelques roches mères à hydrocarbures du continent nord-américain choisies. Les teneurs minimum, moyenne et maximum sont illustrées.

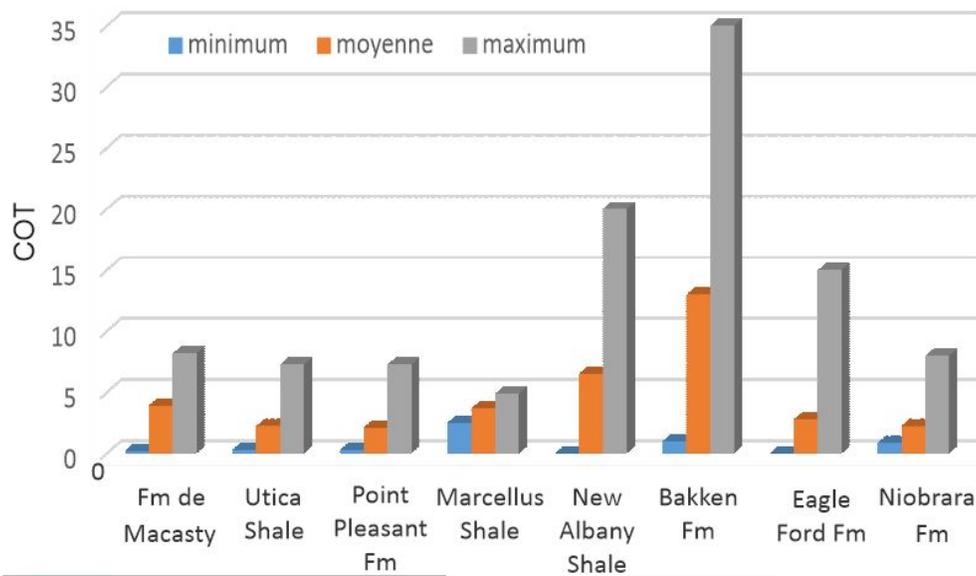


Figure 9 – Teneurs en carbone organique total (COT) dans les roches mères à hydrocarbures.

Cette figure montre que le Macasty, l'Utica Shale, le-Point Pleasant et le Marcellus contiennent des quantités de carbone organique similaires, dont les valeurs moyennes varient entre 2 et 4%. Le Macasty serait légèrement plus riches que les autres roches mères qui montrent des teneurs en COT beaucoup plus variables et surtout des teneurs maximales considérablement plus élevées que les formations appalachiennes. Une valeur maximum de 35% de COT est rapportée dans le Bakken (Figure 9). Toutefois, à l'exception des shales du New Albany et du Bakken, qui montrent des teneurs en carbone organique plus élevées, les teneurs moyennes en carbone organique ne sont pas plus élevées dans les formations d'Eagle Ford ou de Niobrara.

Les différences d'âge importantes entre les roches mères se reflètent sur la composition de la

matière organique qu'elles renferment, et conséquemment sur la composition des hydrocarbures qu'elles devraient générer. En effet, même si les descriptions pétrographiques des kérogènes de ces roches mères indiquent une nette dominance de la matière organique amorphe dans tous les cas (amorphinite, bituminite) (Figures 10 et 11), les composants secondaires identifiés sont de natures très différentes en fonction des âges des unités stratigraphiques. La matière amorphe ou amorphinite, si on est pétrographe organicien plutôt que palynologue, réfère à de la matière organique floconneuse (Figure 10) et sans forme identifiable, plus ou moins mesurable en réflectométrie, probablement résultant de la décomposition partielle de phyto- ou zoo-organismes originaux par des bactéries durant ou peu après la sédimentation. Dans les formations ordoviciennes de Macasty (Figure 10), du Shale d'Utica (Bertrand, 1991) et de Point Pleasant, on trouve des algues et des zooclastes marins benthiques et planctoniques comme des acritarches (qui entrent dans les alginites), des graptolites (protéine surtout), des chitinozoaires, et des

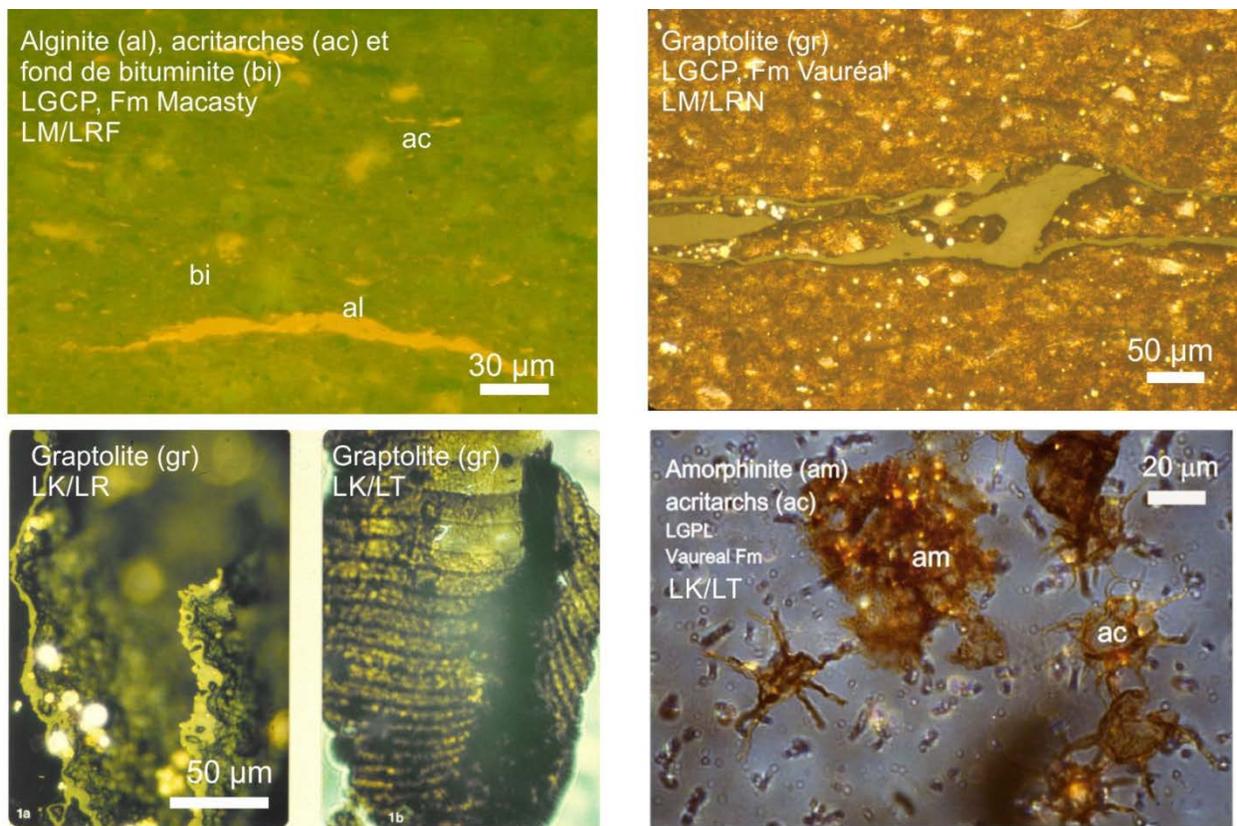


Figure 10 – Illustrations de la matière organique dispersée trouvée dans la Formation de Macasty.

