Université du Québec INRS Eau, Terre et Environnement

Maturation thermique et potentiel pétroligène de la Ceinture de Gaspé, Gaspésie, Québec, Canada

Par Stéphanie Roy

Thèse présentée pour l'obtention du grade de Philosophia doctor (Ph.D.) en Sciences de la Terre

Jury d'évaluation

Examinateur externe Yvon Héroux

INRS Eau, Terre et Environnement

Examinateur externe Keith Dewing

Commission géologique du Canada

Examinateur interne Françoise Béhar

Institut français du Pétrole

Examinateur interne Denis Lavoie

Commission géologique du Canada

Directeur de recherche Michel Malo

INRS Eau, Terre et Environnement

Codirecteur de recherche Rudolf Bertrand

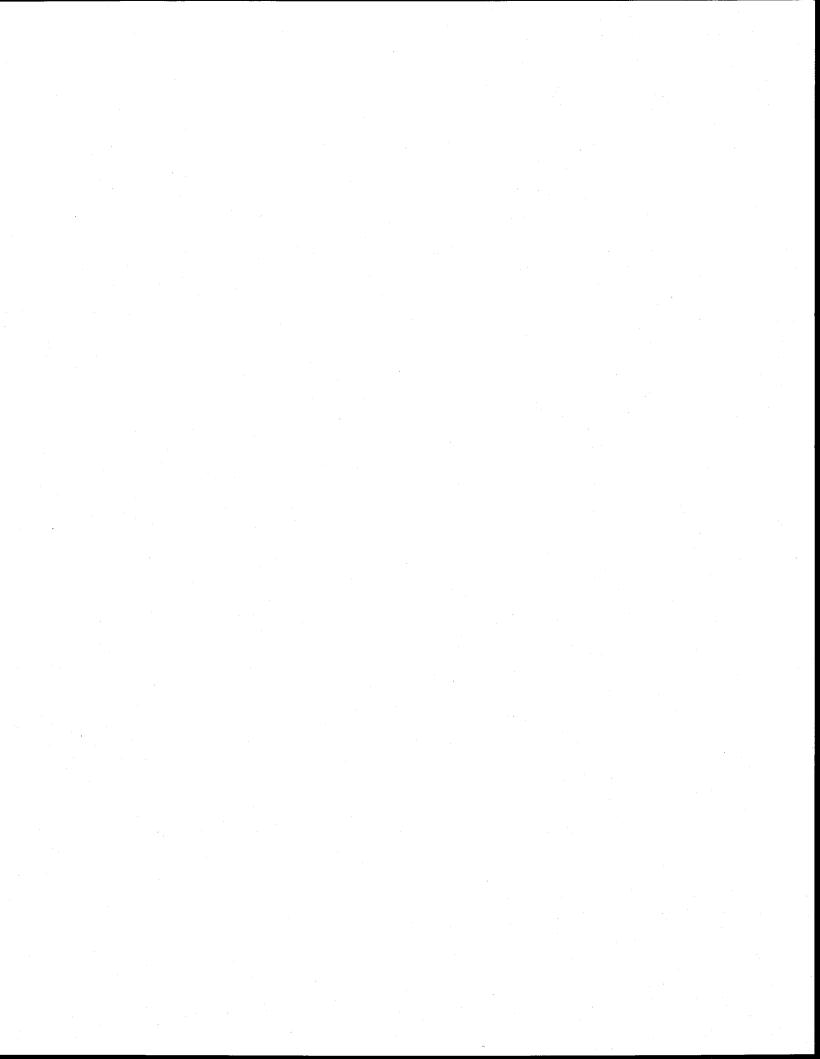
INRS Eau, Terre et Environnement

Thèse soutenue le 12 novembre 2008, à Québec, Québec, Canada

© droits réservés de Stéphanie Roy, 2008



Je dédie cette thèse à tous ceux et celles qui ont un jour réalisé leur rêve...



RÉSUMÉ

Le bassin de la Ceinture de Gaspé a fait l'objet de plusieurs études géologiques, et ce, depuis plus de cent cinquante ans. Ces études portaient autant sur la stratigraphie, la structure et, plus récemment, sur la géochimie et la pétrographie de la matière organique appliquée à la prospection des hydrocarbures. Par contre, ces études ciblaient des secteurs discontinus de la Gaspésie. Beaucoup d'autres secteurs de la Gaspésie n'ont pas été étudiés pour leur potentiel en hydrocarbures, alors que les secteurs étudiés adjacents suggèrent que ces secteurs mal connus devraient être tout aussi prospectifs.

L'objectif de notre projet était donc d'identifier le potentiel pétroligène du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. Pour atteindre cet objectif, il a fallu : 1) identifier les roches mères à hydrocarbures, 2) évaluer la maturation thermique, 3) reconstruire l'histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures, 4) déterminer quand a eu lieu la migration des hydrocarbures, et 5) faire une corrélation entre les huiles et les roches mères.

Les analyses qui ont été réalisées sur les composants solides sont : la pétrographie de lames minces polies, la pétrographie du kérogène, la réflectance des types de matière organique du kérogène, les analyses élémentaires, l'analyse du carbone organique (COT) et la pyrolyse en programmation de température (Rock Eval). Les analyses de pétrographie (de lames minces polies et du kérogène) et de la réflectance ont été effectuées à l'INRS. Les analyses de carbone organique et de pyrolyse en programmation de température ont été faites dans les laboratoires de la Commission géologique du Canada (CGC) et dans les laboratoires de l'IFP, alors que les analyses élémentaires ont été faites par SGC Multilab. D'autres analyses ont été effectuées sur des huiles et des extraits organiques dans les laboratoires de l'IFP. Ces analyses sont : la chromatographie liquide, la chromatographie gazeuse des hydrocarbures légers ou lourds par le S₂ analyseur, la chromatographie gazeuse couplée à de la spectroscopie de masse pour l'étude des biomarqueurs (GC-MS) et celle de la composition isotopique du carbone des hydrocarbures (GC-IRMS).

Quatre secteurs du bassin siluro-dévonien gaspésien ont un niveau de maturation thermique bas. Les roches de ces secteurs se trouvent dans la fenêtre à huile. Le premier secteur se situe dans le Nord-Est de la Gaspésie. Ce sont les roches de la Formation d'Indian Cove et du Groupe des Grès de Gaspé qui sont dans la fenêtre à huile. Le second secteur se trouve dans le Nord-Ouest, plus précisément au sud de la faille de Shickshock Sud et au nord de la faille des Monts Berry. Les roches situées dans la fenêtre à huile sont celles des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé. Le troisième secteur est le Sud-Est, près de la boutonnière Maquereau-Mictaw. Les seules roches dans la fenêtre à huile appartiennent au Groupe de Mictaw. Finalement, le dernier secteur se situe au sud de la faille de Nouvelle, dans le synclinal de Ristigouche. Ce sont les roches des groupes de Chaleurs et de Miguasha qui sont dans la fenêtre à huile.

La maturation thermique des autres secteurs de la Ceinture de Gaspé est assez élevée. En général, les roches sont supramatures en termes de génération d'huile (valeurs

de la réflectance estimée de la vitrinite supérieures à 2,0 %). Elles se trouvent dans les stades à condensats et à gaz sec et même dans celui du stérile.

La région Sud du bassin (anticlinorium d'Aroostook-Percé et synclinorium de la Baie des Chaleurs) est plus mature que la région Nord (synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé), puisque les roches de la région Sud sont plus vieilles que celles de la région Nord. Par contre, à un même niveau stratigraphique, la maturation thermique des deux régions est semblable.

La maturation thermique dans la Ceinture de Gaspé est surtout due à de l'enfouissement sédimentaire. L'enfouissement maximal a eu lieu au Dévonien moyen durant l'orogénie acadienne dans la région Nord du bassin. Dans la région Sud, l'enfouissement maximal est plus probablement d'âge Carbonifère. La maturation reliée à l'enfouissement dans la région Nord du bassin est généralement pré- à syn-tectonique par rapport à l'orogénie acadienne. Dans la région Sud, une composante post-tectonique est plus importante. Elle est probablement due en grande partie à une épaisse sédimentation carbonifère, dont les successions sont maintenant en grande partie érodées.

Une partie de la maturation de la matière organique est également due à des épisodes de chauffes anormales. Ces chauffes anormales sont localement associées à des auréoles thermiques dues à des intrusions, même si, généralement, ces intrusions n'ont que des effets locaux sur le patron régional de la maturation thermique. L'auréole thermique autour du secteur de minier de Murdochville est d'ampleur exceptionnelle dans la Ceinture de Gaspé. La surchauffe dans ce secteur, due à une intrusion en profondeur, est définitivement post-acadienne.

La présence de coke natif est un indicateur important pour diagnostiquer des chauffes anormales dans une succession sédimentaire. L'augmentation régionale de la cokéfaction de la matière organique en descendant dans la stratigraphie indique que l'accroissement de l'hydrothermalisme et/ou de la friction inter-couches au niveau des failles croient en fonction de la profondeur et peuvent aussi avoir contribué à l'augmentation de la maturation thermique enregistrée par la matière organique.

En plus du secteur de Murdochville, le secteur Ouest de la région Sud du bassin a aussi été sujet à plus d'épisodes de chauffes anormales que le reste du bassin. Ces épisodes sont probablement reliés à l'activité volcanique et ignée plus intense dans cette région que les autres secteurs étudiés. Il en a résulté un gradient paléogéothermique estimé plus élevé dans le secteur de Miguasha que dans la région Nord du bassin.

Les roches mères potentielles de la Gaspésie peuvent être séparées en deux groupes : les roches du Cambro-Ordovicien et du Dévonien Les roches de la Formation de Rivière Ouelle, du Groupe de Mictaw, du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et de la Formation de Popelogan et du Membre de Ritchie Brook (Formation de Boland Brook) sont les roches mères potentielles ordoviciennes. Les formations d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead et de York River (Membre de l'Anse-à-Brillant) sont les roches mères potentielles du Dévonien. Les roches de ces formations et groupes sont assez riches en matière organique et elles sont aussi assez matures pour avoir généré des hydrocarbures. Les valeurs de COT de certains échantillons de ces formations et groupes sont supérieures à 1,0 %. La Formation de York River a la valeur de COT la plus élevée (59,7 % pour le charbon). De plus, certaines roches du Groupe de Mictaw peuvent atteindre localement des valeurs de COT de plus de 3,0 %.

La matière organique des roches mères ordoviciennes serait de type II, alors que la matière organique des roches mères dévoniennes serait de type II et/ou III.

Les huiles analysées proviennent de puits situés dans le Nord-Est de la Gaspésie. Ces huiles auraient comme origine des roches mères marines. Les analyses de biomarqueurs montrent qu'il y a un chevauchement entre la composition des huiles et celle des extraits de roche des successions ordoviciennes et siluro-dévoniennes. Les huiles représentent donc un mélange entre celles qui proviennent des successions ordoviciennes et celles qui proviennent des successions siluro-dévoniennes. La distribution des alcanes normaux dans l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 le suggère. Finalement, l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 est biodégradée, ce qui rend la détermination de son origine difficile.

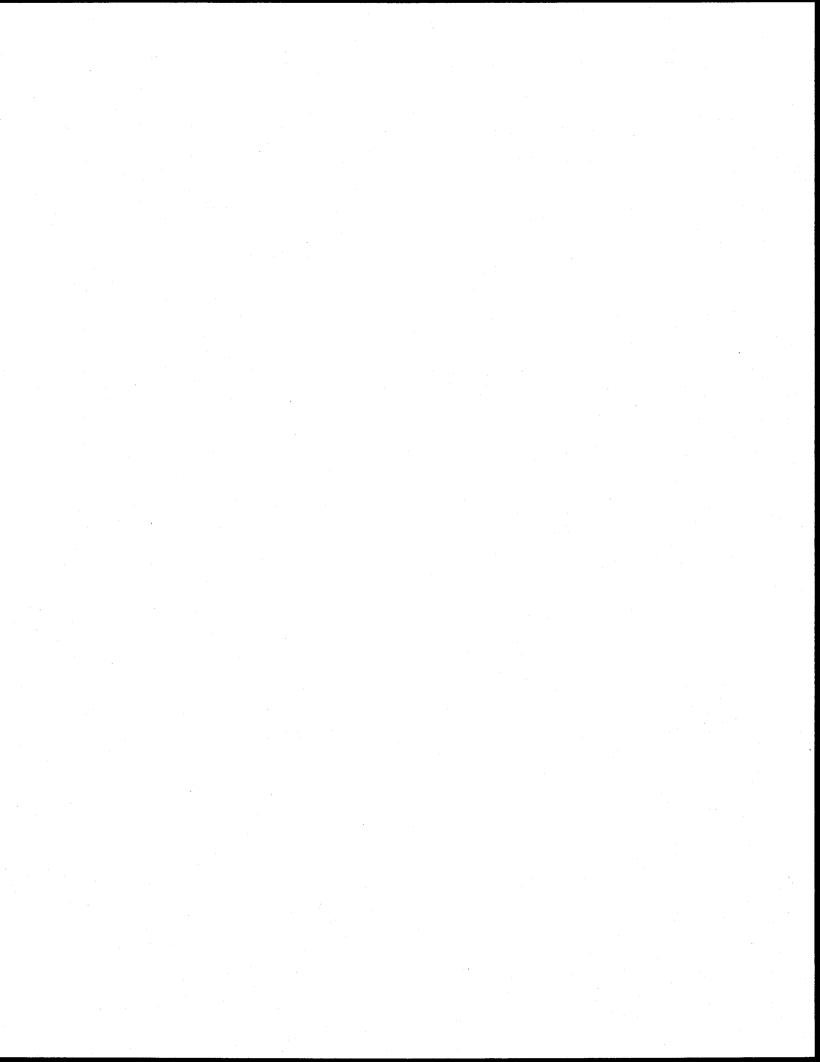
La génération des hydrocarbures de la région Nord (synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé) de la Ceinture de Gaspé a commencé il y a 397,5 millions d'années et elle s'est terminée il y a 395 millions d'années dans le cas où les roches du Cambro-Ordovicien (Formation de Rivière Ouelle ?) sont les roches mères. Pour les formations de Forillon et de Shiphead, la génération des hydrocarbures a débuté il y a 395 millions d'années et elle s'est terminée il y a 390 millions d'années, lors de l'enfouissement maximal. La migration des hydrocarbures à partir des roches du Cambro-Ordovicien a débuté il y a 395 millions d'années et elle se serait terminée il y a 390 millions d'années. Pour la Formation de Forillon, la migration des hydrocarbures a commencé il y a 390 millions d'années et elle aurait continué jusqu'à aujourd'hui. Le niveau de saturation dans la Formation de Shiphead étant toujours resté bas, il n'y aurait pas eu de migration primaire.

Pour la région Sud (anticlinorium d'Aroostook-Percé et synclinorium de la Baie des Chaleurs), la génération des hydrocarbures a commencé il y a 412 millions d'années pour les formations de Popelogan et de Boland Brook et s'est terminée il y a 408 millions d'années pour la Formation de Popelogan et il y a 398 millions d'années pour la Formation de Boland Brook. La migration des hydrocarbures a débuté il y a 411 millions d'années pour les deux formations. Pour la Formation de Popelogan, elle s'est terminée il y a 394 millions d'années, alors qu'elle s'est terminée il y a 330 millions d'années pour la Formation de Boland Brook.

Étudiant /

Directeur de recherche

Codirecteur de recherche



REMERCIEMENTS

Il n'est pas toujours facile le chemin qui mène à l'obtention d'un doctorat... C'est pour cela que je tiens à remercier plusieurs personnes :

Je voudrais tout d'abord remercier Rudolf Bertrand et Michel Malo, mes directeurs, pour m'avoir offert ce projet de doctorat. Merci de m'avoir aidée durant toutes ces années et de m'avoir permis de continuer à étudier dans le domaine de la géochimie pétrolière. Merci de m'avoir transmis vos connaissances.

J'aimerais remercier plusieurs personnes de l'INRS-ETE et de la Commission géologique du Canada section Québec pour leur précieuse aide : Denis Lavoie, Kathleen Lauzière, Ruth Boivin, Marco Boutin, Sébastien Castonguay, Jean-Claude Bérubé, Marc Greendale, René Rodrigue, Normand Tassé, Stéfane Prémont et sans oublier Esther Asselin. J'aimerais faire une mention spéciale à mes deux assistantes de terrain préférées : Julie Bernard et Émilie Tremblay-Paquette.

Un gros merci à Françoise Béhar pour son accueil dans ses laboratoires à l'IFP. Je veux aussi remercier François Lorant, Isabelle Lévêque, Claudette Leblond, Thierry Lesage, Ramon Martinez et Martine DaSilva pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée durant mes stages à l'IFP.

Il ne faudrait pas que j'oublie de remercier les compagnies Pétrolia, Junex et Hydro-Québec pour l'autorisation d'utiliser leurs données.

Je tiens aussi à remercier l'INRS-ETE, la Commission géologique du Canada section Québec ainsi que le ministère des Ressources naturelles et des Parcs du Québec pour leur soutien financier. Je tiens à préciser que j'ai pu bénéficier d'une bourse de «courts séjours à l'étranger» du ministère de l'Éducation et d'une bourse de l'IFP pour mes stages en France. Je remercie donc toutes les personnes qui m'ont permis d'obtenir ces bourses.

Merci aussi aux étudiants de l'INRS-ETE, à ma gang de «Français préférés» (Alex, Anno, Romain, Martin, Karine, Gilles et Émilie) et à celle de l'IFP (Elo, Luc et Béné) à qui je dois mes moments de détente...avec un remerciement spécial à Karine et Gilles pour m'avoir accueillie si souvent!

Finalement, mes derniers remerciements vont à mes parents, Antoinette et Albert. Sans eux, je ne serais pas là où je suis rendue aujourd'hui...

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉV
REMERCIEMENTSIX
TABLE DES MATIÈRES XI
LISTE DES FIGURESXVII
LISTE DES TABLEAUXXXIII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION 1 1.1- Historique de l'exploration pétrolière en Gaspésie et mise en contexte de l'étude 3 1.1.1- Travaux d'exploration 3 1.1.2- Travaux de géochimie 4 1.2- Problématique 9 1.3- Objectifs 10 1.4- Méthodologie 13 1.5- Géologie régionale de la Gaspésie 25 1.5.1- Assemblage du Paléozoïque inférieur 25 1.5.1.1- Lithostratigraphie 26 1.5.1.1.1- Zone de Humber 26 1.5.1.2- Zone de Dunnage 27 1.5.1.2- Contexte structural et tectonique 28 1.5.2- Assemblage du Paléozoïque moyen – Ceinture de Gaspé 30 1.5.2.1- Lithostratigraphie 32 1.5.2.1.2- Groupes de Chaleurs 33 1.5.2.1.3- Groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin et Formation de Témiscouata 34 1.5.2.1.4- Groupes des Grès de Gaspé et de Miguasha et formations de Lagarde et de Pirate Cove 35
1.5.2.2- Contexte structural et tectonique
1.5.3- Assemblage du Paléozoïque supérieur
1.6.1- Région Nord-Est de la Gaspésie – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé

	1.6.3- Région Sud de la Gaspésie – synclinorium de la Baie des Chaleurs . 46
	1.6.4- Région centrale de la Gaspésie - synclinorium de Connecticut Valley
	Gaspé46
	1.6.5- Région Ouest de la Gaspésie - synclinorium de Connecticut Valley
	Gaspé48
	1.6.6- Région Sud-Ouest de la Gaspésie – anticlinorium d'Aroostook-Percé e
	synclinal de Ristigouche
СНАРІТ	
	RAPHIE MINÉRALE ET ORGANIQUE ET MATURATION THERMIQUI
	MATIÈRE ORGANIQUE51
2	1- Pétrographie et paragenèse minérales
	2.1.1- Pétrographie minérale
	2.1.2- Paragenèse minérale
	2.1.3- Interprétation et discussion
2	2- Pétrographie et maturation de la matière organique
	2.2.1- Pétrographie de la matière organique
	2.2.2- Réflectance de la matière organique
	2.2.3- Zonation de la réflectance, stratigraphie et déformation régionale 76
	2.2.3.1- Région Nord du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de
	Connecticut Valley-Gaspé82
	2.2.3.1.1- Secteur Ouest
	2.2.3.1.2- Secteur Est
	2.2.3.2- Région Sud du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de la
	Baie des Chaleurs et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé 92
	2.2.3.2.1- Synclinal de la Baie des Chaleurs - secteur Est 93
•	2.2.3.2.2- Synclinal de Ristigouche - secteur Ouest94
. 2	4 Discussion 95
	2.4.1- Nature de la matière organique et environnements de dépôt95
	2.4.2- Maturation thermique 96
	2.4.2.1- Région Nord du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de
	Connecticut Valley-Gaspé
	2.4.2.2- Région Sud du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de la Baie des Chaleurs et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé 100
	Baie des Chaieurs et l'antichnorium d'Aroostook-Perce 100
CHAPIT	RE 3
	DES GÉOCHIMIQUES105
3	1- Roches brutes
3	3.1.1- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) : CGC 107
	3.1.1.1- Carbone organique total (COT)
	3.1.1.2- T _{max}
	3.1.1.3- Potentiel génétique 110
	3.1.1.4- Indice de production

3.1.1.5- Indice d'hydrogène	113
3.1.1.6- Indice d'oxygène	113
3.1.2- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) : IFP	115
3.1.2.1- Carbone organique total (COT)	115
3.1.2.2- T _{max}	
3.1.2.3- Potentiel génétique	116
3.1.2.4- Indice de production	
3.1.2.5- Indice d'hydrogène	
3.1.2.6- Indice d'oxygène	
3.1.3- Analyses élémentaires	
3.1.4- Comparaisons entre les résultats obtenus dans les laboratoires d	
CGC et ceux obtenus dans les laboratoires de l'IFP	
3.1.4.1- Corrélation du carbone total	120
3.1.4.2- Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite e	
T _{max}	
3.1.4.3- Corrélation du COT	123
3.1.4.4- Corrélation du S ₂	
3.1.4.5- Corrélation de la T _{max}	
3.1.4.6- Corrélation du potentiel génétique	
3.1.4.7- Corrélation de l'indice d'hydrogène	
3.1.5- Discussion sur les résultats des roches brutes	
3.2- Kérogènes	
3.2.1- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval)	
3.2.1.1- Carbone organique total (COT)	
3.2.1.2- T _{max}	
3.2.1.3- Potentiel génétique	
3.2.1.4- Indice d'hydrogène	
3.2.1.5- Indice d'oxygène	
3.2.2- Analyses élémentaires	
3.2.3- Comparaisons entre les résultats obtenus par Rock Eval et	
analyses élémentaires sur les kérogènes	
3.2.4- Comparaisons entre les résultats obtenus par Rock Eval pour	
roches brutes et ceux pour les kérogènes	
3.2.5- Discussion sur les résultats de Rock Eval et des analyses élémenta	
des kérogènes	
3.3- S ₂ analyseur	
3.3.1- Fraction C ₇₋₁₄	
3.3.2- Fraction C ₁₄₊	164
3.3.3- Comparaisons entre la réflectance et le pourcen	tage
d'hydrocarbures pour les fractions C_{7-14} et C_{14+}	_
3.3.4- Discussion sur les chromatogrammes en phase gazeuse	des
fractions C_{7-14} et C_{14+} obtenues par S_2 analyseur	169
3.4- Corrélations	
3.4.1- Huiles - huiles	171
3.4.2- Huiles – roches mères	174
3.4.2.1- Biomarqueurs	174
3.4.2.1.1- Stéranes	174

3.4.2.1.1.1 Stéranes réguliers C_{27} , C_{28}	
	176
3.4.2.1.1.2- Rapport 20S/(20R + 20S)	
3.4.2.1.1.3- Rapport $\beta \beta / (\alpha \alpha + \beta \beta)$	184
3.4.2.1.2- Triterpanes	188
3.4.2.1.2.1- Rapport Ts/Tm	191
3.4.2.2- Indice de carbone préférentiel	
3.4.2.3- Pristane/ nC_{17} versus phytane/ nC_{18}	
3.4.2.4- Composition isotopique	199
3.4.4- Discussion sur les corrélations	
3.5- Discussion	206
CHAPITRE 4	
MODÉLISATION	211
4.1- Cinétique de la dégradation et de la conservation du kérogène	
4.1.1- Notions théoriques	
4.1.2- Acquisition expérimentale des paramètres cinétiques de la dégrad	
et de la conversion du kérogène en hydrocarbures	
4.1.3- Résultats des analyses cinétiques	
4.2- Modélisation de bassin.	
4.2.1- Applications	
4.2.1.1- Puits Gulf Sunny Bank no 1	
4.2.1.1.1- Ajustement des données de réflectance	
4.2.1.1.2- Génération et migration des hydrocarbures	
4.2.1.2- Puits Soquip Gaspé Sud no 1	
4.2.1.2.1- Ajustement des données de réflectance	
4.2.1.2.2- Génération et migration des hydrocarbures	
4.2.1.3- Puits HQPG Miguasha-Ouest no 1	
4.2.1.3.1- Ajustement des données de réflectance	
4.2.1.3.2- Génération et migration des hydrocarbures	
4.3- Discussion	271
	/ 1
CHAPITRE 5	
DISCUSSION ET CONCLUSIONS	279
5.1- Potentiel pétroligène du bassin	
5.1.1- Pétrographie et paragenèse minérales	
5.1.2- Pétrographie de la matière organique	
5.1.3- Maturation thermique	
5.1.4- Roches mères	
5.1.5- Corrélations huiles – roches mères	
5.1.6- Histoire de l'enfouissement de la génération et de la migration	
hydrocarbures	
5.2- Comparaisons avec un autre bassin.	

5.3- Ce qu'il reste à faire3	808
ENCES	309
DIODG	
DICES	
DICE B: Pétrographie des types de matière organique pour chaque échantil de surface	
DICE C : Résultats des analyses de la réflectance estimée de la vitrinite	
échantillons3	
DICE D: Résultats des calculs des valeurs moyennes de la réflectance estin	
de la vitrinite et des intervalles de confiance	63
DICE E: Résultats de Rock Eval sur les roches brutes obtenus dans	
laboratoires de la CGC	
DICE F: Paramètres acquis et calculés par Rock Eval	
DICE G: Tableau de l'histogramme de variation de la valeur du COT	
interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour	
échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans les laborator	
de la CGC	
DICE H: Tableau de l'histogramme des valeurs de la T _{max} et interprétation	
ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures p	
les échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans	
laboratoires de la CGC	
DICE I : Tableau des paramètres nécessaires au calcul de l'indice de migrat	
DICE J: Résultats de Rock Eval sur les roches brutes obtenus dans	
laboratoires de l'IFP	
DICE K: Tableau de l'histogramme de variation de la valeur du COT	
interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour	
échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits	
l'île d'Anticosti analysés dans les laboratoires de l'IFP	
DICE L: Tableau de l'histogramme des valeurs de la T _{max} et interprétation	
ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures p	
les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de pr	
de l'île d'Anticosti analysés dans les laboratoires de l'IFP 3	97
DICE M: Résultats des variables impliqués dans le calcul des COT initiaux	c et
démonstration des formules pour le calcul des COT initiaux 4	01
DICE N: Méthode d'extraction du kérogène	
DICE O: Essais des analyses élémentaires	
DICE P: Chromatogrammes en phase gazeuse de la composition du pic	
obtenue par S ₂ analyseur	
DICE Q: Chromatogrammes en phase gazeuse des échantillons de roche 4	
DICE R: Chromatogrammes en phase gazeuse des échantillons d'huile 4	139

Rapports obtenus des fragmentogrammes de masse m/z 217 pour les stéranes
Pourcentage des stéranes réguliers C27, C28 et C29 obtenu dans les
laboratoires de la CGC
Rapports obtenus des fragmentogrammes de masse m/z 191 pour les
triterpanes
Valeurs du rapport pristane/nC ₁₇ versus phytane/nC ₁₈
Résultats du test de t de Student pour les échantillons analysés pour
leur composition isotopique
Principes du logiciel TEMIS

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE	1
INTRODUC	CTION
1.1-	Localisation des secteurs étudiés et des secteurs d'échantillonnage et géologie de la Gaspésie
1.2-	Localisation des échantillons récoltés dans le cadre de ce projet 11
1.3-	Localisation des échantillons de surface et des puits analysés à l'IFP 17
1.4-	Localisation des puits échantillonnés sur l'île d'Anticosti
1.5-	Localisation des trois assemblages du Paléozoïque
1.6-	Unités stratigraphiques et tectoniques du Paléozoïque inférieur 24
1.7-	Assemblages temporels et lithologiques de la Ceinture de Gaspé 29
1.8-	Division de la Gaspésie en sous-régions
1.9-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et stades de
	génération des hydrocarbures pour la partie Sud du Cambro-Ordovicien,
	au nord de la discordance taconienne, et pour le Siluro-Dévonien de la
	région Nord-Est de la Gaspésie, au sud de la discordance
1.10-	Histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures du puits
	Gulf Sunny Bank utilisant le modèle de Hunt
1.11-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et stades de
	génération des hydrocarbures de la région centrale de la Gaspésie et de la
	région du Lac Matapédia45
CII L'DICTO	
CHAPITRE	
	APHIE ET MATURATION THERMIQUE DE LA MATIÈRE
ORGANIQU	
2.1-	Paragenèse minérale pour chaque formation ou groupe par domaine structural
2.2-	Histogramme de la réflectance estimée de la vitrinite des échantillons de
	surface de la Gaspésie
2.3a-	•
	entre les différentes formations ou les différents groupes pour la région
	Sud du bassin : le synclinorium de la Baie des Chaleurs et l'anticlinorium
	d'Aroostook-Percé
2.3b-	
	entre les différentes formations ou les différents groupes pour le
	synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (région Nord du bassin) 71
2.4-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de
	génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface pour toute la
	Gaspésie
2.5-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de
	génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de

		surface du secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé
	2.6-	Coupe structurale ABC montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en
	2.7-	sous-surface
	2.8-	Causapscal no 1
	2.9-	sous-surface
	2.10-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de
	2.11-	surface du secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé 85 Coupe structurale FG montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en sous-surface
	2.12-	Profils des puits Gulf Sunny Bank no 1 et Québec Oil no 2
	2.13-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Est de la région Sud du bassin
	2.14-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Ouest de la région Sud du bassin
	2.15-	Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures dans la région Sud de la Gaspésie et dans la région Nord-Est du Nouveau-Brunswick
	2.16-	Schéma très simplifié montrant le modèle de la sédimentation en biseau lorsque la boutonnière Maquereau-Mictaw était un haut-fond
CHAP	ITRE 3	
_		GÉOCHIMIQUES
		Histogramme de variation de la valeur du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie (laboratoires de la CGC)
	3.2-	Histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie (laboratoires de la CGC)
	3.3-	Histogramme de la variation des valeurs du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti (laboratoires de
		l'IFP)
	3.4-	Histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de

	surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti
	(laboratoires de l'IFP)
3.5a-	Corrélation entre le carbone total des roches brutes obtenu par Rock Eval et
	par analyses élémentaires pour les échantillons analysés à la CGC 119
3.5b-	Corrélation entre le carbone total des roches brutes obtenu par Rock Eval et
	par analyses élémentaires pour les échantillons analysés à l'IFP 119
3.6a-	Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et les valeurs de la
	T _{max} provenant des laboratoires de la CGC
3.6b-	Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et les valeurs de la
	T _{max} provenant des laboratoires de l'IFP
3.7-	Corrélation entre les valeurs de COT provenant des laboratoires de la CGC
	et de l'IFP122
3.8-	Corrélation entre les valeurs de S2 provenant des laboratoires de la CGC et
	de l'IFP
3.9-	Corrélation entre les valeurs de la T _{max} provenant des laboratoires de la
	CGC et de l'IFP
3.10-	Corrélation entre les valeurs du potentiel génétique provenant des
	laboratoires de la CGC et de l'IFP
3.11-	Corrélation entre les valeurs de l'indice d'hydrogène provenant des
	laboratoires de la CGC et de l'IFP
3.12-	Comparaison entre les échantillons analysés dans les laboratoires de la
	CGC et ceux analysés dans les laboratoires de l'IFP par rapport à la courbe
	de la T _{max} versus la réflectance de Hunt
3.13a-	Détermination du type de matière organique en fonction de la réflectance
	et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie
	analysés dans les laboratoires de la CGC
3.13b-	Détermination du type de matière organique en fonction de la réflectance
	et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie
2 1 4	et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés à l'IFP
3.14a-	Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface de la
	Gaspésie en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice
2 1 41	de production (laboratoires de la CGC)
3.140-	Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface de la
•	Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti en fonction de la
	réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de production (laboratoires de l'IFP)
2 150	Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice
3.13a-	d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la
	Gaspésie analysés dans les laboratoires de la CGC
3 15h-	Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice
.5.150-	d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la
	Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés à l'IFP
	140
3.16a-	Corrélation entre les valeurs de COT et de S ₂ obtenues dans les
2.200	laboratoires de la CGC pour déterminer la quantité de carbone inerte 143
3.16b-	Corrélation entre les valeurs de COT et de S ₂ obtenues dans les
	laboratoires de l'IFP pour déterminer la quantité de carbone inerte 143

3.17-	
• • •	par le Rock Eval et par les analyses élémentaires
3.18-	Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice
	d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour des kérogènes extraits des
	échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île
2.10	d'Anticosti 154
3.19-	Diagramme van Krevelen avec les valeurs de réflectance estimée à partir
2.20	de la vitrinite
3.20-	Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C ₇₋₁₄ du
2 21	pic S ₂
3.21-	Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C_{7-14} du pic S_2 avec l'augmentation de la maturation
3.22-	
3.22-	Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C_{14+} du pic S_2
3.23-	Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C_{14+} du
3.23-	pic S_2 avec l'augmentation de la maturation
3.24-	Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage
J.4 T -	d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C_{7-14} analysée au
	S ₂ analyseur
3.25-	Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage
5.25	d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C ₁₄₊ analysée au S ₂
	analyseur
3.26-	Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse de la composition totale
3.20	pour chacun des groupes
3.27-	Diagramme ternaire de l'interprétation de l'environnement à partir des
J.2.	stéranes réguliers
3.28-	Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 1 du
	diagramme ternaire
3.29-	Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 2 du
	diagramme ternaire
3.30-	Corrélation entre les rapports $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ et $20S/(20R + 20S)$
	Corrélation entre le rapport 20S/(20R + 20S) et la réflectance estimée de la
	vitrinite
3.31b-	Corrélation entre le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ et la réflectance estimée de la
	vitrinite
3.32-	Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 191 montrant un
	changement dans le rapport Ts/Tm avec une augmentation de la
	maturation
3.33-	Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface et de
	puits en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de
	carbone préférentiel 193
3.34-	Pristane/nC ₁₇ versus phytane/nC ₁₈ servant à déterminer le milieu de dépô
3.35-	Rapports isotopiques de carbone-13 pour des échantillons de roche et
	d'huile

	ITRE 4	
1ODÉ	ELISAT	ION
	4.1-	Schéma général de dégradation du kérogène
	4.2-	Exemple d'un graphique servant à déterminer si la réaction est d'ordre 1
	4.3-	Exemple d'un graphique utilisé pour le calcul de la vitesse de dégradation
		du kérogène
	4.4-	Exemple d'un diagramme d'Arrhenius
	4.5-	Exemple d'un échantillon analysé par cinétique globale et qui a ensuite été
	T. 5-	modélisé
	4.6-	Distribution des énergies d'activation et des potentiels partiels pour les
	4.0-	échantillons analysés pour la cinétique
	4.7-	Simulation finale du puits Gulf Sunny Bank no 1 avec un enfouissemen
	7./~	
		maximal de 3500 m avec un gradient géothermique variable dans le temps
	4.0	
	4.8a-	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Gulf Sunny Bank
		no 1 de 418 millions d'années à aujourd'hui
	4.8b-	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Gulf Sunny Bank
		no 1 de 400 à 385 millions d'années
	4.9a-	Saturation en huile dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 montrant l'époque
		de la migration des hydrocarbures de 418 millions d'années à aujourd'hu
	4.9b-	Saturation en huile dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 montrant l'époque
		de la migration des hydrocarbures de 400 à 385 millions d'années 240
	4.10-	Simulation finale du puits Soquip Gaspé Sud no 1 avec un enfouissement
	7.10	maximal de 6500 m avec un gradient géothermique variable dans le temps
		247
	1110	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Soquip Gaspe
	4.11a-	
	4 4 4 1	Sud no 1 de 480 millions d'années à aujourd'hui
	4.11b-	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Soquip Gaspe
		Sud no 1 de 402 à 385 millions d'années
		Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque
		de la migration des hydrocarbures de 480 millions d'années à aujourd'hu
	4.12b-	Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque
		de la migration des hydrocarbures de 400 à 385 millions d'années 254
	4.12c-	Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque
		de la migration des hydrocarbures de 420 à 330 millions d'années 255
	4.13-	Simulation finale du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 avec ur
	1.15	enfouissement maximal de 2500 m avec un gradient géothermique variable
		dans le temps
	1110	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits HQPO
	4.14a-	
	4 4 41	Miguasha-Ouest no 1 de 472 millions d'années à aujourd'hui
	4.14b-	Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits HQPO
		Managha Organia I da 170 à 770 milliona d'annéas

4.15a-	Saturation en huile dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 montrant
	l'époque de la migration des hydrocarbures de 472 millions d'années à
	aujourd'hui
4.15b-	Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque
	de la migration des hydrocarbures de 420 à 380 millions d'années 269

CHAPITRE 5 DISCUSSION

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE 1 INTRODUCT	YON
1.1-	Résumé des travaux antérieurs
1.1-	Description des échantillons de roche analysés à l'IFP
	Description des échantillons d'huile analysés à l'IFP
1.3-	Description des echantifions d'huffe analyses à l'IFP21
CHAPITRE 2	
PÉTROGRAI	PHIE ET MATURATION THERMIQUE DE LA MATIÈRE
ORGANIQUI	3
2.1-	Pétrographie en fonction de la formation ou du groupe
2.2-	Pétrographie des types de matière organique pour chaque formation ou
	groupe par domaine structural
,	
CHAPITRE 3	
	GÉOCHIMIQUES
3.1-	Résultats du carbone total (minéral et organique) obtenus par analyses
3.2-	élémentaires
3.2- 3.3-	Résultats des analyses de pyrolyse en programmation de température
3.3-	(Rock Eval) obtenus dans les laboratoires de l'IFP pour les kérogènes. 147
3.4-	Résultats des analyses élémentaires avec les rapports atomiques pour le
J. - -	diagramme van Krevelen
3.5-	Pourcentage de la fraction C ₇₋₁₄ retrouvée dans chaque échantillon ainsi
3.3	que le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques
3.6-	Pourcentage de la fraction C_{14+} retrouvée dans chaque échantillon ainsi
	que le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que celui
	des produits lourds (NSO)
3.7-	Pourcentage des hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que des
	produits lourds pour les extraits d'huile
3.8-	Pourcentage de distillat (fraction légère) pour chaque huile
3.9-	Valeurs obtenues pour le rapport pristane/phytane
3.10-	Rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C ₂₉ servant à déterminer
	la maturation thermique
3.11-	Rapport Ts/Tm servant à déterminer la maturation thermique et valeurs de
	l'indice de carbone préférentiel (CPI)
3.12-	Résultats du test t de Student pour les échantillons qui sont significatifs

3.13-	3.13-	Résumé du type de matière organique, de la maturation et de l'hydratation probable du kérogène dans le milieu de dépôt ou au cours de la diagenèse							
	NTDF 4								
	PITRE 4 ÉLISAT								
וטטואו	4.1-	Résultats des analyses de Rock Eval des kérogènes des trois échantillons							
	7.1-	choisis pour les analyses de cinétique							
	4.2-	Résultats des analyses de cinétique pour les échantillons 13209 (Formation							
		de Forillon), 31357 (Formation de Macasty) et 23525 (Formation de York River)							
	4.3-	Valeurs des vitesses de dégradation des échantillons de type II							
	4.4-	Données stratigraphiques du puits Gulf Sunny Bank no 1							
	4.5-	Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits Gulf Sunny Bank no 1							
	4.6-	Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits Gulf Sunny Bank no 1							
	4.7-	Valeurs du COT actuel et initial pour la roche mère utilisée dans la modélisation du puits Gulf Sunny Bank no 1							
	4.8-	Données stratigraphiques du puits Soquip Gaspé Sud no 1							
	4.9-	Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits Soquip Gaspé Sud no 1							
	4.10-	Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1							
	4.11-	Valeurs du COT actuel et initial pour les roches mères utilisées dans la modélisation du puits Soquip Gaspé Sud no 1							
	4.12-	Données stratigraphiques réelles du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 258							
	4.13-	Données stratigraphiques hypothétiques du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1							
	4.14-	Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1							
	4.15-	Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1							
	4.16-	Valeurs du COT actuel et initial pour les roches mères utilisées dans la modélisation du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1							

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Je suis prêt à aller n'importe où, pourvu que ce soit en avant.

David Livingstone



CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1- <u>Historique de l'exploration pétrolière en Gaspésie et mise en contexte de</u> l'étude

1.1.1- Travaux d'exploration

L'exploration pétrolière en Gaspésie a connu trois grandes périodes de recherches et de découvertes (Lavoie et Bourque, 2001). La première période se situe entre 1860 et 1950, au cours de laquelle environ soixante-dix sondages ont été effectués. De petites quantités d'huile ont alors été récupérées (jusqu'à 4400 gallons; McGerrigle, 1950). La deuxième période se situe dans les années 1970, quand il y a eu un renouveau d'intérêt pour l'exploration pétrolière. En effet, cette période débute avec le forage du puits Gulf Sunny Bank no 1 de la compagnie Gulf Oil Ltd. qui a fourni des informations sur la succession dévonienne de l'Est de la Gaspésie (Lavoie et Bourque, 2001). De plus, le gouvernement québécois a créé la Société Québécoise d'initiative pétrolière (SOQUIP) pour augmenter les connaissances de base de la région de la Gaspésie. Les activités de SOQUIP se résumaient à de la géophysique sismique, des sondages et de travaux de laboratoire. L'Institut national de la Recherche scientifique a alors créé le groupe Pétrole (INRS-Pétrole) pour pouvoir aider la SOQUIP dans ces travaux de recherches (Lavoie et Bourque, 2001). Cette période s'est terminée au début des années 1980 avec le retrait de la SOQUIP et des autres sociétés pétrolières majeures de la Gaspésie. Finalement, la dernière période a commencé en 1995 et elle coïncide avec la découverte d'huile et de gaz à Terre-Neuve et dans les séries siluro-dévoniennes en Gaspésie (Lavoie et Bourque, 2001). Ces découvertes ont eu pour effet de relancer l'exploration dans l'ensemble des Appalaches. Les deux principales découvertes qui sont en production sont celle de Portau-Port à Terre-Neuve en 1995 (puits Hunt et al. Port-au-Port no 1, découverte d'huile) et celle de Junex dans le Nord-Est de la Gaspésie (puits Galt, production d'un champ gazier

Chapitre 1

dans des calcaires fracturés; Lavoie et Bourque, 2001; Kirkwood et al., 2004). En 1995, Shell Canada a pris les droits d'exploration sur une grande partie du bassin siluro-dévonien. Elle débuta un projet de recherches dans le but d'évaluer le potentiel en réservoir des carbonates et des silicoclastites grossières du Siluro-Dévonien et de faire la synthèse des travaux antérieurs sur le potentiel roche mère et la maturation thermique du Nord-Est de la Gaspésie. Plus récemment, la compagnie Prospection 2000 a découvert en 1996 des indices d'huile dans la région du Lac Matapédia en Gaspésie (puits 1996FC119). En 2005, la compagnie Pétrolia a foré un puits dans la partie Nord-Est de la Gaspésie (puits Pétrolia Haldimand no 1). Ce puits avait pour objectif de vérifier la présence de zones réservoirs dans les grès dévoniens (www.petroliagaz.com). Des indices d'huile et/ou de gaz ont été observés dans trois des sept anciens puits forés dans le même secteur (McGerrigle, 1950). Le puits Pétrolia Haldimand no 1 avait une production de trente-quatre barils de pétrole et de trente-quatre Mpc de gaz naturel par jour (www.petroliagaz.com). La troisième période se continue toujours et on espère qu'elle durera encore longtemps.

1.1.2- Travaux de géochimie

La région de la Gaspésie au Québec a été l'objet de plusieurs études qui visaient à évaluer les roches mères potentielles, la maturation thermique ainsi que le potentiel en hydrocarbures de la péninsule (tableau 1). Par contre, ces études ciblaient des secteurs restreints et discontinus de la Gaspésie (figure 1.1). Beaucoup d'autres secteurs de la Gaspésie n'ont pas été étudiés pour leur potentiel en hydrocarbures, alors que les secteurs étudiés adjacents suggèrent que ces secteurs mal connus devraient être tout aussi prospectifs. De plus, de nombreux indices d'huile sont répertoriés dans le Nord-Est de la Gaspésie (figure 1.1; Bertrand et Malo, 2001). Les plus anciens indices ont été décrits par McGerrigle (1950). Les premiers indices datent de 1860 et ont été découverts par la Gaspé Mining Compagny.