scolécodontes. Dans les formations dévoniennes, on rapporte plutôt des algues tasmanites (alginite) et des spores (sporinite), de la vitrinite et de l'inertinite (Figure 11), les trois derniers étant tous des macéraux d'origine continentale. Ces types d'organoclastes n'existaient pas à l'Ordovicien avant l'apparition sur les continents des plantes supérieures et vasculaires à la fin du Silurien. Quant aux formations d'Eagle Ford et de Niobrara, en plus de la présence de pyrobitume et de vitrinite (Figure 11), l'abondance de foraminifères calcaires ou de coccolites (Tableau 1), assez nombreux pour former des craies, considérant la matière organique que ces organismes

devaient contenir, fait encore plus contraste avec les formations ordoviciennes et dévoniennes comme contributeur potentiel au kérogène. Aucun de ces types d'organismes n'existait à l'Ordovicien et au Dévonien.

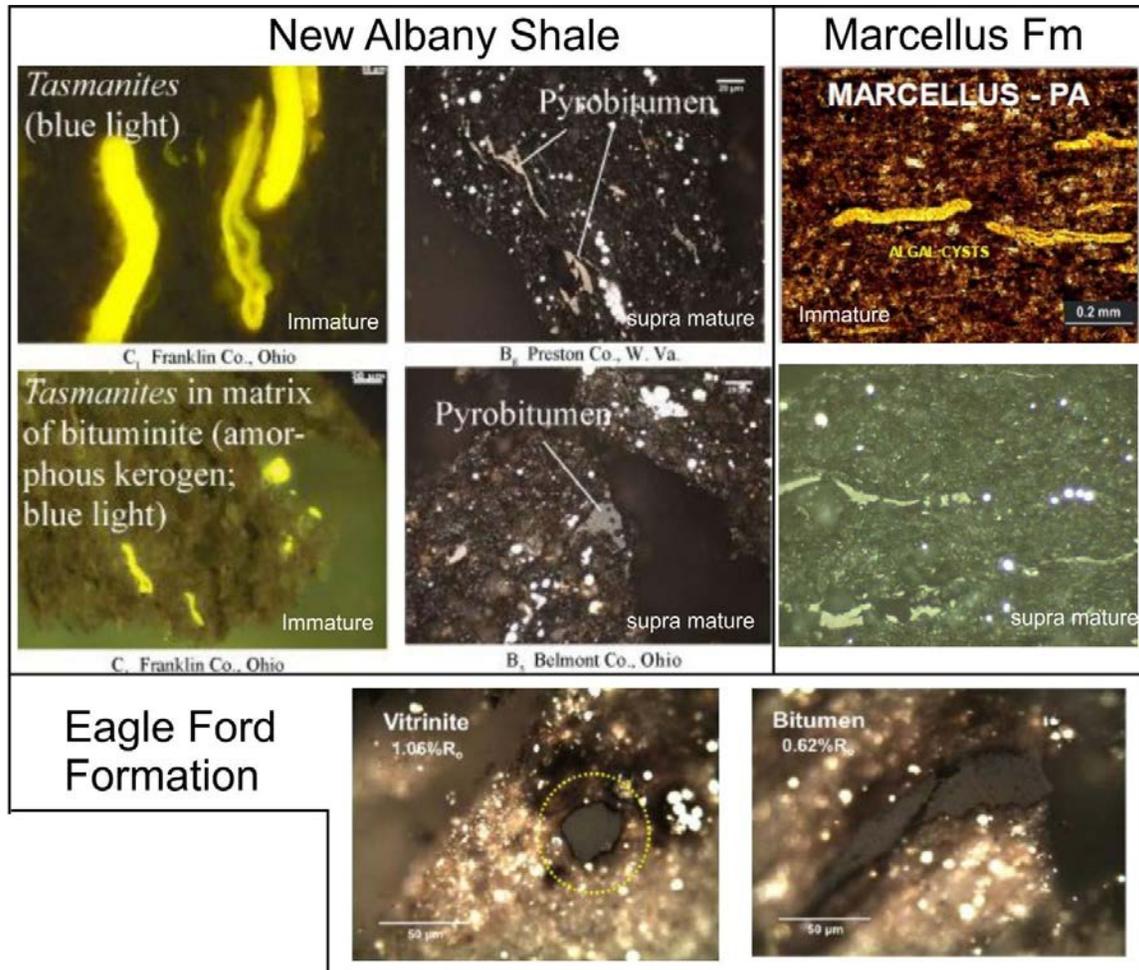


Figure 11 – Illustrations de la matière organique dispersée trouvée dans les roches mères nord-américaines autres que la Formation Macasty.

3.6. Hydrocarbures libres et résiduels du kérogène

Les hydrocarbures libres et résiduels du kérogène sont des données obtenues par la pyrolyse d'échantillons de roches ou de déblais de forage selon la méthode proposée par Espitalié et al. (1977). La description de cette méthode est reprise dans plusieurs ouvrages sur la pétrographie de la matière organique (Taylor et al. 1998) ou de géochimie (Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995) et très couramment utilisée pour caractériser les roches mères par l'industrie pétrolière.

Les hydrocarbures libres (S1) représentent la quantité d'hydrocarbures déjà formés par maturation thermique dans la roche. C'est la quantité d'hydrocarbures qui est vaporisée par la chaleur du four de l'appareil Rock Eval sous forme de gaz avant que la pyrolyse proprement dite

du kérogène contenu dans la roche s'effectue, soit à moins de 250°C. Ce sont les seuls hydrocarbures qui sont accessibles par la fracturation hydraulique de la roche ou par d'autres méthodes qui n'impliquent pas la pyrolyse de la roche. Les hydrocarbures résiduels (S2) sont les hydrocarbures que pourraient produire le kérogène de la roche si celle-ci mûrirait naturellement par augmentation de la température en fonction du temps avec l'enfouissement. Ces hydrocarbures ne sont pas accessibles sauf par la pyrolyse artificielle de la roche dans des fourneaux appropriés.