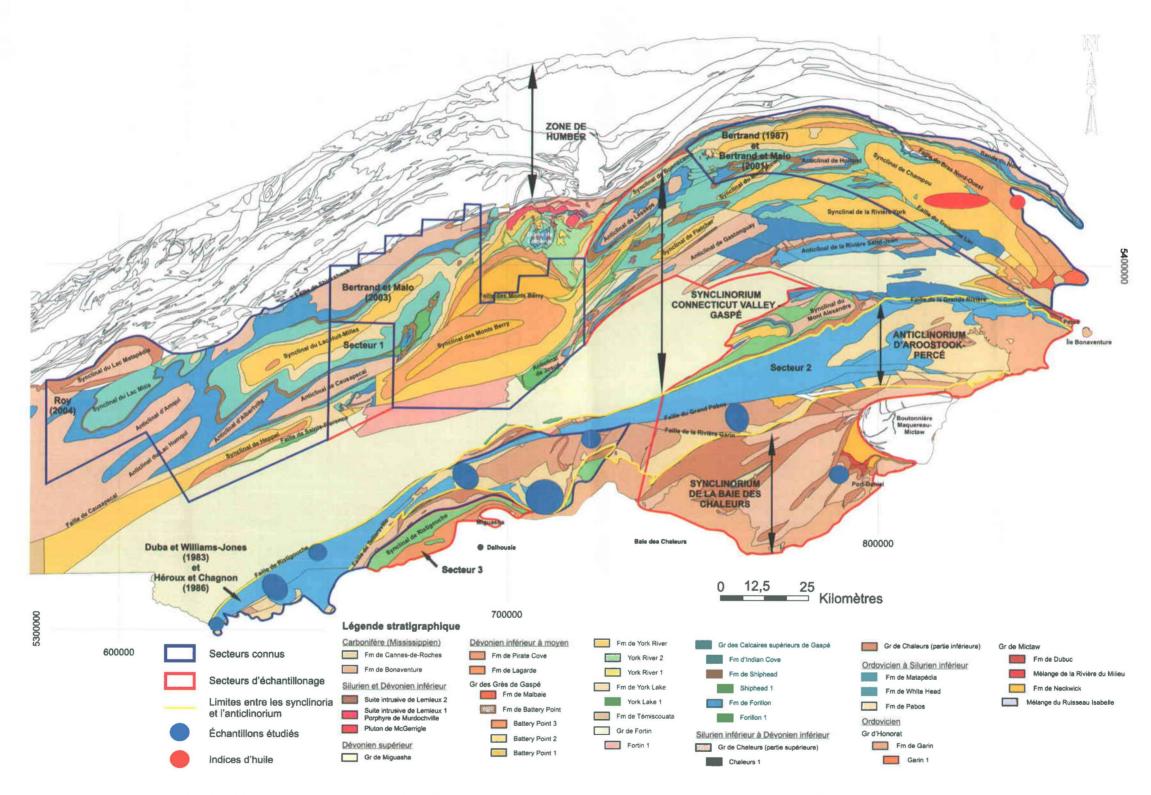


Figure 1.1 : Localisation des secteurs étudiés et des secteurs d'échantillonnage et géologie de la Gaspésie. Les unités en couleurs sur la carte sont celles de la Ceinture de Gaspé. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

Année	Chercheurs	Lieu de la recherche	Sujet de la recherche	P.R. (%)	Stades HC	COT (%)	T _{max} (°C)
1970	Hacquebard et Donaldson	Nord-Est Gaspésie	Grès de Gaspé				
1972	INRS-Pétrole	Nord-Est Gaspésie	Puits Gulf Sunny Bank no 1 et Imperial York no 1 (Silurien et Dévonien)	1,09 - 2,35	FH à G	0,81 - 0,89	
1974	INRS-Pétrole pour SOQUIP	Baie des Chaleurs	Formations ordoviciennes à dévoniennes	0,72 - 0,82	FH		
1978	Sikander et Pittion	Gaspésie	Puits de roches siluriennes et dévoniennes	0,30 - 4,00	IM à GS		
1982	Islam, Hesse et Chagnon	Au nord de la faille de Shickshock Sud	Roches de la Zone de Humber (Cambro-Ordovicien)	1,50 - 5,00	GC à ST		
1983	Duba et Williams-Jones	Sud-Ouest Gaspésie	Groupes d'Honorat, de Matapédia, de Restigouche et de Fortin	1,54 - 5,19	GC à ST		
1983	INRS-Géoressources	Nord-Est Gaspésie	Formations ordoviciennes à dévoniennes	0,31 - 8,00	IM à ST	0,01 - 1,28	401 - 455
1986	Héroux et Chagnon	Saint-André-de-Ristigouche et Carleton	Groupes d'Honorat, de Matapédia et de Fortin	0,60 - 9,20	FH à ST	0,01 - 0,23	305 - 540
1987	Bertrand	Nord-Est Gaspésie	Formations ordoviciennes à dévoniennes	0,54 - 3.25	IM à GS	0,01 - 4,88	397 - 561
1991	Hesse et Dalton	Gaspésie	Groupe de Fortin	1,50 - 6,00	GC à ST		
2001	Bertrand et Malo	Nord-Est Gaspésie	Formations ordoviciennes à dévoniennes	0,60 - 8,20	FH à ST	0,10 - 1,00	
2003	Bertrand et Malo	Centre Gaspésie	Roches du Siluro-Dévonien	0,61 - 5,60	FH à ST	0 - 2,43	416 - 609
2004	Roy	Région du Lac Matapédia	Roches du Siluro-Dévonien	0,80 - 4,29	FH à ST	0,02 - 2,73	315 - 603

Tableau 1.1 : Résumé des travaux antérieurs. P.R. : Pouvoir réflecteur, HC : Hydrocarbures, COT : Carbone organique total, T_{max} : Température de pyrolyse maximale, FH : Fenêtre à huile, G : Gaz, IM : Immature, GS : Gaz sec, ST : Stérile, GC : Gaz à condensats et H : Huile.

1.2- Problématique

Malgré le fait que les secteurs les mieux connus de la Gaspésie ainsi que quelques données disparates suggèrent qu'il y a des endroits où il y a un excellent potentiel pétroligène, de vastes secteurs de la Gaspésie restent encore inconnus en termes de maturation thermique, de roche mère potentielle, de potentiel pétroligène et de migration des hydrocarbures. De plus, les roches mères potentielles ayant pu alimenter les indices d'hydrocarbures actuels n'ont pas encore été formellement identifiées. Par conséquent, il est difficile de savoir dans quel secteur de la Gaspésie l'exploration doit être focalisée.

Les suintements d'hydrocarbures connus et les indices de gaz et de pétrole dans les puits forés sont tous situés dans les roches siluro-dévoniennes de la Gaspésie. Ces roches forment la Ceinture de Gaspé qui constitue le plus vaste bassin siluro-dévonien des Appalaches canadiennes (figure 1.1; Williams, 1995a). La Ceinture de Gaspé se divise en trois domaines tectonostratigraphiques : le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé dans le Nord, le synclinorium de la Baie des Chaleurs, au Sud, et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé entre les deux synclinoria dans le cœur de la Ceinture de Gaspé (figure 1.1). Le Nord de la Gaspésie a toujours été vu comme plus favorable à l'exploration pétrolière que le Sud. D'ailleurs, si on fait exception des sondages de Paspébiac no 1 et HQPG Miguasha-Est no 1 et Miguasha-Ouest no 1 dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs, tous les sondages sont localisés au Nord dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, et ils sont plus particulièrement concentrés dans le Nord-Est de la Gaspésie. Des travaux récents dans les années 2000 ont toutefois montré qu'il existe des zones favorables à la préservation d'hydrocarbures (zones de faible maturation thermique) dans le centre et l'ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (Bertrand et Malo, 2003; Roy, 2004).

À part quelques données ponctuelles, aucune carte de réflectance de la matière organique n'existe pour le synclinorium de la Baie des Chaleurs dans le Sud de la Gaspésie. On peut alors se poser plusieurs questions au sujet du Sud de la Gaspésie : 1) est-ce que sa position paléogéographique et structurale a été favorable à la génération et à la migration des hydrocarbures ? et 2) est-ce que ce secteur est oui ou non favorable à la conservation d'hydrocarbures ? Par contre, les quelques études effectuées dans ce secteur

(voir la section 1.6.3) montrent que la maturation est assez élevée (maturation allant du stade de la fenêtre à huile à celui des gaz secs), mais, est-ce que la maturation est élevée partout dans le Sud ?

Des analyses géochimiques (biomarqueurs, isotopes du carbone des hydrocarbures saturés) des huiles du Nord-Est de la Gaspésie ont suggéré que les roches mères de ces huiles sont ordoviciennes (Idiz et al., 1997), tandis que des roches mères ordoviciennes sous le bassin siluro-dévonien ont été identifiées dans le centre du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (Roy, 2004). Des roches mères potentielles sont également présentes dans la séquence du bassin siluro-dévonien, mais aucune corrélation huiles roches mères ordoviciennes et/ou siluro-dévoniennes n'a pu être établie. Des analyses géochimiques de la roche mère ordovicienne reconnue (Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle) montrent que les compositions en stéranes et en isotopes du carbone sont semblables à celles des roches ordoviciennes de la Formation de Macasty de l'île d'Anticosti (Roy, 2004). Ces données soulèvent donc plusieurs questions concernant l'origine des roches mères du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, et la génération et la migration des hydrocarbures dans les réservoirs de roches silurodévoniennes. Y a-t-il des roches mères siluro-dévoniennes en Gaspésie ou sont-elles toutes ordoviciennes? Quand les hydrocarbures ont-ils été générés et où ont-ils migré? Finalement, est-ce que les huiles proviennent effectivement de roches mères ordoviciennes?

1.3 - Objectifs

L'objectif principal du projet est d'identifier le potentiel pétroligène du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. Pour atteindre cet objectif, on s'est donné des objectifs secondaires : 1) identifier les roches mères, 2) évaluer la maturation thermique, 3) reconstruire l'histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures, 4) déterminer quand a eu lieu la migration des hydrocarbures, et 5) faire une corrélation entre les huiles et les roches mères.

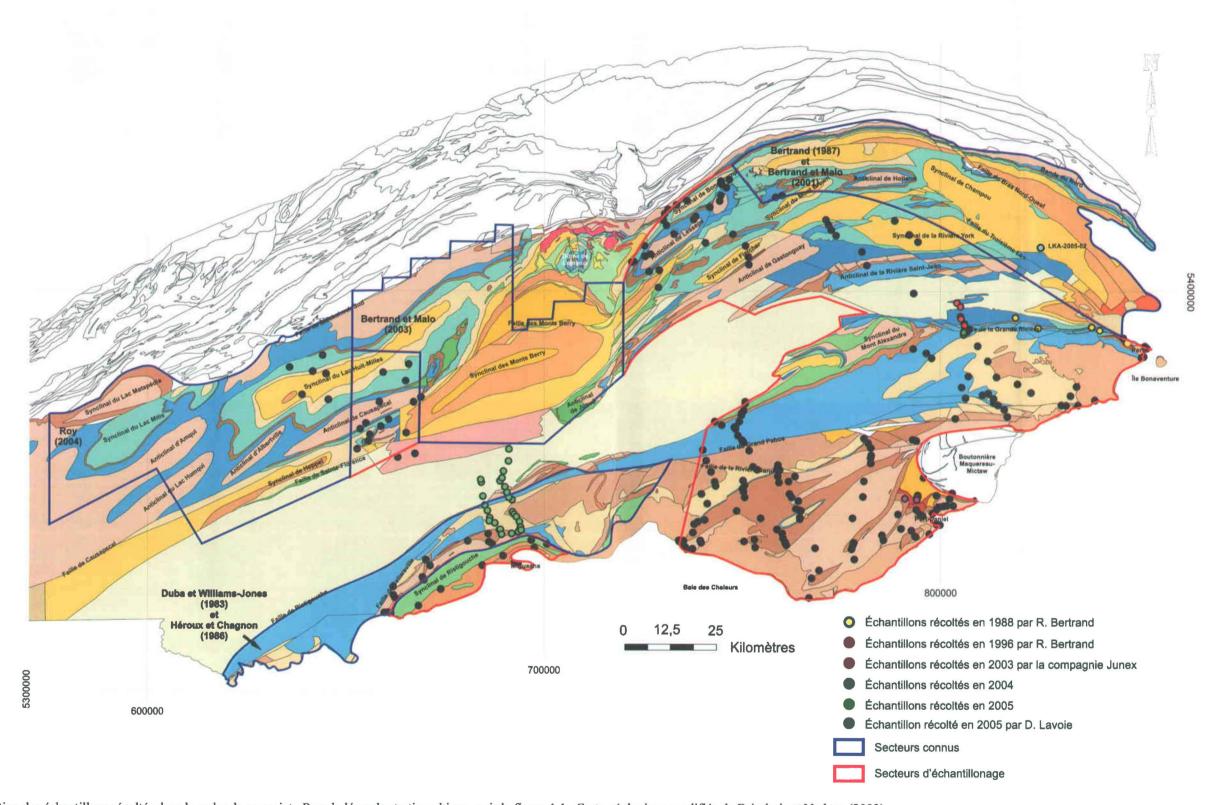


Figure 1.2 : Localisation des échantillons récoltés dans le cadre de ce projet. Pour la légende stratigraphique, voir la figure 1.1. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

1.4- Méthodologie

1.4.1- Travaux réalisés

Pour réussir à atteindre les objectifs décrits à la section précédente, le projet s'est déroulé en plusieurs étapes : l'échantillonnage, les analyses, la compilation et le traitement des données, l'interprétation et la modélisation, la discussion et les conclusions.

Le terrain qui a été couvert pour l'échantillonnage comprenait la partie non couverte par les travaux antérieurs du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de la Gaspésie, à l'exclusion du Groupe de Fortin, ainsi que les parties les plus propices pour la prospection des hydrocarbures dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et le synclinorium de la Baie des Chaleurs. Trois secteurs de la Gaspésie ont été ciblés (figure 1.1). Ces secteurs ont été choisis puisqu'il y a peu ou aucune information sur le potentiel roche mère, la maturation thermique ou le potentiel pétroligène des roches qui s'y trouvent. De plus, des travaux antérieurs montrent que ces secteurs sont parfois à proximité de régions où les roches sont dans la fenêtre à huile (voir la section 1.1.2).

Le premier secteur se situe dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé à l'est de la région du Lac Matapédia (Secteur 1 sur la figure 1.1). Ce secteur inclut une partie des synclinaux du lac Huit-Milles et de Heppel et de l'anticlinal de Causapscal. Ce secteur est limité au sud par le Groupe de Fortin.

Le deuxième secteur se trouve à l'est du synclinal des Monts Berry. Ce secteur comprend une partie du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de la Gaspésie, une partie de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et une partie du synclinorium de la Baie des Chaleurs (Secteur 2 sur la figure 1.1). Ce secteur comprend plusieurs grandes structures du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé : l'anticlinal de Gastonguay, le synclinal de la Rivière York, l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean et le synclinal du Mont Alexandre (figure 1.1). Le deuxième secteur d'échantillonnage se poursuit jusqu'à la ville de Percé. Ce sont les parties les plus à l'est de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et du

synclinorium de la Baie des Chaleurs qui sont à l'étude (figure 1.1). Quelques échantillons du Carbonifère ont aussi été collectés dans le Sud de la Gaspésie, le long de la Baie des Chaleurs.

Le troisième secteur se situe dans le synclinal de Ristigouche (Secteur 3 sur la figure 1.1).

Environ trois cent trente-cinq échantillons de surface ont été collectés lors de cette campagne (figure 1.2).

Les types d'analyses qui ont été effectués sur les composants solides de nos échantillons sont la pétrographie de la maière polies, la pétrographie du kérogène (qui est la partie insoluble de la matière organique aux solvants organiques; Tissot et Welte, 1984), la réflectance des types de matière organique du kérogène, les analyses élémentaires, l'analyse du carbone organique et la pyrolyse en programmation de température (Rock Eval).

Les types d'analyses qui ont été effectués sur les huiles et les extraits organiques d'une partie de nos échantillons de roche (huile dissoute dans la roche et soluble aux solvants organiques; Hunt, 1995) sont la chromatographie liquide, la chromatographie gazeuse des hydrocarbures légers ou lourds par le S₂ analyseur et la chromatographie gazeuse couplée à de la spectroscopie de masse pour l'étude des biomarqueurs (GC-MS) et celle de la composition isotopique du carbone des hydrocarbures (GC-IRMS).

La pétrographie de lames minces polies a servi à identifier la composition des roches analysées (minéralisation, fossiles, etc.) ainsi que la paragenèse minérale. La paragenèse minérale a servi à déterminer l'ordre relatif des événements diagénétiques et tectoniques enregistrés dans les roches. Cette technique a aussi permis de déterminer où se concentre le migrabitume : soit dans les fractures, les vacuoles, ou dispersé dans la roche. Par conséquent, la paragenèse minérale a servi à déterminer l'ordre d'apparition du migrabitume par rapport aux différents événements diagénétiques et tectoniques.

La réflectance des types de matière organique permet de déterminer la maturation thermique des roches en termes de stades à hydrocarbures potentiellement générés. Le

No échan-	Formation/groupe	Lithologie	Nature de l'échantillon	Puits/coupe	Intervalle profondeur (pieds)	R _H	Rock Eval (RB)				Critère de
tillon						(%)	COT (%)	T _{max} (°C)	IH (mg/gC)	IO (mg/gC)	sélection
13164	Indian Cove	Calcaire cherteux	Surface	Ruisseau Lézard		1,00	0,60	419	443	95	Riche-mature
13209	Forillon	Calcaire argileux	Surface	Ruisseau Chrétien		1,08	0,46	446	152	117	Pauvre-mature
13222	Indian Cove	Calcaire cherteux	Surface	Mississipi		0,82	0,54	409	420	141	Pauvre-mature
23525	York River	Charbon	Surface	Anse-à-Brillant		0,55	59,67	433	444	8	Riche-immature
30214	Forillon	Shale calcareux laminé, gris foncé	Surface	Carrière route Lac au Saumon		2,31	1,74	596	4	9	Riche-supramature
30891	Saint-Léon	Calcaire	Surface	Ristigouche		2,50	0,07	331	57	514	Pauvre-supramatur
30901	Mann	Calcaire	Surface	Ristigouche		2,29	0,05	342	20	660	Pauvre-supramatur
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	Calcarénite	Surface	Boutonnière Macquereau-Mictaw		0,68	0,15	440	80	213	Pauvre-mature
30960	Gascons	Calcarénite	Surface	Boutonnière Macquereau-Mictaw		0,87	0,07	423	57	500	Pauvre-mature
30968	Gascons	Mudstone calcareux	Surface	Synclinal près de l'anticlinal de Duval		2,53	0,05	313	40	560	Pauvre-supramatur
30973	Clemville	Mudstone calcareux	Surface	Anticlinal de Duval		2,96	0,08	345	12	600	Pauvre-supramatur
30983	West Point	Calcirudite	Surface	Synclinal près de l'anticlinal de Duval		0,63	0,03	462	67	767	Pauvre-mature
30984	Gascons	Mudstone légèrement calcareux	Surface	Synclinal près de l'anticlinal de Duval		3,80	0,06	507	33	717	Pauvre-supramatur
31017	Garin	Siltstone et mudstone	Surface	Faille de la Rivière Garin		3,85	0,14	334	14	107	Pauvre-supramatu
31093	Indian Cove	Mudstone légèrement calcareux	Surface	Synclinal de Bonnecamp		1,81	0,28	444	46	89	Pauvre-supramatu
31114	Escuminac	Mudstone calcareux	Surface	Parc de Miguasha		0,64	0,19	430	163	105	Pauvre-mature
31115	Pirate Cove	Mudstone calcareux	Surface	Parc de Miguasha		0,71	0,40	436	42	63	Pauvre-mature
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle	Calcaire	Surface	Faille de Nouvelle		0,67	0,05	277	20	420	Pauvre-mature
31135	Saint-Léon	Mudstone légèrement calcareux	Surface	Anticlinal de Causapscal		2,92	0,31	578	16	39	Pauvre-mature
31139	Fortin	Calcaire	Surface	Près de la faille de Sainte-Florence		2,83	0,08	375	12	438	Pauvre-supramatur
31141	York Lake	Calcaire	Surface	Anticlinal de Causapscal		0,93	0,20	445	75	160	Pauvre-mature
31162	La Vieille	Calcaire	Surface	Près du Parc de Miguasha		0,58	0,13	436	285	177	Pauvre-immature
31178	West Point	Mudstone calcareux	Surface	Coupe 138 de Bourque		3,30	0,04	405	44	520	Pauvre-supramatu
31187	White Head	Calcilutite	Surface	Carrière près de Percé		0,80	0,06	432	72	390	Pauvre-mature
31198	La Vieille	Calcilutite	Surface	Près de la Baie de Port-Daniel		0,59	0,10	446	50	310	Pauvre-mature
31303	Mictaw	Shale	Surface	Mictaw		0,93	5,67	446	266	4	Riche-mature
31355	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Carleton Point no 1	1308-1338	0,80	4,05	447	360	7	Riche-mature
31356	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Carleton Point no 1	1353-1383	0,80	4,05	447	360	7	Riche-mature
31357	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Carleton Point no 1	1413-1443	0,80	4,05	447	360	7	Riche-mature
31363	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Princeton Lake no 1	3202-3227	1,11	3,50	450	249	7	Riche-mature
31364	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Princeton Lake no 1	3105-3125	1,11	3,50	450	249	7	Riche-mature
31365	Macasty	Shale	Carotte	Lowlands Gamache Princeton Lake no 1	2990-3015	1,11	3,50	450	249	7	Riche-mature

Tableau 1.2 : Description des échantillons de roche analysés à l'IFP. Il n'y a eu aucune analyse de réflectance et de Rock Eval effectuée sur les échantillons des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les valeurs en gras et en italique de ces échantillons représentent les résultats d'analyses d'un autre échantillon de ces puits. Les analyses de Rock Eval ont été réalisées sur un appareil de Rock Eval 6 par la Commission géologique du Canada dans leurs laboratoires de Calgary (Canada). Il n'y a que l'échantillon 23525 qui a été analysé sur un appareil de Rock Eval 2. R_H: Réflectance estimée de la vitrinite, COT : Carbone organique total, T_{max}: Température maximale de pyrolyse au pic S₂, IH : Indice d'hydrogène et IO : Indice d'oxygène.