Une roche mère est qualifiée de médiocre à bonne si le pic S1 du pyrogramme indique des valeurs comprises en 0,2 et 1 kg d'hydrocarbures (HC)/ tonne (t) de roche (Rx). La roche mère est de très bonne qualité si elle contient plus de 1 kg HC/t Rx (Hunt, 1995). Le Macasty est la seule formation pour laquelle nous avons la teneur moyenne en HC libres (2 kg HC/t Rx) (Bertrand, 1987 et autres données confidentielles), valeur qui en fait une excellente roche mère (Figure 12). Cette teneur est cependant très variable. Dans le Macasty, elle est comprise en 0,3 et 10,3 kg HC/t Rx (Tableau 1). Dans les autres unités stratigraphiques regardées, nous n'avons trouvé dans la littérature que les valeurs du minimum et du maximum de contenu en HC libres. Les contenus minimum sont tous semblables et généralement à la limite d'une roche mère médiocre (< 0,2 kg HC/t Rx). Le contenu maximum en HC libre est rapporté dans le Bakken (Tableau 1 : 25 kg HC/t Rx). Le Macasty se trouve dans la bonne moyenne de ces roches mères. Elle serait de qualité supérieure à l'Utica - Point Pleasant indifférenciés et aux formations d'Eagle Ford et de Niobrara (Figure 12).

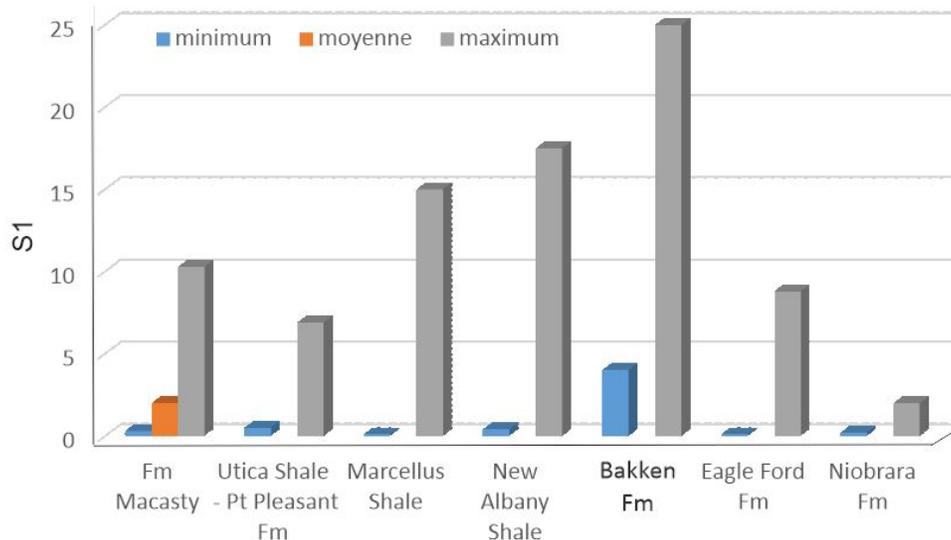


Figure 12 – Teneur en hydrocarbures libres (S1) en kg HC/t roche dans les shales roches mères à hydrocarbures.

Une roche mère est qualifiée médiocre si le pic S2 du pyrogramme indique des valeurs comprises en 2 et 5 kg HC/t Rx, elle est qualifiée de bonne roche mère si le pic S2 du pyrogramme indique des valeurs comprises entre 5 et 10 kg HC/t Rx, et elle est très riche si ce pic indique des valeurs supérieures à 10 kg HC/t Rx (Hunt, 1995). Avec une valeur de 12 kg HC/t Rx, en moyenne, le Macasty est une excellente roche mère à hydrocarbures. À ce titre on ne peut comparer le Macasty qu'au New Albany qui aurait une teneur moyenne en HC résiduels de 10 kg HC/t Rx

(Tableau 1, Figure 13). Pour les autres roches mères, la littérature ne nous a livré que les contenus minimum et maximum (Figure 13). Comme pour le contenu en HC libres (S1), c'est le Bakken qui remporte la palme en HC résiduels de (160 kg HC/t Rx : Tableau 1, Figure 13). En termes de valeur de contenu moyen en HC résiduels (S2), le Macasty est dans la moyenne des autres roches mères de la Figure 13.

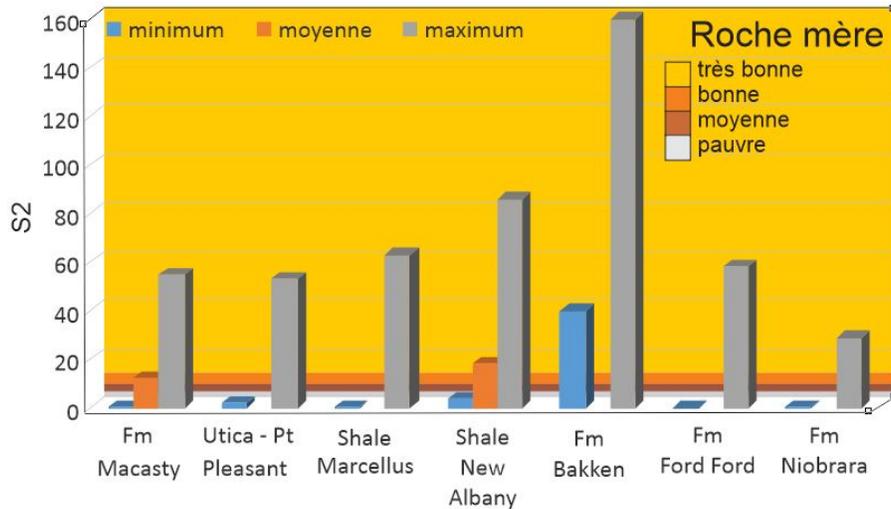


Figure 13 – Teneur en hydrocarbures potentiel résiduel (S2) en kg HC/t roche dans les shales roches mères à hydrocarbures.

3.7. Maturité de ces roches mères

La maturité thermique des roches mères montrées dans le Tableau 1 est illustrée dans la Figure 14. L'indicateur de maturité utilisé est la réflectance de la vitrinite ou la réflectance équivalente à celle de la vitrinite prise sous immersion d'huile (R_o). C'est cette équivalence qui fait partie du problème de comparaison de la maturité de successions d'âges et de facies sédimentaires différents. La vitrinite est un macéral de diagenèse précoce qui se forme par humification et gélification dans un environnement continental marécageux à partir de débris de plantes vasculaires supérieures. Or aucune plante vasculaire n'existait avant le Silurien tardif. Elles ne deviennent abondantes qu'à partir du Dévonien moyen ou tardif. De plus, une roche mère est très rarement d'origine continentale. Il n'est pas évident que ce qui est identifié comme de la vitrinite dans les roches post-dévonniennes en milieux marins aient des propriétés identiques à celles de la vitrinite des charbons, la roche type pour contenir de la vitrinite (Taylor et al. 1998).