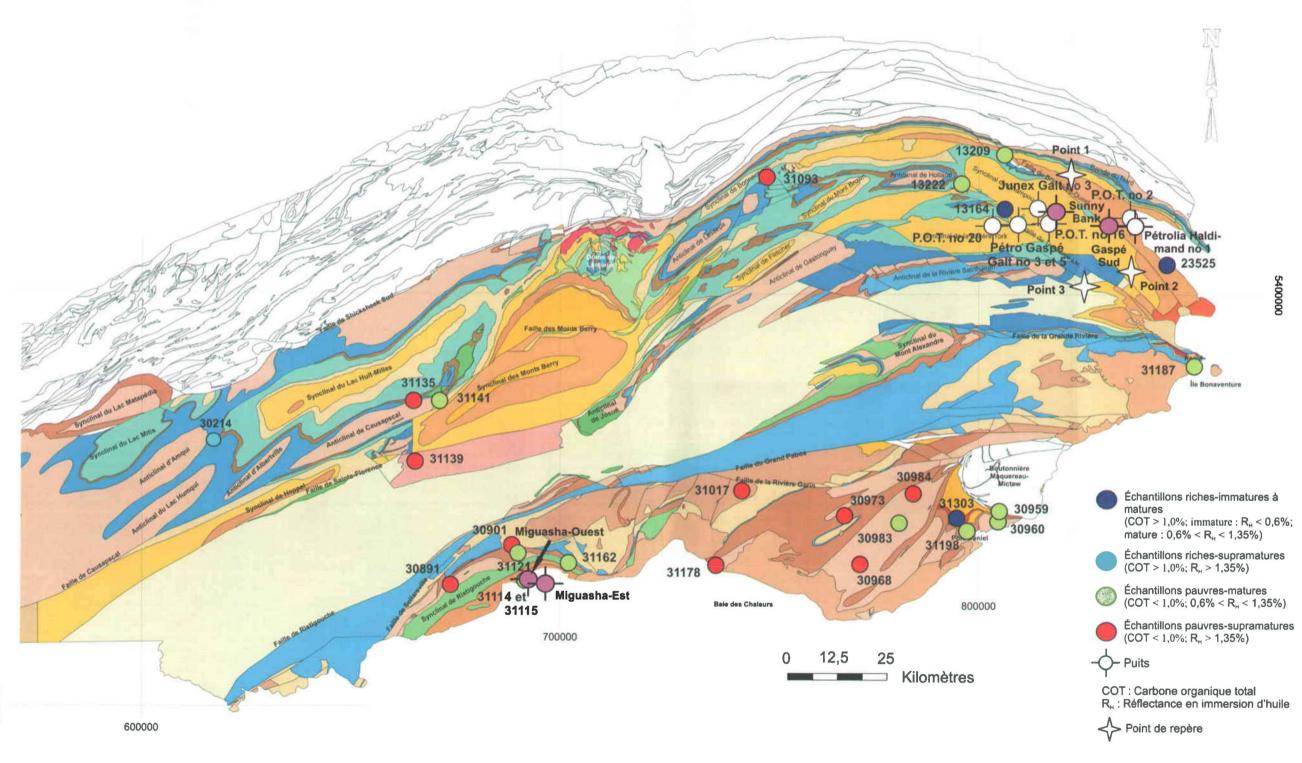


Figure 1.3: Localisation des échantillons de surface et des puits analysés à l'IFP. Pour la légende stratigraphique, voir la figure 1.1. Les puits en blanc sont ceux qui ont été analysés pour leurs huiles, alors que ceux en mauve ont été analysés dans le Chapitre 4, la partie sur la modélisation. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

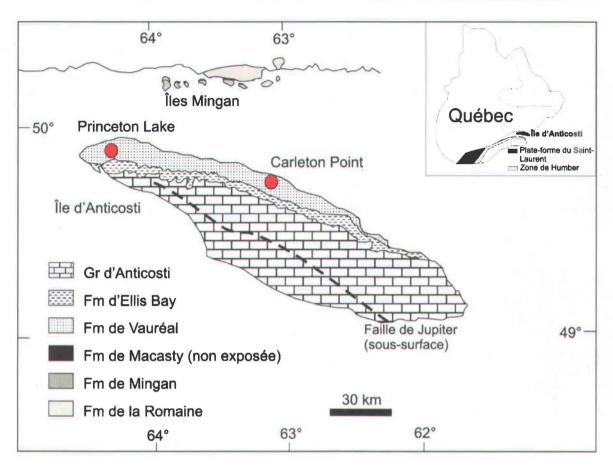


Figure 1.4 : Localisation des puits échantillonnés sur l'île d'Anticosti. Carte modifiée de Lavoie *et al.* (2005).

microscope utilisé pour l'analyse des lames minces polies et de la réflectance est un photo-microscope III de Zeiss. L'identification des composants de la matière organique contenue dans la roche et l'analyse de la réflectance ont été faites à l'aide de lames polies de concentré de kérogène.

La technique de séparation du kérogène qui a été utilisée pour faire l'étude pétrographique de la matière organique est celle de Bertrand et Héroux (1987). Les lames polies de concentré de kérogène ont été préparées selon la méthode de Bertrand *et al.* (1985). Plusieurs mesures de réflectance sous immersion d'huile ont été prises sur des particules non-orientées, et ce, en fonction de la taille des fragments de matière organique. La longueur d'onde qui a été utilisée était de 546 nanomètres avec un objectif de 40X à immersion d'huile. L'identification des composants du kérogène est basée sur

la morphologie et les propriétés optiques des types de matière organique selon la méthode décrite par la Commission internationale de la Pétrologie du Charbon (Taylor *et al.*, 1998).

Les valeurs d'analyses du carbone organique total (COT) et celles de la pyrolyse de la matière organique en programmation de température ont été obtenues avec une unité de pyrolyse Delsi Rock-Eval 6. Ces analyses ont été effectuées à Calgary par la Commission géologique du Canada sur des roches brutes.

D'autres analyses de Rock Eval ont été faites à l'Institut français du Pétrole (IFP) sur trente-deux échantillons de roches brutes et dix-sept échantillons de kérogènes pour faire des comparaisons. Les échantillons choisis pour être analysés à l'IFP ont été sélectionnés selon les critères suivants : 1) certaines roches devaient être riches et immatures à matures (COT > 1,0 %, immature : réflectance < 0,6 %, mature : 0,6 % < réflectance < 1,35 %), 2) d'autres échantillons devaient être riches et supramatures en termes de génération d'huile (COT > 1,0 %, supramature : réflectance > 1,35 %), 3) certains devaient être pauvres et matures (COT < 1,0 %, mature : 0,6 % < réflectance < 1,35 %) et 4) les derniers devaient être pauvres et supramatures (COT < 1,0 %, supramature : réflectance > 1,35 %).

Donc, neuf échantillons correspondaient au premier critère, un seul au deuxième, douze au troisième et dix au dernier critère (tableau 1.2). Les échantillons de roches pauvres ont aussi été sélectionnés selon le fait que l'échantillonnage devait couvrir toute la Gaspésie pour avoir une bonne représentativité de l'ensemble du territoire à étudier (figure 1.3). Six échantillons de roche proviennent de deux puits différents situés sur l'île d'Anticosti (figure 1.4). Ces échantillons ont été choisis parce que la Formation de Macasty est reconnue pour être une roche mère potentielle à hydrocarbures (Bertrand, 1990). De plus, des données géochimiques ont montré que la roche mère potentielle pour les huiles puisse être ordovicienne (Idiz et al., 1997) et les stéranes des shales de la Formation de Macasty ont une composition semblable à ceux du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle, une roche ordovicienne potentielle comme roche mère en Gaspésie (Roy, 2004).

Puits	Formation	Lithologie	gie Profondeur puits (m)		Mode de prélèvement
			Sup.	Inf.	
Junex et al. Galt no 3	Forillon	Calcaire	1181,2	1434,0	Récupérée lors d'un essai de pistonnage en 2004
Petrolia Haldimand no 1	York River	?	1600,0	2343,0	Récupérée lors d'un test de production 24 heures après les travaux de perforation
1890FC036 - P.O.T. no 2	Battery Point et York River	Grès	152,4	787,0	Tête de puits abandonné
1894FC050 - P.O.T. no 16	York River	Grès argileux	812,0	865,6	Tête de puits abandonné
1896FC054 - P.O.T. no 20	York River	Grès argileux	627,3	627,6	Tête de puits abandonné
1984FC109 - Pétro Gaspé Galt no 3	York River	Grès argileux	69,0	70,8	Tête de puits abandonné
1987FC115 - Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	Calcaire	301,0	303,0	Tête de puits abandonné

Tableau 1.3 : Description des échantillons d'huile analysés à l'IFP.

L'analyse du carbone organique et la pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) ont permis de caractériser toutes les formations échantillonnées en termes de roche mère potentielle (potentiel génétique actuel et ancien, proportion d'hydrocarbures produits, type géochimique de kérogène (I : algaire, II : sapropélique ou III : humique)). La pétrographie des lames minces a servi à bien caractériser l'occurrence des bitumes dans les roches, soit dans les fractures ou dans les vacuoles. La pétrographie du kérogène, quant à elle, a servi à déterminer la nature de la matière organique qui le compose et à confirmer son type géochimique. Les analyses élémentaires ont servi à déterminer le type de matière organique contenue dans la roche ainsi que de confirmer ou d'infirmer les résultats du Rock Eval, soit au niveau du COT ou de l'indice d'hydrogène. Les analyses élémentaires ont été réalisées par un laboratoire spécialisé, SGS Multilab, un laboratoire extérieur à l'IFP qui se trouve en banlieue parisienne. Seuls le carbone, l'hydrogène et l'oxygène ont été analysés.

Les échantillons identifiés comme des roches mères ont été étudiés pour leurs extraits organiques (huile dissoute dans la roche et soluble aux solvants organiques; Hunt, 1995). Les extraits organiques ont ensuite été séparés en termes de familles d'hydrocarbures (saturés, aromatiques, résine ou asphaltènes) par chromatographie liquide (Béhar et Pelet, 1985; Béhar et Vandenbroucke, 1987; Béhar et al., 1989). Cette étape est nécessaire pour pouvoir analyser séparément les différents composants.

Les analyses des extraits organiques ont permis de caractériser la nature : 1) des huiles générées par chromatographie gazeuse (GC), 2) des biomarqueurs (sur les hydrocarbures saturés ou aromatiques) par chromatographie gazeuse et spectroscopie de masse (GC-MS) ou 3) de la composition isotopique du carbone des types d'hydrocarbures (saturés) par chromatographie gazeuse et rapports isotopiques par spectrométrie de masse (GC-IRMS). De plus, des analyses de S₂ analyseur ont été réalisées sur des kérogènes pour récupérer et donner la composition des fractions C₇-C₁₄ et C₁₄₊ du pic S₂. Afin de faire des corrélations huile - roche mère, des échantillons d'huile provenant de sept puits différents (Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2, P.O.T. no 16, P.O.T. no 20, Pétro Gaspé Galt no 3 et Pétro Gaspé Galt no 5; tableau 1.3 et figure 1.3) ont aussi été analysés par GC et GC-IRMS à l'IFP.

Afin de suivre et de caler l'histoire thermique du bassin, les kérogènes d'une série de roches mères immatures à matures et supramatures en termes de génération d'huile ont été extraits pour étudier leur évolution en laboratoire (température maximale comprise entre 415 et 460 °C). Ces expériences de maturation thermique en milieu ouvert et fermé ont permis de déterminer les vitesses de dégradation de la matière organique dans les conditions géologiques. Ces données ont ensuite servi à faire une modélisation du bassin à l'étude. Le logiciel qui a été utilisé est TEMIS 1D. Cette modélisation a servi à déterminer la génération, l'expulsion et la migration des hydrocarbures (Schneider *et al.*, 2000).

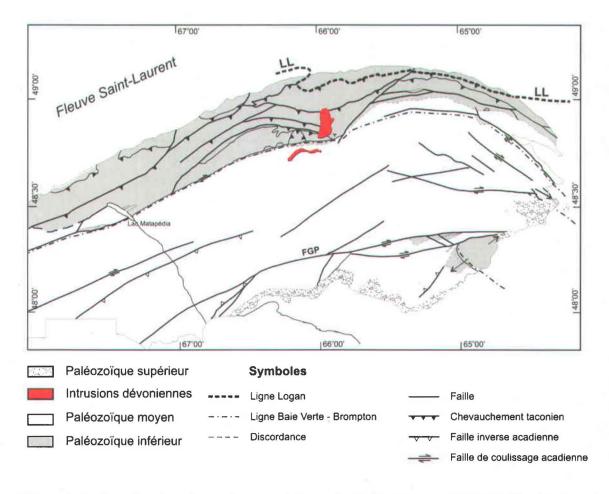


Figure 1.5 : Localisation des trois assemblages du Paléozoïque. FGP : Faille du Grand Pabos et LL : Ligne Logan. Modifiée de Malo et Kirkwood (1995).

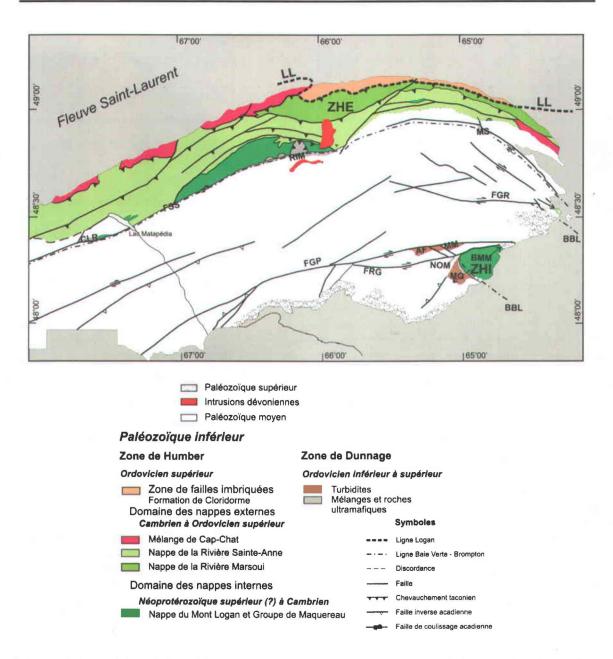


Figure 1.6: Unités stratigraphiques et tectoniques du Paléozoïque inférieur. AF: Formation d'Arsenault, BBL: Ligne Baie Verte-Brompton, BMM: Boutonnière Maquereau-Mictaw, CLR: Complexe de La Rédemption, FGP: Faille du Grand Pabos, FGR: Faille de la Grande Rivière, FRG: Faille de la Rivière Garin, FSS: Faille de Shickshock Sud, LL: Ligne Logan, MG: Groupe de Mictaw, MM: Mélange de McCrea, MS: Boutonnière du Mont de la Serpentine, NOM: Mélange ophiolitique du Ruisseau Nadeau, RIM: Mélange du Ruisseau Isabelle, ZHE: Zone de Humber externe et ZHI: Zone de Humber interne. Modifiée de Malo et Kirkwood (1995).

1.5- Géologie régionale de la Gaspésie

La région de la Gaspésie fait partie des Appalaches. Les roches appartenant à cette région datent du Paléozoïque. La région peut être divisée en trois grands assemblages de roches : le Paléozoïque inférieur (du Néoprotérozoïque ? à l'Ordovicien supérieur), le Paléozoïque moyen (de l'Ordovicien supérieur au Dévonien moyen) et le Paléozoïque supérieur (du Dévonien supérieur au Carbonifère; figure 1.5).

1.5.1.- Assemblage du Paléozoïque inférieur

Le Paléozoïque inférieur est constitué de deux zones tectonostratigraphiques : les zones de Humber et de Dunnage (figure 1.6). La Zone de Humber représente la partie de l'orogène liée stratigraphiquement au craton nord-américain (miogéosynclinal appalachien) ainsi que la marge passive de Laurentia, tandis que la Zone de Dunnage est le vestige de l'Océan Iapetus avec des séquences volcaniques et des mélanges qui se sont formés sur une croûte océanique (soit un terrain accrété; Williams, 1995a). Les roches de la Zone de Humber ont été transportées sur les roches autochtones de la plate-forme du Saint-Laurent, alors que les roches de la Zone de Dunnage sont allochtones sur la Zone de Humber. Les zones de Humber et de Dunnage sont en contact tectonique le long de la ligne Baie Verte-Brompton (figure 1.6; Williams et St-Julien, 1982). La ligne Baie Verte-Brompton correspond à l'expression en surface de la suture entre le domaine continental de la Zone de Humber et le domaine océanique de la Zone de Dunnage (Williams et St-Julien, 1982).

1.5.1.1.- Lithostratigraphie

1.5.1.1.1- Zone de Humber

La Zone de Humber est divisée en trois parties, chacune caractérisée par un style structural et un degré de métamorphisme différents. Du nord vers le sud, il y a : la zone de chevauchement d'avant-pays (ou zones de failles imbriquées; figure 1.6), la zone externe (ou domaine des nappes externes; figure 1.6) et la zone interne (ou domaine des nappes internes; figure 1.6). La Zone de Humber externe présente une déformation modérée et un métamorphisme régional de faible intensité (Islam et al., 1982). Les successions stratigraphiques sont généralement conservées et facilement reconstituées. La Zone de Humber interne montre une déformation intense et un métamorphisme régional ayant une intensité allant de moyenne à forte (faciès des schistes verts à amphibolite; Camiré, 1995). Les successions stratigraphiques et structurales sont difficiles à établir (Williams, 1995b). En Gaspésie, la limite entre les divisions interne et externe est donnée par d'importantes failles de chevauchement situées le long de son contact nord. La Zone de Humber externe (figure 1.6) comprend des successions cambro-ordoviciennes de turbidites sableuses, boueuses et calcareuses (nappe de la Rivière Sainte-Anne), des cherts, des shales et des flyschs boueux de l'Ordovicien supérieur (nappe de la Rivière Marsoui) et un mélange de l'Ordovicien supérieur (Mélange de Cap-Chat; figure 1.6; Slivitzky et al., 1991). Les roches de la nappe de la Rivière Sainte-Anne (formations de l'Orignal et de Rivière Ouelle et Groupe de Trois-Pistoles) représentent l'évolution d'un milieu de talus continental et de bassin au Paléozoïque précoce durant le stade de la dérive continentale en marge de Laurentia. Les roches de la nappe de la Rivière Marsoui (Formation de Deslandes) sont une succession de sédiments de bassins profonds. Les roches transportées des nappes de la Rivière Sainte-Anne et de la Rivière Marsoui ainsi que celles du Mélange de Cap-Chat sont connues sous le nom d'allochtones taconiques. La limite nord-ouest de ces roches transportées est la ligne de Logan (figure 1.6; Williams, 1995b). Finalement, dans la Zone de Humber externe, il y a des flyschs parautochtones du bassin d'avant-pays (Formation de Cloridorme; figure 1.6). L'âge des flyschs va du Caradocien à l'Ashgillien

(Ordovicien supérieur; Slivitzky *et al.*, 1991). Le style structural de la Zone de Humber externe est une zone de plissement et de chevauchement d'avant-pays (Williams, 1995a).

La Zone de Humber interne (figure 1.6) est constituée de basaltes et de grès feldspathiques du Groupe de Shickshock ainsi que de schistes de la Formation de l'Orignal (figure 1.6). Cette zone comprend aussi les roches du Groupe de Maquereau de la boutonnière de Maquereau-Mictaw située au Sud-Est de la Gaspésie (figure 1.6; De Broucker, 1987). Les roches du Groupe de Shickshock font partie de la nappe du mont Logan et elles ont un âge allant du Néoprotérozoïque tardif ? au Cambrien (figure 1.6; Slivitzky et al., 1991). Les roches de la zone interne ont été transportées par des chevauchements de vergence nord-ouest sur les roches de la zone externe. Les roches du Groupe de Shickshock représentent le stade de rifting pendant la formation de l'Océan lapetus.

1.5.1.1.2- Zone de Dunnage

La Zone de Dunnage, en Gaspésie, est constituée de roches ophiolitiques, de mélanges, de roches volcaniques d'arc et de turbidites silicoclastiques d'avant-arc (figure 1.6; Tremblay et al., 1995). La Zone de Dunnage se retrouve dans plusieurs boutonnières qui percent au travers des roches plus jeunes du Siluro-Dévonien (figure 1.6). De l'ouest vers l'est, ce sont les boutonnières du Complexe de La Rédemption, du Mélange du Ruisseau Isabelle, du Mont de la Serpentine, de Maquereau-Mictaw, du Mélange ophiolitique du Ruisseau Nadeau et d'Arsenault-McCrea (figure 1.6). La plus vaste boutonnière, celle de Maquereau-Mictaw (figure 1.6), expose les roches du Groupe de Mictaw assigné à la Zone de Dunnage. Ce groupe est constitué de trois unités stratigraphiques : la Formation de Neckwick (flyschs), le Mélange de la Rivière du Milieu (mélange olistostromal) et la Formation de Dubuc (turbidites et shales; De Broucker, 1987). La Formation d'Arsenault (flyschs), plus au nord-ouest (figure 1.6), se trouve aussi dans la Zone de Dunnage et elle est considérée comme une unité corrélative de la Formation de Neckwick (Malo et Bourque, 1993). L'âge de ces roches varie de l'Ordovicien précoce à tardif. Les roches ophiolitiques sont interprétées comme des

morceaux de la croûte océanique et du manteau, alors que les mélanges représentent des prismes d'accrétion à l'aplomb de zones de subduction (Williams, 1995b). Dans le Sud de la Gaspésie, le Mélange ophiolitique du Ruisseau Nadeau et les mélanges de la Rivière Port-Daniel et de McCrea sont des vestiges de ces prismes accrétionnaires, tandis que le Groupe de Mictaw et la Formation d'Arsenault sont les dépôts sus-jacents dans un bassin d'avant-arc (Tremblay et al., 1995). Des unités de shales noirs de l'Ordovicien moyen et supérieur au sein de la Zone de Dunnage représentent des roches mères. Il s'agit de l'unité de shale noir du Mélange du Ruisseau Isabelle (Malo et al., 2001), le long de la faille de Shickshock Sud, au Nord de la Gaspésie, et de la Formation de Dubuc du Groupe de Mictaw (De Broucker, 1987), au Sud de la Gaspésie.

Les roches ophiolitiques du Complexe du Mont Albert (klippes des monts Albert, Paul et du Sud) et les roches métamorphiques sous-jacentes de l'Amphibolite du Diable, au nord de la faille de Shickshock Sud, font aussi partie du domaine océanique de la Zone de Dunnage (Slivitzky *et al.*, 1991).

1.5.1.2.- Contexte structural et tectonique

Les roches des zones de Humber et de Dunnage ont été déformées par les deux principales orogénies ayant affecté les Appalaches, l'orogénie taconique et l'orogénie acadienne. L'orogénie taconique a eu lieu de l'Ordovicien moyen à l'Ordovicien tardif, alors que l'orogénie acadienne a eu lieu au Dévonien moyen (Malo et Kirkwood, 1995; Bourque et al., 2000; Bourque, 2001; Malo, 2001; Malo et al., 2001; Kirkwood et al., 2004; Malo, 2004). Pour le moment, il n'y a aucune évidence que les roches du Cambro-Ordovicien de la Gaspésie ont été déformées par la pulsation salinique (du Silurien tardif au Dévonien précoce). En Gaspésie, l'orogénie taconique a été causée par la collision entre la marge continentale passive de Laurentia (Zone de Humber) avec un arc insulaire ou un arc magmatique continental (Zone de Dunnage) suivie par l'obduction de la croûte océanique (De Broucker, 1987; Pincivy et al., 2003; Sacks et al., 2004). Les roches de la Zone de Humber ont été transportées sur les roches autochtones de la plate-forme du

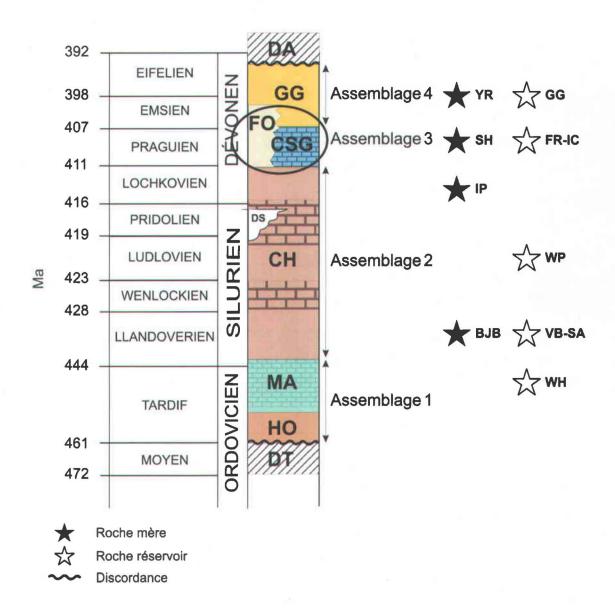


Figure 1.7: Assemblages temporels et lithologiques de la Ceinture de Gaspé. BJB:

Formation de Burnt Jam Brook, CH: Groupe de Chaleurs, CSG: Groupe
des Calcaires supérieurs de Gaspé, DS: Discordance salinique, FO: Groupe
de Fortin, FR: Formation de Forillon, GG: Groupe des Grès de Gaspé, HO:
Groupe d'Honorat, IC: Formation d'Indian Cove, IP: Formation d'Indian
Point, MA: Groupe de Matapédia, DA: Discordance acadienne, DT:
Discordance taconienne, SA: Formation de Sayabec, SH: Formation de
Shiphead, VB: Formation de Val-Brillant, WH: Formation de White Head,
WP: Formation de West Point et YR: Formation de York River. Modifiée
de Malo (2001).

Saint-Laurent et elles ont été déformées et localement métamorphisées aux faciès des schistes verts lors de l'orogénie taconique (Malo et al., 2008). L'obduction est l'un des principaux événements responsables de la déformation et du métamorphisme de la Zone de Humber interne lors de l'orogénie taconique (Pinet et Tremblay, 1995). Les roches de la Zone de Dunnage de l'Amphibolite du Diable et du Complexe du Mont Albert ont été métamorphisées au faciès des amphibolites lors de leur obduction sur les roches volcaniques du Groupe de Shickshock (Pincivy et al., 2003). Ailleurs les roches de la Zone de Dunnage ont été localement déformées et métamorphisées au faciès inférieur des schistes verts, ou à un degré moindre, principalement lors de l'orogénie acadienne (Tremblay et al., 1995). L'orogénie acadienne, quant à elle, est interprétée comme une collision entre le terrane d'Avalon et la marge irrégulière de Laurentia et les terranes accrétés taconiques (Malo et al., 1995). Son influence est reconnue dans les roches de la Zone de Dunnage du Sud de la Gaspésie (Tremblay et al., 1995), mais, elle est peu marquée dans celles de la Zone de Humber au Nord. Néanmoins, plusieurs grands plis ouverts situés dans la Zone de Humber sont dus à l'orogénie acadienne (Slivitzky et al., 1991). De plus, certaines failles acadiennes de décrochement, comme la faille de la Rivière Madeleine, recoupent les roches du Cambro-Ordovicien (Slivitzky et al., 1991).

1.5.2- Assemblage du Paléozoïque moyen – Ceinture de Gaspé

Le Paléozoïque moyen correspond à la Ceinture de Gaspé qui est un bassin successeur constitué principalement de roches siluro-dévoniennes (Bourque *et al.*, 1995; Williams, 1995b). La sédimentation dans le bassin a toutefois débuté à l'Ordovicien tardif en Gaspésie (Bourque *et al.*, 1995). La Ceinture de Gaspé se situe au centre et au Sud de la Gaspésie (figure 1.1).

La Ceinture de Gaspé comprend quatre assemblages temporels et lithologiques (figure 1.1; Globensky et al., 1993; Bourque et al., 2000) : 1) des faciès silicoclastiques et de carbonates à grains fins d'eau profonde datant de l'Ordovicien tardif au Silurien précoce (groupes d'Honorat et de Matapédia), 2) des faciès de plate-forme continentale d'eau peu profonde à profonde du Silurien au Dévonien précoce (Groupe de Chaleurs), 3)

des faciès silicoclastiques et de carbonates à grains fins de plate-forme continentale peu profonde à profonde et de bassin du Dévonien précoce (groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin), et 4) des faciès à grains grossiers littoraux à terrestres datant du Dévonien précoce au Dévonien moyen (Groupe des Grès de Gaspé; figure 1.7). La sédimentation des roches de la Ceinture de Gaspé s'est produite soit dans un domaine continental et de plate-forme continentale ou soit dans un bassin. Dans le domaine de plate-forme continentale, il y a eu trois phases régressives successives séparées par des transgressions (Bourque et al., 2000). Chaque phase régressive s'est terminée par le dépôt de faciès littoraux ou continentaux (Bourque et al., 2000).

Les roches de la Ceinture de Gaspé suivent une direction structurale qui est orientée nord-est – sud-ouest (Malo, 2001). La Ceinture de Gaspé est divisée en trois domaines structuraux qui suivent cette tendance régionale : le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et le synclinorium de la Baie des Chaleurs (figure 1.1; Bourque et al., 1995). Chaque domaine est caractérisé par une stratigraphie et des caractéristiques structurales différentes (Kirkwood et al., 2004). Le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé se situe entre la discordance taconienne et/ou la faille de Shickshock Sud (au nord) et la limite avec l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (au sud; figure 1.1). Dans la partie Nord-Est de la Ceinture de Gaspé, la limite entre le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé est le système de failles de la Grande Rivière (figure 1.1; Bourque et al., 1995). Dans la partie Ouest, la limite entre ces deux entités structurales est la faille de Ristigouche (figure 1.1). En ce qui concerne le synclinorium de la Baie des Chaleurs, sa limite nord est l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, correspondant à un contact concordant entre les roches de l'Ordovicien supérieur et du Silurien inférieur et celles du Silurien et du Dévonien inférieur (figure 1.1; Bourque et al., 1995). La limite sud du synclinorium de la Baie des Chaleurs est donnée par l'anticlinorium de Miramichi au Nouveau-Brunswick (Bourque et al., 1995).

Le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé représente la partie Nord du bassin siluro-dévonien qui débute par des unités siluriennes reposant en discordance angulaire sur les roches cambro-ordoviciennes de la Zone de Humber. L'anticlinorium d'Aroostook-Percé et le synclinorium de la Baie des Chaleurs représentent, quant à eux,

la partie Sud du bassin. Le contact entre ces deux domaines structuraux est généralement placé au contact stratigraphique normal entre les groupes de Matapédia et de Chaleurs. Le bassin siluro-dévonien dans sa partie Sud comprend donc des roches de l'Ordovicien supérieur qui ne sont pas présentes dans le Nord du bassin en Gaspésie. Ces roches ordoviciennes sont celles du premier assemblage décrit plus haut appartenant aux groupes d'Honorat et de Matapédia. Par contre, dans le Nord du bassin siluro-dévonien de la région de Témiscouata à l'ouest de la Gaspésie, il y a des roches qui sont aussi vieilles que celles des groupes d'Honorat et de Matapédia. Ces roches appartiennent au Groupe de Cabano (Bourque *et al.*, 2001).

1.5.2.1- Lithostratigraphie

1.5.2.1.1 - Groupes d'Honorat et de Matapédia

Les groupes d'Honorat et de Matapédia datent de l'Ordovicien tardif (Caradocien) au Silurien précoce (Llandovérien). Les groupes d'Honorat et de Matapédia se trouvent seulement dans l'anticlinorium d'Aroostook–Percé (figure 1.1; Bourque *et al.*, 2001). Les groupes d'Honorat et de Matapédia sont des sédiments d'eau profonde, turbiditiques, terrigènes et carbonatés (Malo, 1988; 2004). Les sédiments de ces deux groupes ont rempli le bassin successeur post-taconien. Le Groupe d'Honorat est une unité terrigène qui comprend du claystone, du mudstone, du siltstone, des wackes quartzeux et lithiques, des conglomérats et des calcaires silteux (Malo, 1988; 2004). Le Groupe de Matapédia, quant à lui, est à dominance de carbonates et il comprend des mudstones calcareux, des calcaires argileux (Formation de Pabos), des calcilutites, des shales et des calcarénites (Formation de White Head; Malo, 1988; 2004).

1.5.2.1.2 - Groupe de Chaleurs

L'âge du Groupe de Chaleurs varie du Silurien (Llandovérien) au Dévonien précoce (Lochkovien). Ce groupe est constitué de faciès de plateau continental d'eau peu profonde à profonde et il se trouve dans le synclinorium de Connecticut Valley–Gaspé et celui de la Baie des Chaleurs (figure 1.1; Bourque *et al.*, 2001). Le Groupe de Chaleurs comprend trois assemblages: 1) un assemblage inférieur terrigène, 2) un assemblage moyen de calcaires, et 3) un assemblage supérieur avec des récifs locaux et des corps volcaniques (Bourque *et al.*, 2001).

L'assemblage inférieur terrigène est constitué d'une séquence de mudstones ou de claystones et de grès avec parfois des conglomérats dans les parties Nord (formations d'Awantjish et de Val-Brillant) et Sud (formations de Clemville, de Weir et d'Anse Cascon) de la Ceinture de Gaspé. Dans la partie centrale de la Ceinture de Gaspé, la séquence comprend des claystones graptolitiques d'eau profonde et des grès (Formation de Burnt Jam Brook; Bourque *et al.*, 2001).

L'assemblage moyen de calcaires consiste en des calcaires d'eau profonde et de plate-forme. Les calcaires de plate-forme sont constitués de faciès péritidaux, récifaux et subtidaux (Formation de Sayabec pour la partie Nord et Formation de La Vieille pour la partie Sud). Pour les calcaires d'eau profonde, ils sont composés de calcarénites sableuses et de calcirudites (Formation de Laforce; Lavoie *et al.*, 1992).

L'assemblage supérieur terrigène comprend des roches à grains fins (formations de Saint-Léon, de Gascons et d'Indian Point) et il est constitué de trois lithotypes, soit des conglomérats, des roches volcaniques et des calcaires récifaux. La discordance salinique est présente dans cet assemblage et elle est le résultat de blocs faillés et d'une diminution eustatique du niveau marin au Silurien tardif (Bourque et al., 2001). Les parties les plus élevées des blocs ont donc été érodées. La discordance salinique est exposée à quelques endroits dans la région de la Gaspésie. Les conglomérats faisant partie de l'assemblage supérieur terrigène sont associés à la discordance salinique (Bourque et al., 2001). Les conglomérats sont aussi associés à des faciès littoraux à terrestres, comme des calcaires péritidaux et des lits rouges silicoclastiques. Il y a trois principaux conglomérats : les conglomérats de Griffon Cove River, ceux de New Mills et ceux d'Owl Capes.

Le Groupe de Chaleurs comprend aussi des corps volcaniques, soit des roches basaltiques et volcanoclastiques (membres de Ristigouche et du Lac McKay) et des roches felsiques (membres de Baldwin, de Black Cape et de Dalhousie; Bourque *et al.*, 2001). Pour finir, le Groupe de Chaleurs comprend des calcaires récifaux. Les mieux formés se trouvent dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs (Formation de West Point).

1.5.2.1.3 - Groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin et Formation de Témiscouata

L'âge des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin et de la Formation de Témiscouata est du Dévonien précoce (Pragien – Emsien). Les groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin et la Formation de Témiscouata se trouvent dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé et ils comprennent des faciès de carbonates et silicoclastiques de plateau continental et de bassin (figure 1.1; Bourque et al., 2001). Le Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé se trouve dans la partie Nord du synclinorium, alors que le Groupe de Fortin et la Formation de Témiscouata se trouvent dans les parties centrale et Sud du synclinorium (figure 1.1). La partie inférieure du Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé est constituée d'une succession de calcilutites dolomitiques et siliceuses ou de mudstones calcareux (Formation de Forillon). La partie moyenne de ce groupe est plus hétérogène et a un contenu silicoclastique plus élevé (Formation de Shiphead), comprenant des calcaires dolomitiques et siliceux, des mudstones avec des calcarénites, des grès et des lits de bentonite. La partie supérieure de ce groupe est une unité homogène de lits cherteux à siliceux ou de calcilutites silteuses (Formation d'Indian Cove). Le Groupe de Fortin et la Formation de Témiscouata sont composés de séquences litées de siltstones et de shales avec des intervalles de grès et de roches volcaniques (Bourque et al., 2001).

1.5.2.1.4 - Groupes des Grès de Gaspé et de Miguasha et formations de Lagarde et de Pirate Cove

Le Groupe des Grès de Gaspé a un âge du Dévonien précoce à moyen (Emsien à Frasnien) et il est constitué de faciès littoraux à terrestres. Ce groupe se trouve dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé et celui de la Baie des Chaleurs (figure 1.1). Dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, le Groupe des Grès de Gaspé comprend quatre assemblages (Bourque et al., 2001). Le premier assemblage est une unité de transition (Formation de York Lake) et il comprend des calcilutites siliceuses avec des arénites et des wackes quartzeux. Le deuxième assemblage (Formation de York River) est constitué de mudstones, de siltstones et de grès. Le troisième assemblage comprend des grès conglomératiques, des grès à grains moyens à grossiers, des siltstones et des mudstones (Formation de Battery Point). Le dernier assemblage est une séquence de conglomérats, de calcaires et de fragments silicoclastiques et volcaniques (Formation de Malbaie; Bourque et al., 2001). Dans le synclinal des Monts Berry, il y a une unité de shales avec des siltstones, des grès et des fissures de retrait (Formation de Lake Branch) entre les formations de York River et de Battery Point et la Formation de Malbaie est absente (Bourque et al., 2001). Dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs, plus précisément dans le synclinal de Ristigouche, des roches continentales à grains grossiers dont l'âge varie entre l'Emsien et le Frasnien (Dévonien moyen à tardif) sont présentes (Bourque et al., 1995). Ces roches sont divisées en quatre unités : formations de Lagarde, de Pirate Cove, de Fleurant et d'Escuminac. Les formations de Fleurant et d'Escuminac font partie du Groupe de Miguasha. Les quatre unités contiennent des conglomérats. La Formation de Lagarde est composée de conglomérats à cailloux et à galets bien arrondis qui sont interstratifiés avec des grès à grains grossiers à fins. Il y a aussi une stratification oblique de grès et de mudstone (Bourque et al., 1995). La Formation de Pirate Cove, qui repose en concordance sur la Formation de Lagarde, est composée de mudstones et de siltstones gréseux avec des lentilles de grès de chenaux. Il y a aussi des conglomérats calcaires dont les clastes dérivent essentiellement du Groupe de Matapédia qui est situé au nord (Bourque et al., 1995). La Formation de Fleurant repose en discordance sur la Formation de Pirate Cove. La Formation de Fleurant est constituée de conglomérats à

cailloux et à galets dont les clastes sont à prédominance de calcaire. Les clastes peuvent aussi être des roches volcaniques, des grès ainsi que des roches plutoniques. Finalement, la Formation d'Escuminac, reposant en concordance sur la Formation de Fleurant, consiste en des grès, des siltstones et des mudstones. Les grès et les siltstones présentent des figures de base de banc, une lamination parallèle et des rides de courant, alors que les mudstones ressemblent à des varves (Bourque *et al.*, 1995). Cette formation est reconnue pour son abondance de fossiles de poissons et de végétaux.

1.5.2.2- Contexte structural et tectonique

Les roches de la Ceinture de Gaspé ont été principalement déformées au cours de l'orogénie acadienne au Dévonien moyen, mais ont subi également l'influence de la pulsation salinique (Malo et Kirkwood, 1995; Malo, 2001). Le grain structural acadien dominant est de direction nord-est, celui des plis et du clivage.

Dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, on retrouve de grands synclinaux de direction nord-est et des anticlinaux asymétriques. Ces anticlinaux ont un flanc nord qui est légèrement plus abrupt que le flanc sud et ils plongent légèrement vers l'est-nord-est et vers l'ouest-sud-ouest (Bourque *et al.*, 1995). Les cinq plus grandes structures sont : le synclinal des Monts Berry, l'anticlinal de Gastonguay, l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean, le synclinal de Champou et le synclinal du Mont Alexandre (figure 1.1). Au sud des failles de Causapscal et de Sainte-Florence, il y a des plis qui sont droits et ouverts avec un plongement faible et un clivage ardoisier dont la direction est nord-est.

Des failles majeures, comme la faille de Sainte-Florence, sont parallèles aux plis. La faille de Sainte-Florence est une faille inverse vers le nord-ouest avec un mouvement tardif de décrochement dextre (Kirkwood, 1995). Les grandes failles du secteur nord-est du synclinorium de Connecticut Valley–Gaspé sont de direction nord-ouest. Ce sont les failles de coulissage dextre du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac (figure 1.1). La faille de Shickshock Sud qui constitue en partie la limite du synclinorium au nord est une faille de décrochement dextre de direction est-nord-est. L'orogénie taconique a donné

naissance à une faille ductile à rejet oblique dextre qui a été enregistrée dans les roches cambriennes dans le mur de la faille de Shickshock Sud (Sacks *et al.*, 2004). Durant la pulsation salinique (du Silurien tardif au Dévonien précoce), la faille de Shickshock Sud est devenue une faille d'extension (Sacks *et al.*, 2004). Finalement, elle a rejoué en coulissage dextre pendant l'orogénie acadienne (Sacks *et al.*, 2004).

Au sud du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, les roches de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé ont subi deux phases de plissement. La première phase de plissement a donné des plis droits, ouverts, de faible amplitude et ayant une direction nord-ouest. La deuxième phase de plissement est due à l'orogénie acadienne et a donné des plis serrés accompagnés d'un clivage ardoisier. La direction de ces plis est nord-est. La superposition de ces deux phases de plissement a donné des structures de dômes et de bassins (Malo et Béland, 1989). La deuxième déformation correspond à la principale déformation dans les synclinoria de Connecticut Valley-Gaspé et de la Baie des Chaleurs (Bourque *et al.*, 1995).

Il y a plusieurs failles dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, mais la principale faille est celle du Grand Pabos (figure 1.1). Les deux autres failles importantes sont celles de la Rivière Garin et de la Grande Rivière (figure 1.1). Ces trois failles sont orientées est-ouest et elles ont un décrochement dextre (Malo et Béland, 1989; Malo et Kirkwood, 1995). Il y a aussi la faille de Ristigouche à l'ouest de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (figure 1.1) qui est une faille de chevauchement avec une composante de coulissage dextre (Bourque *et al.*, 1995).

Dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs, il y a des plis qui sont ouverts à moyennement serrés dont l'axe est soit subhorizontal ou légèrement plongeant. À l'extrémité ouest, on retrouve une structure synclinale majeure, celle du synclinal de Ristigouche qui est bordé au nord par la faille de Sellarsville à mouvement inverse vers le sud-ouest. Au nord de cette dernière faille, on retrouve l'écaille de Sellarsville qui est limitée au nord par une autre faille inverse de direction nord-est dont le mouvement est aussi vers le sud.

Les plis et les failles décrits plus haut dans les roches de la Ceinture de Gaspé ont principalement été créés lors de l'orogénie acadienne. Par contre, plusieurs caractères structuraux sont dus à la pulsation salinique (du Silurien tardif au Dévonien précoce) :

une discordance angulaire, ou une surface d'érosion, des plis d'orientation nord-ouest et des failles synsédimentaires (Malo et Kirkwood, 1995; Malo, 2001; Malo et al., 2001).

Dans les années 1990, la tectonique acadienne de la Gaspésie était reconnue pour être contrôlée par un système de décrochement dextre en transpression (Malo et Béland, 1989; Kirkwood et Malo, 1993; Malo et Kirkwood, 1995; Kirkwood, 1999). Ce régime global de déformation peut se diviser en trois stades (Kirkwood, 1999). Le premier stade est un raccourcissement régional de direction nord-ouest accompagné de plis de direction nord-est et de failles inverses. Le deuxième stade est un resserrement des plis dû au développement d'un clivage et l'initiation des failles de décrochement. Le troisième et dernier stade est celui d'un glissement le long de failles de décrochement. Par contre, depuis 2000, un nouveau modèle de déformation acadienne de la Gaspésie a été reconnu. Le nouveau modèle a été inspiré de nouvelles données provenant de la sismique réflexion du gouvernement du Québec dans le secteur ouest de la Gaspésie (Beausoleil et al., 2002) et dans le secteur nord-est (Kirkwood et al., 2004). Ce modèle invoque une part plus importante des chevauchements et la formation d'une ceinture de plis et de chevauchement au début de l'orogénie acadienne avant les décrochements du Dévonien moyen (Malo, 2001; Kirkwood et al., 2004). La présence d'un rétrocharriage dans les calcaires de la Formation de White Head dans l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean est reliée à un biseau tectonique en profondeur et elle indique une géométrie typique d'une déformation de ceinture de plis et de chevauchement (Kirkwood et al., 2004). Ce modèle implique qu'il y a eu dépôt à l'avant du prisme orogénique au Nord de la Gaspésie et aucun dépôt des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé au Sud, une région qui a été soulevée et qui a été incluse dans le prisme orogénique (Malo, 2001; Kirkwood et al., 2004).