Lorsque des roches mères sont dépourvues de vitrinite, les géologues pétroliers se servent généralement de la température maximum du Rock Eval (T_{max}) comme indicateur de maturité des successions, comme l'ont préconisé Tissot et Welte (1977). En effet, ces auteurs ont standardisé la T_{max} par rapport à la vitrinite pour des kérogènes de type III. Or, les roches mères contiennent généralement des kérogènes de type I et II ou des hybrides entre les types II et III, et il est clairement démontré que la relation entre la T_{max} et la R_o ne fonctionne pas avec un kérogène de type I ou II (Taylor et al., 1998; Bertrand et al., 2013). Les valeurs de la T_{max} pour un type de

kérogène de type II ou I sous-estiment la valeur équivalente de la réflectance de la vitrinite (R_o).

Si on oublie ce problème de comparaison, la Figure 14 montre que la réflectance équivalente de la vitrinite moyenne (R_o équ.) serait similaire dans la plupart des formations où cette information a pu être tirée de la littérature : les formations de Macasty, d'Eagle Ford et de Point Pleasant, de Bakken, et l'Utica Shale. Elle avoisinerait 1%, ce qui correspond à plus ou moins la fin de la génération de l'huile et le début de sa destruction en condensats (Héroux et al., 1979). D'après les valeurs minimum de la R_o dans la Figure 14, la plupart des bassins sont localement au seuil de la génération de l'huile ou carrément immature comme pour le New Albany, le Bakken ou l'Eagle Ford ($R_o < 0,5\%$). Le Macasty est légèrement favorisé à cet égard car il aurait partout commencé à générer de l'huile (R_o minimum = 0,73%). Selon les limites des stages de génération et de conservation des hydrocarbures d'Héroux et al. (1979), seules le Macasty, l'Utica Shale–Point Pleasant indifférenciés, le Marcellus et le Bakken (Tableau 1 et Figure 14) auraient pénétré localement dans le stade ou ne se génère, et ne survit que du gaz sec (méthane) ($R_o > 2,0\%$).

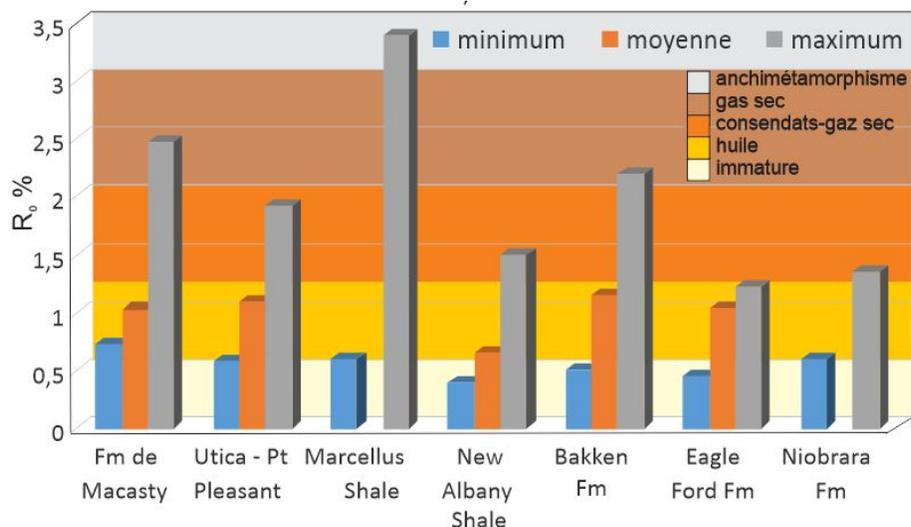


Figure 14 – Réflectance de la matière organique dispersée en termes d'équivalent à celle de la vitrinite (R_o %) dans les shales roches mères à hydrocarbures.

3.8. Porosité et perméabilité de ces roches mères

Très peu de données quantitatives sont retrouvées dans la littérature pour la perméabilité de ces formations sinon qu'elles sont très peu perméables avec des valeurs de l'ordre d'une fraction de millidarcy (Tableau 1). La variation des valeurs de porosité de ces roches mères est illustrée dans la Figure 15. À l'exception du Marcellus, qui présenterait une porosité exceptionnelle entre de 8 et plus de 16%, toutes ces formations contiennent entre 2,4 et 8% de pores. Le Macasty est légèrement au-dessus de la moyenne des valeurs de porosité des autres formations à l'exception du Marcellus. Sa porosité se comparerait à celle trouvée dans les shales du Bakken. Elle serait légèrement supérieure à celles de l'Utica Shale et à celle du Point Pleasant de la région de l'état d'Ohio. Les différences observées ne sont cependant pas assez significatives entre les unités stratigraphiques pour affirmer que le l'Utica Shale et le Point Pleasant sont des modèles pour le

Macasty.

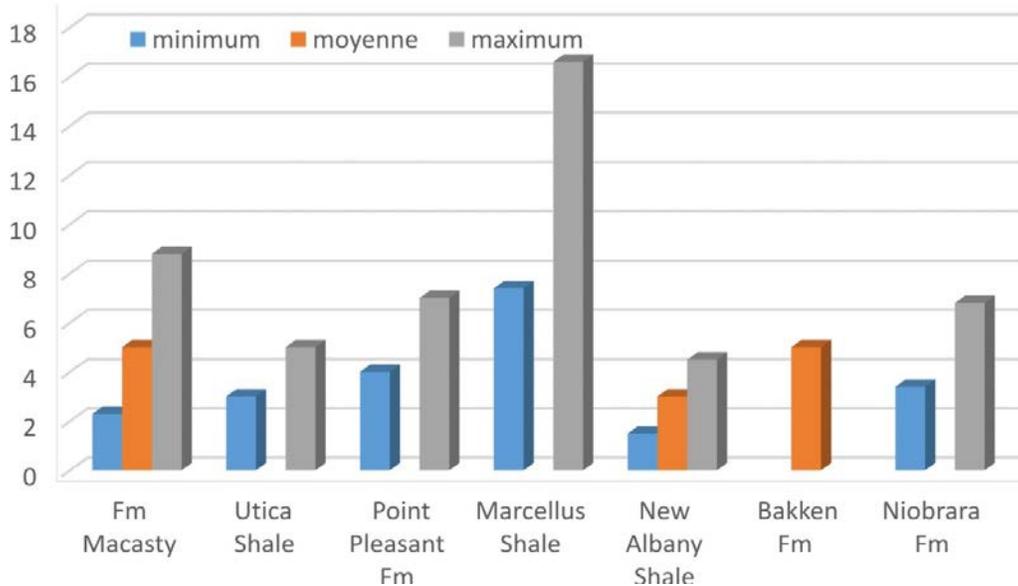


Figure 15 – Porosité totale (en %) dans les shales roches mères à hydrocarbures étudiés.