1.5.3- Assemblage du Paléozoïque supérieur

Le Paléozoïque supérieur, quant à lui, correspond au bassin des maritimes qui déborde sur les côtes Est et Sud de la Gaspésie (figure 1.1; Bourque *et al.*, 1995). Les principales roches qui constituent cet assemblage appartiennent aux formations de

Bonaventure et de Cannes-de-Roches du Carbonifère moyen (van de Poll, 1995). La Formation de Bonaventure s'étend dans la Baie des Chaleurs (près de la ville de Dalhousie au Nouveau-Brunswick (sa position approximative a été mise sur la figure 1.1)) jusqu'à l'île Bonaventure (figure 1.1). Elle est composée de conglomérats, de grès et de mudstones qui sont caractérisés par une couleur rouge sombre (van de Poll, 1995). La Formation de Cannes-de-Roches est retrouvée dans les régions de Percé et de Gaspé (figure 1.1; van de Poll, 1995). Cette formation se compose de conglomérats rouges, de grès et de mudstones. Le sommet de la formation est constitué de strates de couleur grise (van de Poll, 1995). Les roches de couleur rouge sont des dépôts de cônes alluviaux dont les matériaux proviennent d'une région voisine, alors que les roches de couleur grise ont été déposées par un cours d'eau axial pérenne qui s'écoulait à l'intérieur d'une vallée. Les roches de couleur grise proviennent de l'érosion des montagnes créées lors de l'orogénie acadienne (van de Poll, 1995).

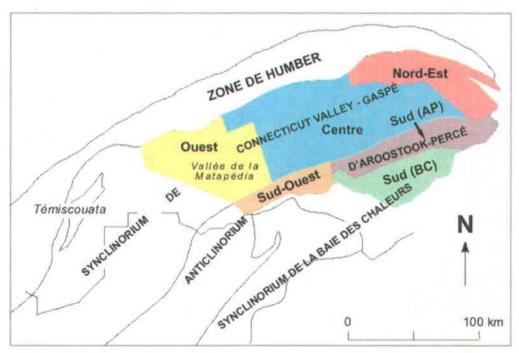


Figure 1.8 : Division de la Gaspésie en sous-régions. AP : Aroostook-Percé et BC : Baie des Chaleurs. Modifiée de Bourque *et al.* (2000).

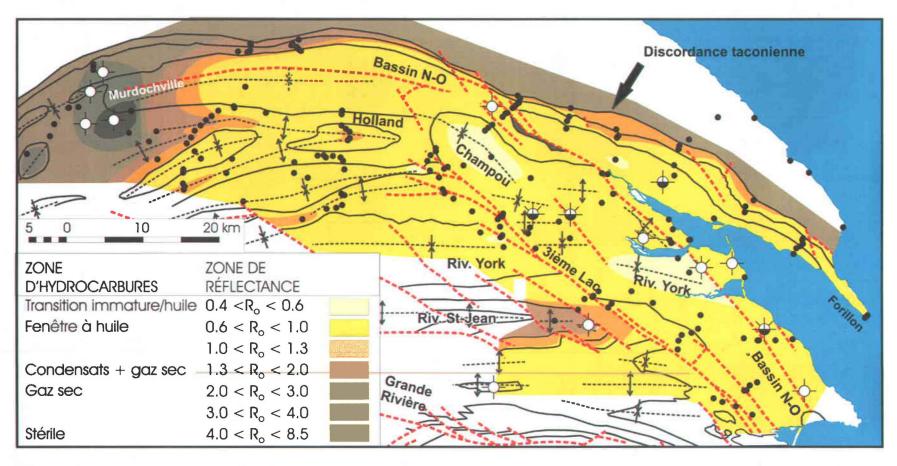


Figure 1.9 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et stades de génération des hydrocarbures pour la partie Sud du Cambro-Ordovicien, au nord de la discordance taconienne, et pour le Siluro-Dévonien de la région Nord-Est de la Gaspésie, au sud de la discordance. Tirée de Bertrand et Malo (2001).

1.3- Travaux antérieurs

Malgré le fait qu'il y ait plusieurs études réalisées en Gaspésie, il y a peu de ces études qui soient exhaustives au niveau de l'évaluation du potentiel roche mère, de la maturation thermique et du potentiel réservoir des strates siluro-dévoniennes. Par contre, il y a trois secteurs de la Gaspésie qui sont assez bien connus au niveau du potentiel roche mère et de la maturation thermique : le Nord-Est de la Gaspésie, le centre de la Gaspésie et la région du Lac Matapédia (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001; Bertrand et Malo, 2003; Roy, 2004). La Gaspésie a été divisée en six sous-régions pour mieux cibler les travaux qui ont déjà été faits : 1) région Nord-Est – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, 2) région Sud – anticlinorium d'Aroostook-Percé, 3) région Sud – synclinorium de la Baie des Chaleurs, 4) région centrale – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, 5) région Ouest - synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, et 6) région Sud-Ouest – anticlinorium d'Aroostook-Percé et synclinal de Ristigouche (figure 1.8).

1.6.1- <u>Région Nord-Est de la Gaspésie – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé</u>

La région du Nord-Est de la Gaspésie dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé est le secteur le plus connu en ce qui a trait au potentiel pétroligène des successions paléozoïques de la péninsule. La région étudiée du Nord-Est de la Gaspésie est limitée à l'ouest par la région de Murdochville et au sud par le flanc nord du synclinal de la Rivière York et une ligne nord-ouest – sud-est à quelques kilomètres au sud de la faille du Troisième Lac (figure 1.9). Toutefois, le secteur au sud-ouest de cette limite, au moins jusqu'à la faille de Grande Rivière, y compris le Groupe de Fortin, est inconnu en termes de maturation thermique et de roche mère.

Les successions cambro-ordoviciennes sont supramatures en termes de génération d'huile et n'ont plus qu'un potentiel à gaz sec (figure 1.9; Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Par contre, certaines formations des successions cambro-ordoviciennes auraient été de bonnes roches mères à huile avant leur maturation (Bertrand, 1987;

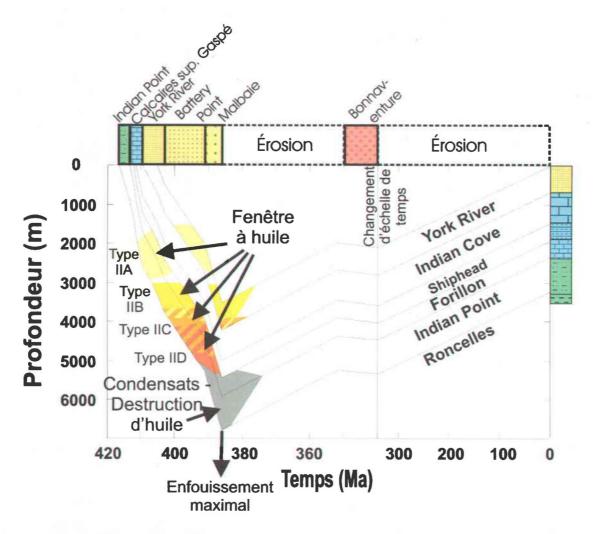


Figure 1.10 : Histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures du puits Gulf Sunny Bank no 1 utilisant le modèle de Hunt. Modifiée de Bertrand et Malo (2001).

Bertrand et Malo, 2001).

Un fort contraste de réflectance et du rang de maturation existe généralement entre les successions cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes du Nord-Est de la Gaspésie de part et d'autre de la discordance taconienne (figure 1.9; Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Ce contraste indique que ces deux successions ont maturées lors de deux épisodes thermiques différents. Les roches cambro-ordoviciennes ont atteint leur maturité avant la discordance taconienne (Bertrand et Malo, 2001). Les successions siluro-dévoniennes ont atteint leur maturité durant l'orogénie acadienne (Bertrand et Malo, 2001).

À l'inverse des successions cambro-ordoviciennes, les successions siluro-dévoniennes sont généralement immatures à matures en surface. Elles sont propices à la conservation d'huile ou de condensats jusqu'à une profondeur de quelques kilomètres en sous-surface (Bertrand et Malo, 2001). Les seuls secteurs supramatures en termes de génération d'huile sont observés dans le voisinage du district minier de Murdochville et dans la zone axiale du synclinal de la Rivière Saint-Jean (figure 1.9). Dans le synclinal de la Rivière Saint-Jean, le stade à gaz sec est atteint dans le Groupe de Chaleurs en surface et en sous-surface (figure 1.9; Bertrand et Malo, 2001).

Les travaux de Bertrand (1987) et de Bertrand et Malo (2001) ont montré que les roches mères potentielles siluro-dévoniennes sont les formations dévoniennes de York River, de Forillon et d'Indian Point. Ces roches mères sont toutefois de piètre qualité en comparaison avec celles du Cambro-Ordovicien, puisque les teneurs en matière organique des roches cambro-ordoviciennes sont plus élevées que celles des roches siluro-dévoniennes (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). De plus, les roches siluro-dévoniennes ne sont que localement de bonnes roches mères à hydrocarbures (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001).

L'évolution de la maturation thermique et de la génération des hydrocarbures en fonction des temps géologiques dans les successions siluro-dévoniennes peut être illustrée à partir des données du puits Gulf Sunny Bank no 1 (Bertrand et Malo 2001). L'enfouissement maximal des successions du puits Gulf Sunny Bank no 1 aurait eu lieu au Dévonien moyen, au paroxysme de l'orogénie acadienne (figure 1.10). D'après ces auteurs, la génération d'huile des formations d'Indian Point et de Forillon aurait eu lieu

avant l'enfouissement maximal (figure 1.10; Bertrand et Malo, 2001). Par contre, dans la Formation de York River, la génération d'huile aurait débuté pendant la déformation acadienne. Finalement, la génération de gaz aurait eu lieu durant l'enfouissement maximal pour les formations d'Indian Point et de Forillon, alors qu'il n'y aurait pas eu de gaz généré dans la Formation de York River.

1.6.2- Région Sud de la Gaspésie – anticlinorium d'Aroostook-Percé

L'anticlinorium d'Aroostook-Percé au sud de la faille de Grande Rivière est très mal connu dans la partie Est de la Gaspésie en termes de potentiel à hydrocarbures. Seuls quelques résultats épars de réflectance (Bertrand, communications personnelles) et quelques analyses de coloration des conodontes (Nowlan et Barnes, 1987) permettent de qualifier cette région. L'indice de coloration des conodontes varie entre 1,5 et 5 pour ce secteur, ce qui signifie que les roches vont de matures à supramatures en termes de génération d'huile. Par contre, les résultats de ces auteurs indiquent que la maturation thermique à la base du Groupe de Matapédia n'a pas dépassé le milieu de la fenêtre à huile dans la région de Percé. Ils indiquent aussi que le stade à gaz sec ne serait atteint qu'à la base de la Formation de White Head dans le secteur situé à l'Est du synclinal du Mont Alexandre, mais n'a pas atteint le seuil de l'anchimétamorphisme avant la rivière Bonaventure (Malo et al., 1990; Bertrand, communications personnelles). La situation tectonostratigraphique de ce secteur et les résultats ci-haut mentionnés suggèrent que la maturation thermique à l'Est du synclinal du Mont Alexandre puisse se comparer à celle obtenue dans le synclinal de Ristigouche, au Nord du Nouveau-Brunswick, et être favorable à la conservation d'huile (Wilson et al., 2004). Il n'y a aucune étude sur l'histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures dans la région Sud de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé.

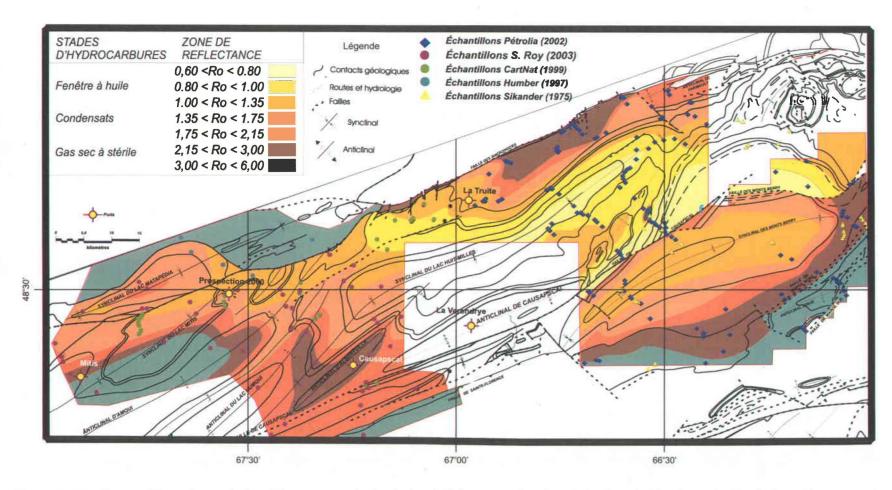


Figure 1.11 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et stades de génération des hydrocarbures de la région centrale de la Gaspésie et de la région du Lac Matapédia. Tirée de Bertrand et Malo (2003).

1.6.3- Région Sud de la Gaspésie - synclinorium de la Baie des Chaleurs

L'évaluation de la maturation thermique dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs n'est déduite que par de rares résultats. Ces résultats ont été obtenus par : 1) l'indice de coloration des conodontes (Nowlan et Barnes, 1987) dans le Groupe de Chaleurs du secteur de Port-Daniel, 2) la réflectance et le carbone organique total dans le Groupe de Mictaw, autour de la boutonnière du même nom (INRS-Pétrole - Héroux, 1974), et 3) la réflectance dans la Formation de Garin dans le secteur où la rivière Bonaventure traverse la faille du Grand Pabos (Malo *et al.*, 1990).

Les deux échantillons analysés pour la réflectance dans le Groupe de Mictaw ont un pouvoir réflecteur de 0,72 et 0,82 % (INRS-Pétrole - Héroux, 1974). Ces résultats indiquent que ce groupe est favorable à la conservation d'huile (INRS-Pétrole - Héroux, 1974). Par contre, les indices de coloration des conodontes (entre 3 et 5) indiquent que le secteur sud du synclinorium de la Baie des Chaleurs est supramature en termes de génération d'huile et qu'il se trouve dans la zone des gaz secs (Nowlan et Barnes, 1987). Les résultats de réflectance de la Formation de Garin varient de 5,42 à 6,33%, ce qui indique que les roches de cette formation sont supramatures en termes de génération d'huile et qu'elles ont atteint le seuil de l'épizone (Malo *et al.*, 1990).

1.6.4- <u>Région centrale de la Gaspésie – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé</u>

Dans la partie centrale de la Gaspésie, les études les plus récentes ont été effectuées pour la compagnie Pétrolia (Bertrand et Malo, 2003) et dans le cadre d'un projet de partenariat des gouvernements fédéral et provincial (Bertrand, 2002). Ces travaux ont remis a jour des travaux plus anciens qui datent de plus de vingt-cinq ans (INRS-Pétrole, 1975; Sikander, 1975; Sikander et Pittion, 1978). Ces études ont permis d'évaluer la maturation thermique à partir de la réflectance de la matière organique et d'évaluer le potentiel roche mère de la région des Monts Berry à l'aide d'analyses de carbone organique sur la roche totale (COT) et de pyrolyse en programmation de température (Rock Eval).

Les résultats des études des années '70 mentionnées plus haut montrent que la Formation de York River des Monts Berry est une roche mère à hydrocarbures dont le potentiel à huile varie de pauvre à médiocre. La maturation thermique de la Formation de York River est favorable à la conservation de l'huile sur la plus grande partie du secteur étudié. La partie la plus à l'Est ne serait favorable qu'à la conservation du gaz.

Les études de maturation des successions du Groupe de Chaleurs de la partie centre de la Gaspésie, dans des sondages au cœur d'anticlinaux de la Formation de Saint-Léon, montrent que ces successions sont soit favorables à la conservation de gaz sec au Sud (Sikander et Pittion, 1978), soit d'huile et de condensats au Nord (Bertrand, 2002) de la partie centre de la Gaspésie.

La figure 1.11 présente les zones de stades de génération des hydrocarbures pour la partie centrale de la Gaspésie ainsi que pour le secteur Nord-Ouest (voir la section 1.6.5). La partie centrale de la Gaspésie se situe du côté droit de la figure 1.11. Elle comprend, entre autres, la partie orientale du synclinal du Lac Huit-Milles, le secteur à l'est du puits Rivière à la Truite no 1 et le synclinal des Monts Berry. Les roches du Groupe de Fortin qui se situent au sud de la faille de Sainte-Florence et dans l'anticlinal de Josué sont au stade à gaz sec. Entre les failles de Shickshock Sud et de Causapscal, la maturation varie du seuil de la fenêtre à huile au stade à gaz sec (Bertrand et Malo, 2003). Le patron de maturation est concordant avec la stratigraphie et le plissement. De plus, la faille de Causapscal sépare deux régimes de maturation. Au nord de la faille, les strates sont beaucoup moins matures qu'au sud, et ce, à un niveau stratigraphique égal (Bertrand et Malo, 2003).

Comme dans la partie Nord-Est de la Gaspésie décrite plus haut, les roches mères ordoviciennes sont plus riches en matière organique que les roches siluro-dévoniennes. Toutefois, elles sont toujours supramatures en termes de génération d'huile (Bertrand *et al.*, 2003). Une de ces roches a été identifiée au nord de la région (Roy *et al.*, 2003; Roy, 2004). Il s'agit de shales noirs de l'unité du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle (Malo *et al.*, 2001). Cette unité peut avoir alimenté en hydrocarbures les successions siluro-dévoniennes sus-jacentes qui sont propices à leur conservation. La composition des huiles trouvées dans le Nord-Est de la Gaspésie ont suggéré à certains

auteurs que les roches mères puissent être ordoviciennes (Idiz et al., 1997; Bertrand et Malo, 2001).

1.6.5-<u>Région Ouest de la Gaspésie – synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé</u>

Des travaux récents de géochimie et de réflectance de la matière organique dans la région Ouest de la Gaspésie, secteur du lac Matapédia, montrent qu'en surface la plus grande partie de la région est propice à la conservation de condensats (partie gauche de la figure 1.11 qui comprend, entre autres, la partie occidentale du synclinal du Lac Huit-Milles et le secteur à l'ouest du puits Rivière à la Truite no 1; Bertrand, 2002; Roy *et al.*, 2003; Roy, 2004). Plus localement, principalement au nord, le long de la faille de Shickshock Sud située au nord-est de la région, ainsi qu'au nord du synclinal du Lac Huit-Milles, les successions siluro-dévoniennes de surface sont propices à la conservation de l'huile (figure 1.11). D'après ces auteurs, l'épaisseur de la fenêtre à huile et de la zone à condensats est de l'ordre du kilomètre.

Comme pour l'Est et le centre de la Gaspésie, les roches mères potentielles proviennent des successions cambro-ordoviciennes (Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle; Malo *et al.*, 2001) et de la Formation de Forillon (Roy, 2004). La géochimie des huiles, plus particulièrement la composition isotopique du carbone des hydrocarbures saturés, pointe plus spécifiquement la Formation de Forillon (Roy, 2004).

Les successions au sud de la faille de Sainte-Florence dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, formées essentiellement par les roches du Groupe de Fortin sont relativement riches en matière organique (Bertrand, communications personnelles). Toutefois, elles sont généralement supramatures en termes de génération d'huile. Leur rang les situent à la limite de la conservation du gaz sec (fin de l'anchimétamorphisme; figure 1.11; Duba et Williams-Jones, 1983; Hesse et Dalton, 1991; Roy, 2004). Ce résultat s'applique jusqu'au sud de l'anticlinal de Gastonguay (Hesse et Dalton, 1991).

Pour déterminer l'histoire de l'enfouissement et celle de la génération des hydrocarbures de cette région, une modélisation a été faite selon la méthode de Hunt (Bertrand, 1990; Bertrand et Malo, 2001). Les valeurs de gradients géothermiques

obtenus par ces auteurs sont de 25 °C/km pour le puits Mitis no 1 et de 29 °C/km pour le puits Rivière à la Truite no 1 (Roy, 2004). L'enfouissement maximal a eu lieu au Dévonien précoce dans les deux puits étudiés (Mitis no 1 et Rivière à la Truite no 1). Tous les hydrocarbures (huile et gaz) de la Formation de Forillon ont été générés au Dévonien (Roy, 2004). Le moment de la génération des hydrocarbures dans le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle reste indéterminé, Ordovicien ou Dévonien selon les hypothèses invoquées. Pour la Formation de Forillon, dépendant de la nature précise du kérogène de la roche mère, la grande majorité des huiles auraient été produites soit au Dévonien ou jusqu'au Carbonifère. Les travaux de cette époque n'ont pas pu établir avec précision la nature du kérogène. Quant à lui, le gaz aurait été généré jusqu'au Carbonifère à la base de la Formation de Forillon, mais pas au sommet de cette formation (Roy, 2004).

1.6.6- <u>Région Sud-Ouest de la Gaspésie – anticlinorium d'Aroostook-Percé et synclinal</u> de Ristigouche

Tous les travaux sur cette région ont montré que l'essentiel des successions qui s'y trouvent (groupes d'Honorat et de Matapédia) sont supramatures en termes de génération d'huile. Elles atteignent localement le seuil de l'épimétamorphisme (Duba et Williams-Jones, 1983; Héroux et Chagnon, 1986; Hesse et Dalton, 1991). Par contre, les valeurs de réflectance des successions contenues dans le synclinal de Ristigouche indiquent que la maturation thermique varie du stade immature à celui de gaz sec, en passant par la fenêtre à huile et le stade à condensats (El Albani et al., 2002; Bertrand et Malo, 2004; Wilson et al., 2004). La principale roche mère, identifiée uniquement dans le Nouveau-Brunswick, est corrélative avec le Groupe d'Honorat et est ordovicienne. Des niveaux charbonneux dans les successions dévoniennes sont aussi des roches mères potentielles de cette région (Bertrand et Malo, 2004a).

L'histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures de cette région n'est connue que par les travaux effectués au Nouveau-Brunswick (Bertrand et Malo,

2004a). D'après ces auteurs, tous les hydrocarbures auraient été produits entre le Silurien et la fin du Dévonien (Bertrand et Malo, 2004a).