La propriété de la porosité qui caractérise toutes les roches mères pour lesquelles nous avons ce type d'information est la nature de cette porosité. Alors que dans la plupart des roches sédimentaires la porosité est généralement intergranulaire (grès, calcaire), intercrystalline (dolomie et calcaire), de dissolution (carbonate, rarement grès), ou de fracture, la porosité dans ces roches mères est intragranulaire dans la matière organique.

3.9. Nature des hydrocarbures et saturation en eau de la porosité

Ces données sont rarement citées dans la littérature sauf dans trois cas pour la saturation en eau : 1) pour le Macasty (confidentielle), l'Utica Shale, le Point Pleasant et le Niobrara (Tableau 1). Dans les trois principaux cas qui nous occupent, les formations de Macasty, d'Utica Shale et de Point Pleasant, les valeurs sont comparables (Tableau 1 : 36% en moyenne pour le Macasty (comprise entre 12 et 67%) ; comprise entre 40 et 60% pour l'Utica Shale et comprise entre 5 et 30% pour le Point Pleasant).

3.10. Intensité de la migration primaire

Wickstrom (2013b) qualifie la majorité des roches mères considérées en terme d'intensité de la migration primaire. Elle est aussi superficiellement discutée dans Finn et Johnson (2005) pour la Formation Niobrara (considérée dans Wickstrom, 2013b). Les intensités dans le tableau 1 n'ont qu'une valeur semiquantitative. Seule une modélisation comme celle de Chi *et al* (2010) qui est faite pour la Formation de Macasty permet une évaluation quantitative de cette intensité de la migration primaire. L'évaluation de cette intensité est toutefois importante, car les quantités

d'hydrocarbures encore incorporées dans ces roches mères sont inversement corrélées, du moins en partie, à l'importance de la migration primaire.

3.11. Réserves hypothétiques ou probables, production et intensité de l'exploration passée

Ces données sont très discutées dans la littérature mais aussi très variables. Un élément de promotion est souvent senti dans ces données et il est aussi souvent difficile de savoir si elles sont toutes comparables en fonction des auteurs et des bassins. Une certaine compilation des données non-exhaustive est montrée dans le Tableau 1. Mais comme ces données ne sont pas un critère de ressemblance ou de différence entre ces roches mères, sauf du point de vue économique, les données du Tableau 1 restent indicatives.

4. Conclusion

Tous les shales à huile comparés ont des caractéristiques communes. Ils sont riches en: en minéraux argileux, en carbone organique total, en hydrocarbures libres et résiduels, en micropores dans leur matière organique et ils montrent une gamme de maturité thermique similaire. Ils se différencient surtout par le contexte tectono-stratigraphiques de leurs milieux de dépôts, l'âge de leur sédimentation, leur minéralogie et la composition du kérogène qu'ils contiennent.

Malgré quelques différences dans le détail de la composition minérale, les données répertoriées dans la littérature nous permettent d'affirmer que la roche mère à hydrocarbures formée par les unités stratigraphiques différenciées ou non de l'Utica Shale et de la Formation de Point Pleasant est tout à fait comparable à celle de la Formation de Macasty observée en sous-surface de l'île d'Anticosti au Québec. Les éléments de ressemblance sont :

- 1) l'identité du contexte tectono-stratigraphique,
- 2) l'âge de ces roches sédimentaires,
- 3) la grande similitude des teneurs, de la composition, et de la maturation de la matière organique, et
- 4) la similitude des teneurs moyennes et maximales en hydrocarbures libres ou résiduels potentiels (S1 et S2).

Références

- 1 Aderoju, T. et Bend, S. L. 2014. Organic Matter Variations within the Upper and Lower Bakken Shales of Saskatchewan, with implications for Origin and Hydrocarbon Generation. GeoConvention 2014 Focus
- 2 Bertrand R. et Malo, M. 2001. Analyse de roches mères, maturation thermique, histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures. Minespace 2001 Québec, 103e réunion annuelle - ICM, Programme, p. 91
- 3 Bertrand, R. 1987. Maturation thermique et potentiel pétrologène des séries post-taconiennes du nord-est de la Gaspésie et de l'île d'Anticosti. Thèse de doctorat ès sciences, Université de Neuchâtel, Suisse, 647 p., <http://www.unine.ch/biblio>.
- 4 Bertrand, R. 1988. Tectonic and burial history of Anticosti Island and Gaspe Peninsula sedimentary sequences, Quebec. Réunion annuelle conjointe GAC/MAC, 23 -25 mai, Memorial University of Newfoundland, Programme et Résumés, v. 13, p. A9.
- 5 Bertrand, R. 1989. Paléogéographie au Paléozoïque inférieur et histoire de l'enfouissement du bassin des Îles de Mingan et d'Anticosti. Réunion annuelle conjointe GAC/MAC, 15 -17 mai, Montréal, Programme et Résumés, v. 14, p. A19.
- 6 Bertrand, R. 1990. Maturation thermique et histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures du bassin de l'archipel de Mingan et de l'île d'Anticosti. Journal canadien des sciences de la Terre, v. 27, pp. 731-741.
- 7 Bertrand, R. 1990. Source rock potential of Paleozoic sequences of Anticosti Island and history of hydrocarbon generation and migration. Réunion annuelle conjointe GAC/MAC, 16 -18 mai, Vancouver, Programme et Résumés, v. 15, p. A10.
- 8 Bertrand, R. 1991. Maturation thermique des roches-mères dans les bassins des Basses Terres du Saint-Laurent et dans quelques buttes témoins au sud-est du Bouclier canadien. International Journal of Coal Geology, v. 19, p. 359-383.
- 9 Bertrand, R. et Héroux, Y., 1984. Indicateur de maturation thermique, roche mère et zonation thermique du Québec et de l'île d'Anticosti. Séminaire d'information 1984, Géologie et métallogénie de la région de la Gaspésie et de la Fosse du Labrador, novembre 1984.
- 10 Bertrand, R. et 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. Réunion annuelle conjointe GAC/MAC, 14 - 17 mai, Montréal, Québec, Programme et Résumés, v. 31, p. 14.
- 11 Bertrand R. et Malo, M. 2001. Analyse de roches mères, maturation thermique, histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures. Minespace 2001 Québec, 103e réunion annuelle - ICM, Programme,