CHAPITRE 2 <u>PÉTROGRAPHIE MINÉRALE ET</u> <u>ORGANIQUE ET MATURATION</u> <u>THERMIQUE DE LA MATIÈRE</u> <u>ORGANIQUE</u>

Tout semble impossible à ceux qui n'ont jamais rien essayé.

Jean-Louis Etienne



CHAPITRE 2

PÉTROGRAPHIE MINÉRALE ET ORGANIQUE ET MATURATION THERMIQUE DE LA MATIÈRE ORGANIQUE

2.1- Pétrographie et paragenèse minérales

2.1.1- Pétrographie minérale

Le tableau 2.1 présente les observations pétrographiques des unités stratigraphiques étudiées dans le cadre de ce projet. Ce tableau décrit les éléments structuraux (stylolites tectoniques, veines, schistosité) ainsi que la présence et la nature des fragments de fossiles, de la matière organique et de la minéralisation (incluant les inclusions) pouvant être observés mégascopiquement ou au microscope.

Le tableau 2.1 montre les observations pétrographiques en fonction des différents domaines structuraux de la Ceinture de Gaspé: 1) le synclinorium de la Baie des Chaleurs, 2) l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, et 3) le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. On peut ainsi observer des différences dans le bassin siluro-dévonien du Nord vers le Sud, du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé à celui de la Baie des Chaleurs. Chacun des domaines a aussi été préalablement divisé en deux secteurs, soit l'Est et l'Ouest pour voir s'il y a aussi des différences longitudinales dans le bassin. Aucune différence n'a été observée entre l'Est et l'Ouest de chacun des domaines du point de vue de la pétrographie minérale. Le tableau 2.1 ne montre donc que les résultats globaux des trois domaines structuraux.

Au total, seulement soixante et une lames minces polies ont été analysées. Par conséquent, ces observations ne représentent que les formations et les groupes qu'au niveau local. Elles ne constituent donc pas une description exhaustive des microfaciès,

des éléments structuraux ou des minéralisations qui peuvent être présents dans ces unités.

Les stylolites dans les roches sédimentaires sont de deux types : parallèles ou obliques au litage. Les stylolites parallèles au litage sont dus à l'enfouissement, tandis que ceux qui sont obliques sont d'origine tectonique (Ramsay et Huber, 1983; Davis et Reynolds, 1996). Le mécanisme de formation des stylolites tectoniques est assimilable à celui des clivages associés à la formation des plis (Ramsay et Huber, 1983; Davis et Reynolds, 1996). Les stylolites parallèles au litage, dus à l'enfouissement, ainsi que les stylolites obliques au litage, probablement associés à la formation des plis acadiens sont très répandus et ils sont observés dans presque tous les groupes et toutes les formations (tableau 2.1). Par contre, dans les groupes de Mictaw et de Fortin et dans les formations de Mann, de Saint-Léon (synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé) et de York River, il n'y a que des stylolites d'enfouissement qui ont été observés dans les lames minces polies analysées (tableau 2.1). Dans les formations de Clemville, d'Anse-à-Pierre-Loiselle, de La Vieille, de Saint-Léon (synclinorium de la Baie des Chaleurs), de Dalhousie, de Shiphead, d'Indian Cove, de York Lake et de Pirate Cove/Escuminac, il n'y a que des stylolites d'origine tectonique qui ont été vus dans les lames. Ceci ne veut pas dire qu'il ne peut pas y avoir de stylolitisation d'enfouissement dans ces formations à d'autres endroits de la Gaspésie. Finalement, les deux types de stylolites sont présents dans les formations de Garin, de Pabos, de White Head, de Weir, d'Anse Cascon, de Gascons et de West Point (tableau 2.1).

Les roches contiennent parfois des veines de calcite (Groupe de Mictaw et formations de White Head, d'Anse-à-Pierre-Loiselle, de West Point, de Shiphead et de York Lake). Ce sont souvent des veines d'extension avec des cristaux perpendiculaires aux parois.

En plus d'être dispersée dans la roche, la matière organique se concentre spécifiquement dans les stylolites. Le migrabitume (bitume solide formé par l'altération d'une huile, et ce, par un ou plusieurs processus; Taylor *et al.*, 1998; pour une définition plus complète, voir la Section 2.2.1) est le type de matière organique qui est le plus souvent observé dans les stylolites, qu'ils soient d'enfouissement ou tectoniques. Aucun migrabitume n'a été observé dans les veines. Les formations de Shiphead, de York River

Formation/groupe	Domaine		Éléments	structuraux			Fossiles			MO		Minéralisation				
			Stylolitisation		Veine	Autre	Туре	Concentration	Туре	Concentration	Type	Concentration	Inclusions			
		Type	Position p/r litage	Origine	calcite											
Pirate Cove/Escuminac	SBC	A/S	0	TC			EP	RX	BI/FP	RX	PY/SP	RX				
York River	SCVG	A	P	EN					BI/FP	RX	PY/SP	RX/MO				
York Lake	SCVG	A	0	TC	Oui		SE/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO				
Fortin	SCVG	A/S	P/O	EN			CR/BA/CO/SE/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
Indian Cove	SCVG	A/S	P/O	TC			GR/CR/BA/SE/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
Shiphead	SCVG	S	0	TC	Oui		SE	RX	BI/FP	RX/ST	PY/SP	RX/MO/ST				
Dalhousie	SBC	Α	0	TC					BI	RX/ST	PY/SP	RX				
West Point	SBC	S	P/O	EN/TC	Oui		CO/BA/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO				
Gascons	SBC	A/S	P/O	EN/TC			BA/CR/IND	RX	BI	ST	PY/SP	RX	PY dans SP			
Saint-Léon	SBC	Α	0	TC			BA/CO/OS/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO				
	SCVG	S	P	EN			IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
La Vieille	SBC	A/S	0	TC			CR/CO/BA/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
Anse-à-Pierre-Loiselle	SBC	A/S	0	TC	Oui		BA/CR/AL/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP/GA	RX/MO	PY dans SP et GA			
Mann	SBC	S	P	EN			BA	RX	BI	ST	PY/SP	RX	PY dans SP			
Anse Cascon	SBC	Α	P/O	EN/TC			BA/IND	RX			PY/SP	RX/MO				
Weir	SBC	A/S	P/O	EN/TC			BA/CR/OS/CO/AL/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO				
Clemville	SBC	S	0	TC			BA/IND	RX	BI	ST	PY/SP	RX/MO				
White Head	AAP	A/S	P/O	EN/TC	Oui		CO/BA/CR/IND	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
Pabos	AAP	A/S	P/O	EN/TC			BA	RX	BI	RX/ST	PY/SP	RX/MO	PY dans SP			
Garin	AAP	A/S	P/O	EN/TC		SC			BI	ST	PY/SP	RX	PY dans SP			
Mictaw	SBC	S	P	EN	Oui				BI	RX	PY/SP	RX/MO				

Tableau 2.1 : Pétrographie en fonction de la formation ou du groupe. SBC : Synclinorium de la Baie des Chaleurs, AAP : Anticlinorium d'Aroostook-Percé, SCVG : Synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, S : Sinueux, A : Anastomosé, p/r : Par rapport au litage, P : Parallèle au litage, O : Oblique au litage, EN : Stylolites d'enfouissement, TC : Stylolites d'origine tectonique, C : Calcite, SC : Schistosité, BI : Migrabitume, FP : Fragments de plantes, BA : Brachiopodes, CO : Coraux, CR : Crinoïdes, IND : Indéterminé, OS : Ostracodes, AL : Algues, SE : Spicules d'éponge, GR : Graptolites, EP : Écailles de poisson, RX : Roche, ST : Stylolites, PY : Pyrite, SP : Sphalérite, GA : Galène et MO : Matière organique.

Groupes ou formations

	Mictaw Garin		Pabos	White Head	Clemville	Weir	Anse Cascon	Mann	Anse-à-Pierre- Loiselle	La Vieille	Saint-Léo	n Gascons	West Point	Dalhousie	Shiphead	Indian Cove	Fortin	York Lake	York River	Pirate Cove/ Escuminac
	nclinorium Baie des Chaleurs	clinorium stook-Percé	clinorium stook-Percé	clinorium stook-Percê	nolinorium Baie des Chaleurs	norium Baie Chaleurs	nclinorium Baie des Chaleurs	norium Baie Chaleurs	ynclinorium Baie des Chaleurs	nclinorium Baie des Chaleurs	rlum Baie nateurs orium Con-	notinorium Baie des Chaleurs	nclinorium Baie des Chaleurs	yndlinorium Baie des Chaleurs	Synclinorium Con- ecticut Valley-Ga spé	inorium Con- It Valley-Gaspé	linorium Con- rt Valley-Gaspé	Synclinorium Con- ecticut Valley-Gaspé	ndinorium Con- cut Valley-Gaspé	Synclinorium Baie des Chaleurs
Événements	Syncli	Anti d'Aroo	Anti d'Aroo	Anti d'Aroo	Synclindes	Synclir	Synclii	Synclin	Synclin	Synclin	Synctinorlu des Chai Synctinori	Syncling	Synclin	Synclir	Sync	Synclin necticut 1	Sync	Sync	Sync	Synclir
Sédimentation	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Bioturbation	2	2	2	2		2	2	2	2		2 2	2	2		2	2	2	2	2	2
Sédimentation d'argile et de carbonates	3	3	3	3		3	3	3	3		3 3	3	3	2	3	3	3	3	3	3
Stylolitisation d'enfouissement	5	4	5	5		5	4	4			5	4	5				5		5	5
Stylolitisation d'origine tectonique		5	6	8	2	6	5		7	3	5	5	8	4	7	5		7	4	
Formation de migrabitume	4	6	4	4	3	4		5	4	2	4 4	6	4	3	6	4	4	4	7	4
Précipitation de la sphalérite	9	7	7	9	5	7	7	6	8	4	6 6	7	9	5	9	6	6	8	6	6
Pyritisation	8	8	В	10	4	8	6	7	10	5	7 7	8	10	6	8	7	7	9		7
Fracturation	6			6					5				6		4			5		
Précipitation de la calcite	7			7					6				7		5			6		
Précipitation de la galène									9											

Figure 2.1 : Paragenèse minérale pour chaque formation ou groupe par domaine structural. Les chiffres représentent l'ordre dans lequel les événements sont survenus.

et de Pirate Cove/Escuminac sont les seules formations où d'autres types de matière organique ont été observés en lames minces polies, soit des fragments de plantes (tableau 2.1). La présence de migrabitume dans la roche n'est pas un indicateur de migration comme l'est la présence de migrabitume dans la porosité. Par contre, la présence de grandes quantités de migrabitume dans les stylolites indique une redistribution de la matière organique et possiblement une migration (Wanless, 1979; Bathurst, 1980; Scholle et Haley, 1985; Ricken, 1986; Sassen et al., 1987; Leythaeuser et al., 1995). Cette redistribution est due au processus de pression/dissolution.

Finalement, les principaux sulfures rencontrés sont la pyrite et la sphalérite (tableau 2.1). Ces sulfures se présentent le plus souvent soit dispersés dans la roche ou soit associés à la matière organique. Il n'y a que la Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle qui contienne de la galène.

Les observations pétrographiques faites dans le cadre de cette étude concordent avec les résultats obtenus par divers auteurs (Dunham, 1962; INRS-Pétrole, 1973; Lespérance; 1980; Gosselin, 1983; Savard, 1985; Lavoie, 1991; Bourque *et al.*, 1993; Lavoie et Bourque, 1993; El Albani *et al.*, 2002; Wilson *et al.*, 2004) que ce soit au niveau des types de fossiles ou de la présence de sulfures.

2.1.2- Paragenèse minérale

La paragenèse pour chaque formation et groupe en fonction des différents domaines est présentée à la figure 2.1. Comme pour la pétrographie minérale, il n'y a pas de différence entre les secteurs Est et Ouest de chacun des domaines. Comme dans le cas de la pétrographie minérale, la paragenèse minérale, illustrée dans la figure 2.1, n'est pas une description exhaustive de la paragenèse dans les différents groupes et formations de la Gaspésie. Les formations de Pirate Cove et d'Escuminac ont été regroupées puisqu'une seule lame mince polie a été analysée pour chacune de ces formations.

La sédimentation et la bioturbation sont les premiers événements qui ont été observés dans les lames minces polies des différents groupes et formations analysés (figure 2.1). Après la bioturbation, il y a eu sédimentation d'argile et de carbonates, ou souvent de carbonates seulement. La stylolitisation due à l'enfouissement est ensuite apparue dans plusieurs formations et groupes (figure 2.1). Pour la stylolitisation d'origine tectonique, elle arrive souvent après la fracturation et la précipitation de la calcite (figure 2.1). Les fractures observées dans les roches pré-dévoniennes peuvent être reliées aux deux événements orogéniques principaux qui ont affecté la Ceinture de Gaspé, la pulsation salinique (fin Silurien - début Dévonien) et l'orogénie acadienne (post-Dévonien précoce), tandis que les fractures dans les roches du Dévonien inférieur des formations de Shiphead et de York Lake seraient acadiennes. La fracturation dans le Groupe de Mictaw pourrait aussi être due à l'orogénie taconique à l'Ordovicien moyen à tardif.

En ce qui concerne les stylolites d'origine tectonique, ils ont été causés probablement par l'orogénie acadienne qui est responsable de la formation des plis régionaux de direction nord-est – sud-ouest dans la Ceinture de Gaspé (Malo et Kirkwood, 1995). Les éléments structuraux saliniques connus en Gaspésie sont associés à une tectonique d'extension (failles normales syn-sédimentaires, plis de direction nord-ouest – sud-est sans clivage; Malo, 2001). Il est donc peu probable que la pulsation salinique ait engendré des stylolites obliques.

La formation de migrabitume est observée dans la paragenèse de tous les groupes et toutes les formations, sauf dans celle de la Formation d'Anse Cascon (figure 2.1).

La précipitation de sulfures (pyrite et sphalérite) et de galène a, quant à elle, eu lieu après la diagenèse précoce et la formation de migrabitume (figure 2.1).

2.1.3- Interprétation et discussion

Les stylolites des successions siluro-dévoniennes de la Gaspésie sont en partie dus à l'enfouissement et à la déformation acadienne. La présence de migrabitume dans les stylolites suggère qu'il y a pu avoir une migration des hydrocarbures dans ces stylolites.

Formation/groupe	Domaine	Domaine	Secteur		Zoocl	_		Phytocla	astes-gaz	-		es-huile			grabitur				Paléoenviro			Maturatio
			Zooi	СН	H GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Btr	Migr	Pya	Cok	Continental	Marin				
																		Proximal	Intermédiaire	Distal		
Bonaventure	SBC	Est					20	7	3		2			34	34		+					
Pirate Cove/Escuminac	SBC	Ouest					30	24	18	6	5	3		13		1	+					
York River/Battery Point	SCVG	Est		8			25	22	4	6	4	5	7	3	11	5	Apport		+		+	
	SCVG	Ouest					24	6	33	2	7	2		25			+				-	
York Lake	SCVG	Est		1		2	61	15	5			3		9	3	2	Apport	+			+	
	SCVG	Ouest	,	11			13	4	37	4	8		2	22			Apport		+		-	
Fortin	SCVG	Ouest		5			31	10	9		3	4	6	13	17	1	Apport		+			
Indian Cove	SCVG	Est	3	7			14	7	25	3			3	20	14	3	Apport		+		+	
	SCVG	Ouest		3		3	23	10	24	3	4	3	5	22			Apport	+			-	
Shiphead	SCVG	Est	5	6	5	3	17	8	3	4	2	2	9	20	13	3	Apport			+	+	
170	SCVG	Ouest					20	13	25				7	30	3	2	+				-	
Forillon	SCVG	Est		13			17		3				4	54	6	4	Apport		+			
	SCVG	Ouest		3			27	10	22					35		3	Apport		+			
Dalhousie	SBC	Ouest				3	17	9	17	5	6	6		37			Apport	+				
Indian Point	SBC	Est		8		8	37	23	10					8		6	Apport	+			Eq.	
	SCVG	Est	20				20	10					5		40	5	Apport	Marin				
West Point	SBC	Est		7	4	6	9	8	18	3	3	7	7	18	9		Apport	+			+	
	SBC	Ouest				4		9	30			4	9	43			Apport	+			-	
Gascons	SBC	Est	3	8	4	8	18	8	6	3	3	4	4	19	9	4	Apport	+			Eq.	
	SBC	Ouest							13			28	19	34		6						
Saint-Léon	SBC	Est		9		10	17	6	5	12	2	3	9	27			Apport	+				
	SBC	Ouest		17	2	6	17	7	22	2	2	4	3	17			Apport	+			+	
	SCVG	Est		13		3	10	7	7	6	3	2	6	28	11	4	Apport	+			+	
	SCVG	Ouest		14			20	6	19			3	31	7			Apport		+		-	
La Vieille	SBC	Est		6	4				25			4	25	29		7				+	+	
	SBC	Ouest							87		5		4	4							-	
Anse-à-Pierre-Loiselle	SBC	Est		5	4	10			16		6	5	9	28	6	10		+	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		+	
	SBC	Ouest							44	22	9	2		22							-	
Mann	SBC	Ouest	3	16	5				14			9		37	11	5				+		
Anse Cascon	SBC	Est		8	6	3	37		4		2	2	4	19	11	4				+		
Weir	SBC	Est		7	3	8	12		10		3	5		29	5	18		+				
Clemville	SBC	Est		4		5	42		8			5	7	17	10	2		+				
White Head	AAP	Est	6	7	6	4			16	1	5	6	9	21	14	7				+		
Pabos	AAP	Est	5	6	4				10	1	7	5	5	23	26	9				+	Eq.	
	AAP	Ouest		11					14		5		8	34	12	16			+			
Garin	AAP	Est	7		12	4			11		3	7	8	28	10	10				+		
Mictaw	SBC	Est		7	6				26		2	3	11	22	13	11				+		

Tableau 2.2 : Pétrographie des types de matière organique pour chaque formation ou groupe par domaine structural. SBC : Synclinorium de la Baie des Chaleurs, AAP : Anticlinorium d'Aroostook-Percé, SCVG : Synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, Zooclastes :

Zooi : Zooclaste indéterminé, CH : Chitinozoaires, GR : Graptolites, SC : Scolécodontes; phytoclastes générateurs de gaz : Inert : Inertinite, Vitr : Vitrinite; organoclastes potentiellement générateurs d'huile : Am : Amorphinite, Lipt : Liptinite, Proto :

Protobitume et migrabitumes (en ordre croissant de maturation) : Gout : Gouttelettes de migrabitume, Btr : Migrabitume isotrope indifférencié, Pya : Pyrobitume à anisotropie plus ou moins ondulante, Cok : Coke et Eq. :

Équivalente. Les valeurs sont en pourcentage. Voir les explications du symbolisme sur les paléoenvironnements et la maturation thermique à la page 67.

C'est alors une migration primaire, puisque les hydrocarbures circulent dans les stylolites en y laissant du migrabitume (ou ce qui va former le migrabitume). Par contre, si le migrabitume se trouve à la fois dans les stylolites, qu'ils soient d'enfouissement et/ou d'origine tectonique, et dispersé dans la roche, c'est alors une migration secondaire. Le migrabitume était déjà dans la roche et il se reconcentre soit dans la roche ou dans les stylolites.

Les seules formations ayant du migrabitume seulement dans les stylolites sont celles de Garin, de Clemville, de Mann et de Gascons (tableau 2.1). Il y aurait donc eu une migration d'hydrocarbures allochtones dans ces formations à travers les stylolites. Il n'y a aucune certitude quant à la migration d'hydrocarbures externes ou allochtones dans les formations de Pabos, de White Head, de Weir, d'Anse-à-Pierre-Loiselle, de La Vieille, de Saint-Léon, de West Point, de Dalhousie, de Shiphead, d'Indian Cove et de York Lake ainsi que dans le Groupe de Fortin, puisque le migrabitume se retrouve tout autant dans la matrice que dans les stylolites.

Pour les formations de Garin, de Clemville, de Mann, de Gascons et de York River, la stylolitisation a eu lieu avant la formation de migrabitume (figure 2.1). Pour les formations de Garin et de Gascons, la formation de migrabitume a eu lieu après la stylolitisation d'enfouissement et celle d'origine tectonique (figure 2.1). Pour la Formation de Clemville, la formation de migrabitume a eu lieu après la stylolitisation d'origine tectonique, alors que pour celle de la Formation de Mann, elle a eu lieu après la stylolitisation d'enfouissement (figure 2.1). Par conséquent, la migration des hydrocarbures a eu lieu au moment de l'enfouissement (formations de Garin, de Mann, de Gascons et de York River) et/ou lors de la déformation tectonique (formations de Garin, de Clemville, de Gascons et de York River). Aucun migrabitume n'a été retrouvé dans des veines et des vacuoles.

La présence de fragments de plantes dans les formations de Shiphead, de York River et de Pirate Cove/Escuminac indique un apport de matériel organique d'origine terrestre (tableau 2.1; Taylor *et al.*, 1998).

2.2- Pétrographie et maturation de la matière organique

2.2.1 - Pétrographie de la matière organique

Le tableau 2.2 montre la pétrographie des types de matière organique pour chaque formation ou groupe. Contrairement aux résultats de l'analyse de la pétrographie et de la paragenèse minérale (Sections 2.1.1 et 2.1.2), il y a des différences entre les secteurs Est et Ouest des différents domaines structuraux, donc dans le bassin siluro-dévonien dans son ensemble.

La matière organique observée dans les roches sédimentaires de la Gaspésie se divise en quatre groupes distincts : 1) les zooclastes, 2) les phytoclastes générateurs de gaz, 3) les organoclastes potentiellement générateurs d'huile, et 4) les migrabitumes. Les zooclastes représentent des restes d'animaux (Taylor et al., 1998). Dans les séquences du Paléozoïque, les graptolites, les chitinozoaires, les hydroïdes et les scolécodontes sont les zooclastes présents. Les phytoclastes générateurs de gaz sont les restes de plantes supérieures pouvant générer du gaz (Alpern, 1980), comme la vitrinite et l'inertinite. La vitrinite dérive des tissus de plantes supérieures terrestres qui ont été gélifiées (Taylor et al., 1998). Pour ce qui est de l'inertinite, elle provient des mêmes substances végétales que la vitrinite, sauf qu'elle a subi des transformations primaires différentes de la vitrinite (Taylor et al., 1998). Pour l'inertinite, les fragments de plantes ont été partiellement ou complètement fusinisés (Alpern, 1980). L'amorphinite, la liptinite et le protobitume font partie du groupe d'organoclastes potentiellement générateurs d'huile (Alpern, 1980; Taylor et al., 1998). L'amorphinite est un constituant organique n'ayant pas de forme ni de structure (Combaz, 1980). Elle peut avoir plusieurs origines : des membranes de microfossiles, des substances organiques primaires, de la matière organique néoformée, etc. La liptinite provient de plantes ou de parties de plantes, comme les résines ou les cires, qui ont une composition riche en hydrogène (Taylor et al., 1998). La résinite (qui provient des résines et des cires) et l'alginite (qui provient des algues, plus précisément des algues vertes) font partie du groupe de la liptinite (Taylor et al., 1998). Dans ce projet, elles ont été regroupées sous le nom de liptinite. La liptinite est le principal constituant organique des charbons algaires. Le protobitume, quant à lui, représente le bitume primaire autochtone (Alpern, 1980). Il fait aussi partie du groupe de la liptinite. Par contre, pour cette étude, il n'a pas été inclus dans le groupe de la liptinite, et ce, pour voir si sa concentration était significative.