- p. 91
- 12 Bertrand, R., Roy, S. et Granger, B. 2013. Comparison between reflectance equivalent from estimated vitrinite and T_{max} , Macasty Shale Oil, Anticosti Island, Quebec, Canada. Geo-Convention 2013, 6-10 mai, Calgary.
 - 13 Bertrand, R., Roy, S., 2002. Lower Paleozoic Source Rocks in Southern Quebec Basins and in Outliers of the Southeastern Part of the Canadian Shield. Dans: CSPG, Diamond Jubilee Convention, June 3-7, 2002, Calgary, Alberta, Program with 19th Abstracts.
 - 14 Bertrand, R. et Thériault, R. 2010. Le Shale d'Utica, le principal objectif pour le gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : sa maturité thermique et son potentiel. Affiche à la Conférence annuelle de l'APGQ au Fairmont Le Reine Elisabeth, Montréal, 25-26 octobre 2010..
 - 15 Bowker, K. A. 2013. An Initial Assessment of the Point Pleasant and Utica reservoirs in eastern Ohio. AAPG Search and Discovery Article #90163, AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, mai 19-22, 2,13.
 - 16 Brodet, E, Malo, M. et Kirkwood, D. 2008. Structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Quebec: fracture analysis and integration of surface and subsurface structural data.
 - 17 Carter, K. M. 2013. Mapping the Geology and Reservoir Characteristics of the Utica shale Gas Play. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30 – 1 mai 2013. 32 p.
 - 18 Castonguay, S., Wilson, R.A, Brisebois, D., Desrochers et A., Malo, M. 2005, Compilation géologique, Anticosti-Gaspé-Campbellton, Les ponts géologiques de l'est du Canada, Transect 4, Québec – Nouveau-Brunswick. Commission géologique du Canada, Open File 4883, 1/125 000 , 4 feuillets.
 - 19 Chi, G., Lavoie, D. and Bertrand, R. 2001. Hydrocarbon inclusions entrapped in diagenetic minerals in Paleozoic basins in eastern Canada – implications for hydrocarbon exploration. *CIM (Minespace2001, Québec)*, p. 82.
 - 20 Chi, G., Lavoie, D., Bertrand, R. et Lee, M.-K. 2010. Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada. *Geofluids*, vol. 10, p. 334-350.
 - 21 Chou, M. M., Dickerson, D. R., Chou. S. J. et Sargent, M. 1991. Hydrocarbon source potential and organic geochemical nature of source rocks and crude oils in the Illinois Basin. Department of Energy and Natural Resources, Illinois State Geological Survey, Illinois Petroleum 136. 43 p.
 - 22 Clark, T. H., 1964. Preliminary Logs of the N.A.C.P., L.G.P.L. and L.G.C.P. cores, Anticosti Island. Département des Ressources Naturelles, Québec, Rapports non publiés
 - 23 Clayton, J. L. et Swetland, P. J. 1977. Preliminary report: Petroleum

- geochemistry of the Denver Basin, Rocky Mountain Association of Geologists – 1977 Symposium. P 223-233.
- 24 Cluff, R. M. et Dickerson, D. R. 1981. Natural gas potential of the New Albany shale Group (Devonian-Mississippian) in southeastern Illinois. Society of Petroleum Engineers. Papier premièrement présente au 1980 SPE/DOE Symposium on Unconventional Gas Recovery à Pittsburgh 18-21 mai 1980.
 - 25 Core Laboratories. Organic petrographic analyses on Ordovician shale wells in Ohio.
 - 26 Curtis, J. B. 2002. Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, v. 86, No. 11 (November 2002), pp. 1921-1938.
 - 27 Desrochers, A. 1985. The Lower and Middle Ordovician platform carbonates of the Mingan Islands, Quebec : Stratigraphy, sedimentology, paleokarst, and limestone diagenesis. Thèse de Ph.D., Memorial University of Newfoundland, Newfoundland, 454p.
 - 28 Desrochers, A., 1988a. Early Paleozoic surface and subsurface paleokarst: Middle Ordovician carbonates, Mingan Islands, Québec. Dans Paleokarst. éditeur: N. P. James et P. W. Choquette, Springer-Verlag, chapitre 9, pp.182-210 .
 - 29 Desrochers, A., 1988b. Stratigraphie de l'Ordovicien de la région de l'archipel de Mingan. Ministère de l'énergie et des Ressources, Québec, Direction générale de l'exploration géologique et minérale, MM 87-01, 70 p.
 - 30 Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Liplat, P., Paulet, J. et Boutefeu, A., 1977. Méthode rapide de caractéristique des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. Revue de l'Institut français du Pétrole, v. 32, pp. 23-42.
 - 31 Finn, T. M. et Johnson, R. C. 2005. Niobrara Total Petroleum System in the Southwestern Wyoming Province. *In* USGS southwestern Wyoming Province Assessment Team, editors, Petroleum System and Geologist Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah. U. S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D. Chapter 6, 31 p.
 - 32 Geology .Com 2014. Utica Shale – The Natural Gas Giant Below the Marcellus? Geology .Com Drilling Oil and Gas.
 - 33 Gilbert, C. 2013. Understanding the benefits of Well Resting in Utica. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30 – 1 mai 2013. 25 p.
 - 34 Globensky, Y. 1993. Lexique stratigraphique canadien Volume V-B. Région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des îles de la Madeleine. Direction générale de l'Exploration géologique et minérale, Direction de la Recherche géologique, Service géologique de Québec. DV 91-23. 327 p.
 - 35 Harper, J. A. et Kotelniki, J. 2012. The Marcellus Shale Play in Pennsylvania. Part 2. Basic Geology. 21 p.
 - 36 Harper, J. A. 2012. Activity and Potential of the Utica Shale of Pennsylvania. Pennsylvania Geological Survey. Presentation 48 p.
 - 37 Harrington, J., Sheets, J., Cole, D., Welch, S., Murphy, M. et Swift, A. 201?. Mineralogical and TOC Trends in the Ohio Utica Shale. The Ohio

- State University, School of Earth Science. Presentation 18 p.
- 38 Hasenmueller, N. R. et Woodard, G. S. 1981. Studies of the New Albany (Devonian and Mississippian) and equivalent strata in Indiana. Shale United State department of Energy, Morgantown Energy Technology Center, Morgantown, West Virginia. 113 p.
- 39 Heerwagen, P. 2012. Proving Up the Utica's Liquids Window. Novembre 2012. Gulfport Energy Corporation. 34 p.
- 40 Heerwagen, P. 2013. Investor presentation. August 2013. Gulfport Energy Corporation. 51 p.
- 41 Heerwagen, P. 2014. Investor presentation. May 2014. Gulfport Energy Corporation. 43 p.
- 42 Héroux, Y., Chagnon, A. et Bertrand, R., 1979. Compilation and correlation of major thermal maturation indicators. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 63, pp. 2128-2144.
- 43 Higley, D.K., Henry, M.E, Lewan, M.D. et Pitman, J.K. 2003. The New Albany Shale Petroleum System, Illinois Basin – Data and Map Image Archive from the Material-Balance Assessment. U. S. Department of the Interior, U. S. Geological survey. 43 p.
- 44 Ho, P. C. et Meyer, R. E. 1987. A review of organic geochemistry of shales. Nuclear and chemical waste program. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee. 54 p.
- 45 Hunt, J. M. 1995. Petroleum geochemistry and geology. Second edition. New York - W. H. Freeman and Company, 743 p.
- 46 INRS-Pétrole, 1974. Potentiel pétrolier du sondage ARCO-Anticosti no 1 (49 23'18" - 63 31'29"; 12583 pieds). étude sédimentologique, minéralogique, biostratigraphique, géochimique, organique et minérale, 40 p.
- 47 INRS-Pétrole, 1976. Forage New Associated Consolidated Paper - Anticosti no 1 (49 37'20"-63 26'20"; 5770 pieds). Stratigraphie, potentiel roche-mère et diagenèse minérale et organique. Ministère de l'énergie et des Ressources, Québec, DPV-0361, 78 p.
- 48 Jin, H. et Sonnenberg, s. A., 2012. Source Rock Potential of the Bakken Shales in the Williston Basin, North Dakota and Montana. Adapted from poster presentation at AAPG Annual convention and Exhibition, Long Beach, California, April 22-25 2012.
- 49 Jin, H. et Sonnenberg, s. A., 2013. Characterization for Source-Rock Potential of the Bakken Shales in the Williston Basin. North Dakota and Montana. Adapted from poster presentation at AAPG Annual convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013.
- 50 Kirschbaum, M. A., Schenk, C. J., Cook, T. A., Ryder, T., Charpentier, R. R., Klett, T. R., Gaswirth, S. B., Tennyson, M. E., Whidden, K. J. 2012. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Ordovician Utica Shale of the Appalachian Basin Province, 2012. National Assessment for Oil and Gas. USGS science for a changing world, USGS Energy Resources Program, 6 p.
- 51 Kostelnik, J. et Laughrey, C. An organic geochemistry data base – evaluating the Marcellus Shale and other potential petroleum source rocks in

- Pennsylvania. Pennsylvania Geological Survey.
- 52 Kreis, L. K. and Costa, A. 2005. Hydrocarbon potential of the Bakken and Torquay formations, southern Saskatchewan: in summary of Investigations 2005. Volume 1, Saskatchewan Geological Survey, Sask. »Industry Resources, Misc. Rep 2005-4.1, CD-ROM, Paper A-10, 10 p.
 - 53 Kuzniak, K. 2009. New stratigraphic interpretations, geochemistry, and petrophysics of the Lower Mancos Group, Douglas Creek Arch, Northwestern Colorado, U. S. A. M. Sc. Thesis (Geology) submitted to the Faculty and the Board of Trustees of the Colorado School of Mines. 161 p.
 - 54 Laliberté, J.-Y., et Thériault, R. 2006. Perspectives et concepts d'exploration en hydrocarbures au Québec : Un horizon de découverte. Ressources naturelles et faune du Québec. Conférence.
 - 55 Laughrey, C. D., Ruble, T. E., Lemmens, H., Kostelnik, J. and Butcher, A. R. 2011. Black Shale Diagenesis: Insights from Integrated High-Definition Analyses of Post-Mature Marcellus Formation Rocks, Northeastern Pennsylvania. Adapted from oral presentation at Session, U. S. Active and Emerging Plays-Paleozoic and Cretaceous of Rockies. AAPG Annual convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, Avril 10-13, 2011.
 - 56 Lavoie, D., Obermajer, M. et 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. Commission géologique du Canada, Open File 650. 31 p.
 - 57 Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, G., Hamblin, A. P. et Giles, P. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open file 6174, 273 p.
 - 58 Lewan, M. D., Comer, J. B., Hamilton-Smith, T., Hasenmueller, N. R., Guthrie, J. M., Hartch, J. R., Gauthier, D. L., et Frankie, W. T. 1995. Feasibility study of material-balance assessment of petroleum from the New Albany Shale in the Illinois basin. U. S. Geological Survey Bulletin 2137. 40 p.
 - 59 Lynch, G. et Grist, A.M. 2002. Thermal modelling of the Laurentian Margin beneath Anticosti Island using AFTA, 1D well profiles and bulk fluid inclusions. Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, Calgary 2002. Programme et résumés, p. 210
 - 60 Martel, T., 2012. A Comparison of Two Utica Shales: Eastern Ohio Versus Anticosti, Québec. 17 février 2012. 26 p.
 - 61 Mastalerz M., Schimmelmann, A., Drobniak, A., Chen, Y., 2013. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *AAAP Bulletin* 97 (10), p. 1621-1643.
 - 62 Mastalerz, M. Drobniak, A., Rupp., J. Strappoe, D., Schimmelmann, A. et Hasenmueller, N. Constraints on the origin and volume off gas in the New Albany Shale (Devonian-Mississippian), Eastern Illinois Basin.

- Affiche.
- 63 McClain, T., Wang, G. et Carr, T. 2013. A Tale of Two Shales Marcellus and Utica; Identifying rock Parameters to Maximize Productivity. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30 – 1 mai 2013. 51 p.
 - 64 McLaughlin, P., Brett, C., Emsbo, P et Braid, G. 2013. Time-Stratigraphic Distribution of the Utica Facies. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30 – 1 mai 2013. 26 p.
 - 65 Miceli Romero, A. A. 2014. Subsurface and outcrop organic geochemistry of the Eagle Ford shale (Cenomanian-Coniacian) in West, Southwest, Central and East Texas. A dissertation submitted to the graduate Faculty of the University of Oklahoma. Degree of Doctor of Philosophy. Norman, Oklahoma. 310 p.
 - 66 Nyahay, R., 2011, Vertical Utica Shale wells in Otsego and surrounding counties, New York State and its baseline water quality data, in Taking a deeper look at shales: Geology and potential of the Upper Ordovician Utica Shale in the Appalachian basin. Petroleum Technology Transfer Council, Ohio Geological Survey, and Ohio Geological Society, June 21, 2011, New Philadelphia, OH.
 - 67 OGI (éditeur) 2013. Quebec Macasty shale core analysis encouraging. Oil and gas Journal.
 - 68 Pétrolia. 2012. TOC vs Qtz + FP concentration, Macasty Fm, anticosti Island, QC, Canada.
 - 69 Petryk, A. A., 1981a. Lithostratigraphie, paléogéographie et potentiel en hydrocarbures de l'île d'Anticosti. Ministère de l'énergie et des Ressources, Québec, DPV-817, 129 p.
 - 70 Petryk, A. A., 1981b. Stratigraphy, sedimentology and paleogeography of the Upper Ordovician - Lower Silurian of Anticosti Island, Québec. Dans: Subcommission on Silurian Stratigraphy, Ordovician-Silurian Boundary Working Group. Field Meeting, Anticosti-Gaspé, 1981. Volume II; Stratigraphy and Paleontology. Edité par P. J. Lespérance, Université de Montréal, Montréal, pp. 11-39.
 - 71 Price, L. C., Ging, T., Daws, T. Love, A., Pawlewicz, M. et Anders, D. 1984. Organic metamorphism in the Mississippian-Devonian Bakken shale North Dakota portion of the Williston Basin. In Hydrocarbon Sources Rocks on the Greater Rocky Mountain Region. p. 83.
 - 72 Riva, J., 1969. Middle and Upper Ordovician graptolite faunas of St. Lawrence Lowlands of Quebec, and of Anticosti Island. In: North Atlantic - Geology and Continental Drift. Éditeur: M. Kay, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Memoir 12, pp. 513-556.
 - 73 Roksandic M., M. et Granger, B., 1981. Structural styles of Anticosti Island, Gaspé Passage, and eastern Gaspé Peninsula inferred from reflection seismic data. Dans: Subcommission on Silurian Stratigraphy, Ordovician-Silurian Boundary Working Group. Field Meeting, Anticosti-Gaspé, 1981. Volume II, Stratigraphy and Paleontology. éditeur: P. J. Lespérance, Université de Montréal, Montréal, pp. 211-221.

- 74 Roliff, W. A., 1968. Oil and gas exploration - Anticosti Island, Quebec. Proceedings of Geological Association of Canada, v. 19, pp. 31-36.
- 75 Rowan, E. L., Ryder, R. T., Repetski, J. E., Trippi, M. H. et Ruppert, L.F. 2004. Initial results of a 2D burial/thermal history model, Central Appalachian Basin, Ohio and west Virginia. U. S. Geological Survey Open File report 2004-1445. 38 p.
- 76 Ryder, R. T. 2008. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: Utica-Lower Paleozoic Total Petroleum System. USGS science for changing world. U. S. Geological Survey, U. S. Department of Interior. Open-File Report 2008-1287. 52 p.
- 77 Ryder, R. T. et Zagorski, W. A., 2003. Nature, origin, and production characteristics of the Lower Silurian rational oil and gas accumulation, central Appalachian basin, Unite States. AAPG Bulletin, v. 87, No 5 (May 2003), pp. 847-872.
- 78 Ryder, R. T., Hackley, P. C., Alimi, H. et Trippi, M. H. 2013. Evaluation of thermal maturity of the low maturity Devonian Shales of the Northern Appalachian Basin. American Association of Petroleum Geology. First presented at AAPG Eastern Section Meeting, 25-29 September 2010, Kalamazoo, Michigan.
- 79 Smith. T. 2013. Utica shale Geology. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30 – 1 mai 2013. 47 p.
- 80 Stevenson, D. L. et Dickerson, D. R., 1969. Organic geochemistry of the New Albany Shale Illinois. Illinois State Geological Survey. Illinois Petroleum 90. 16 p.
- 81 Taylor, G. H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R. et Robert, P. 1998. Organic petrology. Berlin - Stuttgart, Gebrüder Borntraeger, 704 p.
- 82 Taylor, S. E., Pedersen, P. K., Spencer, R. Huang, H., Larter, S. et Aplin, A. 2011. Vertical Changes in Shale Sedimentary Facies, Organic Content and Composition, Carbonate content, and Clay Mineralogy of a Thick Shale-Dominated Succession of the Carlisle and Niobrara formations, southwestern Saskatchewan and southeastern Alberta – Paleo-Oceanographic Circulation and Depositional Setting Controls. Adapted from poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10-13, 2011. Search and Discovery.
- 83 Thul, D. J. 2009. Niobrara source rock maturity ion the Denver Basin; A study of differential heating and tectonic on petroleum prospectively using programmed pyrolysis. M. Sc. Thesis (Geology) submitted to the Faculty and the Board of Trustees of the Colorado School of Mines. 157 p.
- 84 Tissot, B. P., Pelet, R. et Ungerer, P. H., 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices and kinetics of oil and gas generation. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.71, pp. 1445-1466.
- 85 Tissot, B.P. et D.H. Welte. 1984. Petroleum formation and occurrence. Second revised and enlarged edition. Springer-Verlag, 699 p.

- 86 Verstraeten, C. A., Griffing, D. H. et Brett, C. E. 1994. The lower part of the Middle Devonian Marcellus « Shale, » Central to western New York: Stratigraphy and depositional history. New York State Geological Association, 66 th Annual Meeting Guidebook.
- 87 Wickstrom, L. 2013a. Reserve Estimate and Activity of the Utica-Point Pleasant of Ohio. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30, 2012. 24 p.
- 88 Wickstrom, L., 2013b. Geology and Activity of the Utica-Point Pleasant of Ohio. Adapted from presentation at Tulsa Geological society dinner Meeting, March 5, 2013. Search and Discovery Article # 14409 (2012), adapted from a poster presentation at 1-21 AAPD ACE. 49 p.
- 89 Wickstrom, L., Erenpreiss, M., Riley, R., Perry, C. et Martin, D. 2012. Geology and Source rock Geochemistry Overview of the Utica-Point Pleasant of Ohio. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30, 2012. 24 p.
- 90 Wickstrom, L., Erenpreiss, M., Riley, R., Perry, C. et Martin, D. 2012. Geology and Activity Update of the Ohio Utica-Point Pleasant of Ohio. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30, 2012. 42 p.
- 91 Wickstrom, L., Perry, C., Riley, R., Erenpreiss, M. 2013. The Utica-Point Pleasant Shale Play of Ohio. Utica Shale Congress, Columbus, Ohio, Avril 30, 2013. 41 p.
- 92 Wickstrom, L., Perry, C., Riley, R., Erenpreiss, M. et Riley, R. 2011. The Marcellus and Utica Shale Plays in Ohio. Ohio Oil & Gas Association Meeting, 11 novembre 2011 Columbus, Ohio. 45 p.
- 93 Wickstrom, L., Riley, R., Erenpreiss, M. et R. Perry, C., 2012. Geologic Overview and Activity Update for the Utica-Point Pleasant Shale Play in Ohio. Adapted from poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California April 22-25, 2012. Search and Discovery Article # 10409 (2012), 5 p.
- 94 Wikipedia, 2014. Eagle Ford Formation. From Wikipedia, the free encyclopedia.