Le migrabitume est un constituant organique qui est commun dans les roches sédimentaires (Jacob et Hiltmann, 1985; Robert, 1988). De plus, le migrabitume est un bitume solide (substance naturelle inflammable de couleur, de dureté et de volatilité variable, composée principalement de carbone et d'hydrogène et parfois associée à de la matière minérale; Bates, 1987; Hunt, 1995) qui dérive d'une huile altérée par un ou plusieurs processus (Taylor *et al.*, 1998). Ces processus sont : 1) le craquage d'une huile en gaz et en bitume solide par l'augmentation de la température, 2) le déasphaltage d'une huile par l'augmentation de la concentration de gaz dans le pétrole, et 3) la biodégradation par des bactéries à de faibles profondeurs qui s'accompagne d'une dissolution sélective des molécules organiques dans l'eau (Milner *et al.*, 1977).

Le migrabitume isotrope indifférencié, le pyrobitume à anisotropie plus ou moins ondulante et le coke naturel font partie de ce groupe. Ils sont en ordre croissant de maturation. Les gouttelettes de migrabitume et le migrabitume de réservoir font aussi partie de ce groupe. Les gouttelettes de migrabitume sont généralement zonées de manière concentrique et elles contiennent des pores de dégazage (Bertrand, 1993). La présence de gouttelettes de migrabitume indique qu'il y a eu génération et migration d'hydrocarbures, mais elle n'indique pas nécessairement que la migration de ces hydrocarbures est importante (Bertrand, 1993). Le migrabitume de réservoir, quant à lui, provient des asphaltènes des hydrocarbures qui ont été piégés dans le système poreux du réservoir (Rogers et al., 1974). Le migrabitume de réservoir épouse la forme des pores et des vacuoles. Quant au migrabitume indifférencié, il représente un résidu d'hydrocarbures solidifiés ayant migré ou non dans la matrice de la roche (Bertrand, 1993). Le pyrobitume à anisotropie plus ou moins ondulante a une réflectance qui change lors de la rotation de la platine du microscope.

Finalement, le coke naturel est une matière organique qui a été carbonisée naturellement par un contact avec une intrusion ignée, des fluides hydrothermaux ou par une combustion partielle (Campbell, 1973). La présence de coke indique qu'il y a eu une élévation soudaine, mais brève, de la température et que la matière organique cokéfiée

avait une teneur en matière volatile (entre 18 et 38 %) et une maturation (réflectance entre 0,8 et 1,8 %) appropriées au moment de la cokéfaction, et ce, pour le charbon seulement (Taylor *et al.*, 1998). À des températures de 500 °C et plus, le coke présente des structures en mosaïque (Taylor *et al.*, 1998). Lorsque les températures ne sont pas assez élevées pour produire des structures en mosaïque (inférieures à 500 °C), il y a alors une phase intermédiaire, nommée mésophase, qui survient (Taylor *et al.*, 1998). Cette phase se situe entre les structures en mosaïque et la structure originelle de la matière organique (Taylor *et al.*, 1998).

En Gaspésie, les zooclastes les plus abondants sont les chitinozoaires, tandis que les scolécodontes sont les moins abondants. Les chitinozoaires sont trouvés dans une plus grande diversité lithologique et de milieux de dépôt que les graptolites et les scolécodontes (Héroux et Bertrand, 1991). C'est pour cela qu'ils sont les plus abondants. Les graptolites sont plus fréquents dans les environnements de dépôts pélagiques qui se trouvent éloignés de la côte (comme la Formation de Garin; Héroux et Bertrand, 1991). Les chitinozoaires, quant à eux, se trouvent dans des milieux de dépôts qui sont plus proximaux et plus carbonatés (les formations de Shiphead et d'Indian Cove par exemple). Finalement, les scolécodontes se trouvent dans les environnements de dépôts proximaux (par exemple les formations d'Indian Point et de York Lake; Héroux et Bertrand, 1991).

En ce qui concerne l'abondance des phytoclastes générateurs de gaz, l'inertinite est le plus fréquent des phytoclastes. Il est normal qu'il y ait peu de vitrinite avant la Formation de Saint-Léon, puisque les plantes supérieures continentales ne sont devenues abondantes qu'au Dévonien précoce (Alpern, 1980). La présence de vitrinite dans certaines formations et certains groupes indique qu'il y a eu un apport de matières organiques de milieu continental. La présence d'inertinite dans la plupart des formations et/ou groupes signifie que ces derniers ont eu aussi un apport de matières organiques qui dérive des environnements continentaux. Par contre, ces derniers environnements étaient plus oxydants et secs que ceux dont provient la vitrinite (Taylor *et al.*, 1998).

L'amorphinite est l'organoclaste potentiellement générateur d'huile le plus abondant, tandis que les liptinites sont les moins fréquents. La liptinite se retrouve dans plusieurs formations et/ou groupes, mais elle se trouve en petite quantités.

L'abondance des migrabitumes suit l'ordre décroissant suivant : le migrabitume isotrope indifférencié, le pyrobitume à anisotropie plus ou moins ondulante, le migrabitume de réservoir, le coke et les gouttelettes de migrabitume. La présence d'une grande concentration de migrabitume (comme dans les formations de Mann, de West Point (secteur Ouest du synclinorium de la Baie des Chaleurs), de Dalhousie et de Forillon) indique qu'il y a soit présence d'une roche mère et/ou migration d'hydrocarbures. La Formation de Gascons du secteur Ouest du synclinorium de la Baie des Chaleurs contient une très grande quantité de gouttelettes de migrabitume comparé aux autres formations et groupes. Il y aurait donc eu une forte migration d'hydrocarbures dans cette formation.

Dans la partie «Paléoenvironnements» du tableau 2.2, le signe «+» signifie que la matière organique d'une formation ou d'un groupe provient d'un milieu soit continental ou marin, dépendant de l'endroit où le «+» est inscrit. De plus, si la formation ou le groupe provient de milieux marins, ceux-ci peuvent être proximaux (présence de scolécodontes), intermédiaires (présence de chitinozoaires) ou distaux (présence de graptolites; Héroux et Bertrand, 1991). Lorsque le mot «Apport» est écrit dans la colonne du milieu continental, ceci signifie que la formation ou le groupe provient de milieux marins, mais qu'il y a un apport non négligeable de matériel organique d'origine continentale.

Toutes les formations et tous les groupes analysés dans ce projet contiennent de la matière organique qui provient de milieux marins, exception faite des formations de Pirate Cove/Escuminac et de Bonaventure qui contiennent de la matière organique d'origine continentale (tableau 2.2). À partir de la Formation de Saint-Léon, les formations et les groupes sus-jacents contiennent tous de la matière organique d'origine continentale en plus de celle d'origine marine (tableau 2.2). Il n'y a que la Formation de Gascons du secteur Ouest du synclinorium de la Baie des Chaleurs qui ne contienne pas de matière organique d'origine continentale.

De plus, les formations de Forillon, de Shiphead et d'Indian Cove du secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé contiennent plus de matière organique d'origine continentale que dans le secteur Est (tableau 2.2). Ceci est dû au fait

que le secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé aurait été beaucoup plus proche d'une source continentale que le secteur Est.

Lorsqu'une formation ou un groupe se retrouve dans deux domaines structuraux différents ou dans des secteurs différents d'un même domaine, leur maturation thermique est comparée. Le signe «+» signifie que le secteur ou le domaine analysé est plus mature, alors que le signe «-» indique que le secteur ou le domaine est moins mature. La présence d'organoclastes potentiellement générateurs d'huile (amorphinite, liptinite et protobitume) est un indicateur de faible maturation thermique. La présence de coke natif indique, quant à elle, qu'il y a eu une forte altération thermique. Si c'est «Eq.» qui est écrit, cela signifie que les deux secteurs ou les deux domaines ont une maturation équivalente. Il est important de prendre note que cette méthode, qui utilise la composition pétrographique de la matière comme indicateur de maturation thermique, est approximative.

Dans les formations de Pabos (anticlinorium d'Aroostook-Percé : AAP) et de Gascons (synclinorium de la Baie des Chaleurs : SBC), les secteurs Est et Ouest ont une maturation thermique équivalente (tableau 2.2). Dans la Formation d'Indian Point, le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs et celui du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé ont eux aussi une maturation équivalente (tableau 2.2). Pour les autres groupes et formations, c'est pratiquement toujours le secteur Est qui est plus mature que le secteur Ouest, et ce, indépendamment du domaine tectonostratigraphique (tableau 2.2). Il n'y a que dans la Formation de Saint-Léon dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs que le secteur Ouest est plus mature que le secteur Est. De plus, la Formation de Saint-Léon serait plus mature dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé que dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs (tableau 2.2). Finalement, les formations les plus vielles ont subi plus de cokéfaction que celles qui sont plus jeunes (tableau 2.2). Par conséquent, les formations les plus vieilles devraient être théoriquement les plus matures. Ceci sera vérifié dans la section suivante.

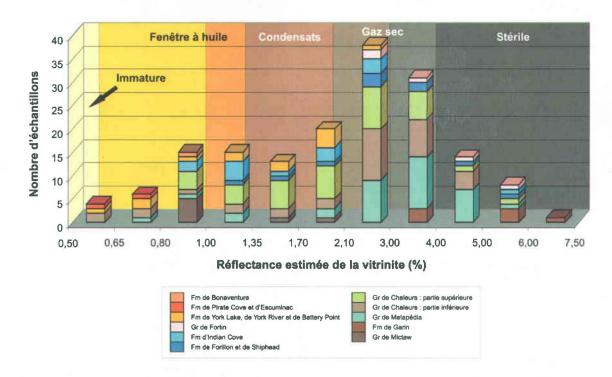


Figure 2.2 : Histogramme de la réflectance estimée de la vitrinite des échantillons de surface de la Gaspésie. Le Groupe de Chaleurs inférieur comprend les formations de Burnt Jam Brook, de Clemville, de Weir, d'Anse Cascon, de Mann, d'Anse-à-Pierre-Loiselle et de La Vieille, alors que le Groupe de Chaleurs supérieur est constitué des formations de Saint-Léon, de Gascons, de West Point, d'Indian Point et de Dalhousie.

2.2.2- Réflectance de la matière organique

La figure 2.2 présente sous forme d'histogramme la distribution de fréquences de la réflectance estimée de la vitrinite pour les échantillons de surface analysés lors de ce projet. Les stades de formation et de conservation à hydrocarbures dans la figure 2.2 sont tirés de Héroux *et al.* (1979), Tissot et Welte (1984) et Taylor *et al.* (1998). La grande majorité des échantillons se situent au stade des condensats (valeurs du pouvoir réflecteur de la vitrinite comprises entre 1,35 et 2,10 %) et à gaz sec (réflectance supérieure à 2,10 %). Les échantillons dans le stade à huile (réflectance entre 0,65 et 1,35 %) appartiennent aux groupes de Mictaw, de Matapédia et de Chaleurs inférieur et supérieur, ainsi qu'aux formations de Forillon/Shiphead, d'Indian Cove, de York Lake/York River/Battery Point,

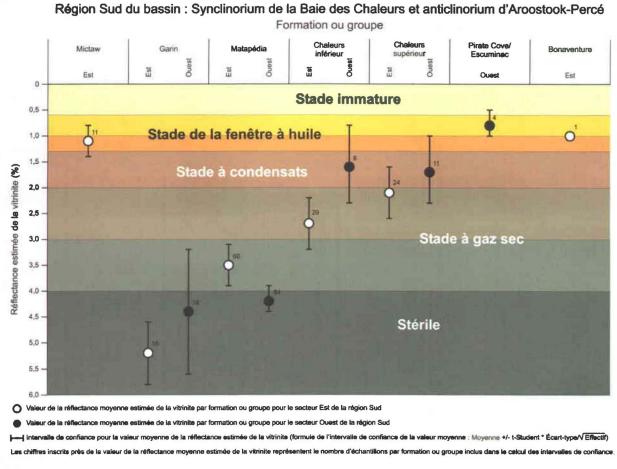


Figure 2.3a: Variations des valeurs de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite entre les différentes formations ou les différents groupes pour la région Sud du bassin: le synclinorium de la Baie des Chaleurs et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé. Les valeurs ont été arrondies au dixième près. Cette figure inclut les données acquises durant ce projet ainsi que toutes les autres données disponibles. Le Groupe de Chaleurs inférieur inclut les formations de Burnt Jam Brook, de Clemville, de Weir, d'Anse Cascon, de Mann, d'Anse-à-Pierre-Loiselle et de La Vieille. Le Groupe de Chaleurs supérieur comprend les formations de Saint-Léon, de Gascons, de West Point, d'Indian Point et de Dalhousie.

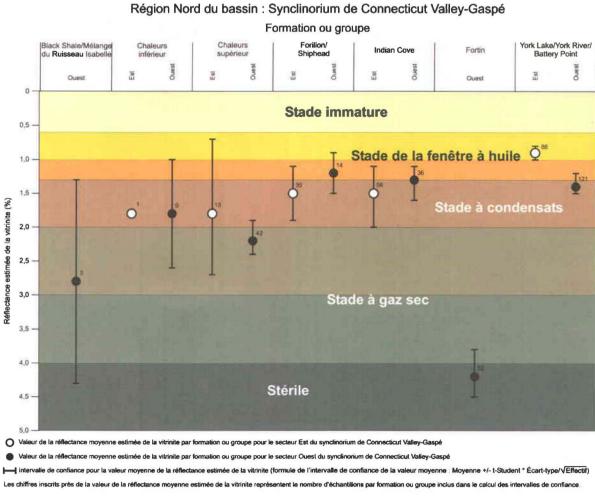


Figure 2.3b: Variations des valeurs de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite entre les différentes formations ou les différents groupes pour le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (région Nord du bassin). Les valeurs ont été arrondies au dixième près. Cette figure inclut les données acquises durant ce projet ainsi que toutes les autres données disponibles. Le Groupe de Chaleurs inférieur comprend la Formation de Laforce, alors que le Groupe de Chaleur supérieur inclut les formations de Saint-Léon, de West Point, d'Indian Point et de Roncelles.

de Pirate Cove/Escuminac et de Bonaventure (figure 2.2). Les formations du Groupe de Chaleurs ont été regroupées en deux groupes : la partie inférieure et la partie supérieure. Ces regroupements ont été faits pour une meilleure compréhension du Groupe de Chaleurs et parce qu'il y avait souvent peu d'échantillons par formation analysée. Le Groupe de Chaleurs inférieur inclut les formations de Burnt Jam Brook, de Clemville, de Weir, d'Anse Cascon, de Mann, d'Anse-à-Pierre-Loiselle et de La Vieille. Le Groupe de Chaleur supérieur comprend les formations de Saint-Léon, de Gascons, de West Point, d'Indian Point et de Dalhousie. Quatre échantillons sont à la limite entre le stade immature et la fenêtre à huile (valeurs du pouvoir réflecteur entre 0,50 % et 0,70 %; Héroux et al., 1979; Tissot et Welte, 1984; Taylor et al., 1998). Trois d'entre eux sont situés dans le Sud de la Gaspésie. Deux échantillons ont été collectés près de Miguasha (échantillon 31114 : Formation de Pirate Cove/Escuminac (pouvoir réflecteur de 0,64 %) et échantillon 31162 : Groupe de Chaleurs inférieur (pouvoir réflecteur de 0,58 %); figure 2.14 et Appendice C), tandis que le dernier échantillon du Sud a été collecté près de la boutonnière Maquereau-Mictaw (échantillon 31198 : Groupe de Chaleurs inférieur (pouvoir réflecteur de 0,59 %); figure 2.13 et Appendice C). Finalement, l'échantillon 23525 (Formation de York River et pouvoir réflecteur de 0,55 %) a été collecté dans le Nord-Est de la Gaspésie (figure 2.10 et Appendice C).

Les valeurs de la réflectance varient souvent pour une même formation et/ou groupe (figure 2.2). Par exemple, le Groupe de Chaleurs supérieur montre une grande variation de valeurs du pouvoir réflecteur allant de 0,87 % à 5,11 % (Appendice C).

Les figures 2.3 montrent les variations des valeurs de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite entre les différentes formations ou les différents groupes pour les régions Sud et Nord (figures 2.3a et 2.3b) du bassin siluro-dévonien. La région Sud représente le synclinorium de la Baie des Chaleurs (SBC) et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (AAP; figure 2.3a), alors que le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (SCVG) constitue la région Nord (figure 2.3b). Les formations et les groupes ont aussi été séparés par secteur (Est et Ouest).

En général, on observe une diminution de la réflectance en montant dans la colonne stratigraphique (figures 2.3a et 2.3b). Dans la région Sud du bassin, le Groupe de

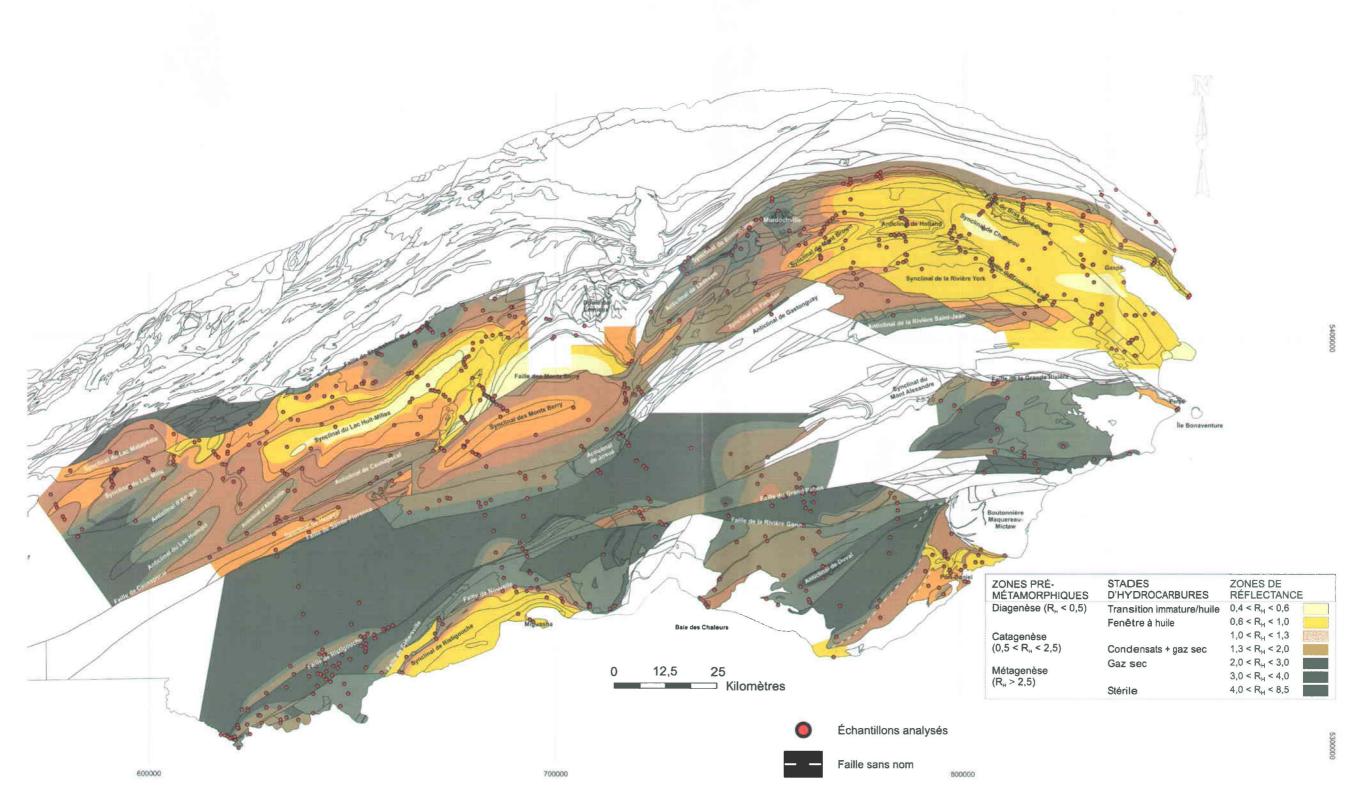


Figure 2.4 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface pour toute la Gaspésie. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

Mictaw, qui est le plus bas dans la colonne stratigraphique de cette région étant situé sous la discordance à la base du bassin siluro-dévonien, est une exception à cette tendance (figure 2.3a). La valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite est de 1,08 % (figure 1.3a et Appendice D). Dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, c'est le Groupe de Fortin qui est l'exception (figure 2.3b) avec une valeur de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite qui est beaucoup plus élevée (4,15 %; figure 2.3b et Appendice D) que celle des autres formations et groupes.

Les formations rocheuses dans les secteurs Est de la région Sud du bassin (SBC et AAP) montrent plus souvent une valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite plus élevée que leurs équivalents dans les secteurs Ouest. Le Groupe de Matapédia fait exception à cette constatation (figure 2.3a). Dans la région Nord du bassin (SCVG), le secteur Est est plus mature dans les formations de Forillon/Shiphead et d'Indian Cove, tandis que c'est le secteur Ouest qui est le plus mature dans le Groupe de Chaleurs supérieur et les formations de York Lake/York River/Battery Point (figure 2.3b). Dans le Groupe de Chaleurs inférieur, la valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite est équivalente dans les secteurs Est et Ouest dans la région Nord du bassin (SCVG; figure 2.3b).

Dans la région Sud du bassin, la Formation de Garin du secteur Ouest montre la plus grande variation des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (figure 2.3a). Dans la région Sud, toutes les formations et tous les groupes qui ont été analysés dans les deux secteurs (Formation de Garin et groupes de Matapédia et de Chaleurs inférieur et supérieur) présentent des différences de leurs valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite (figure 2.3a).

En ce qui concerne le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle, le Groupe de Chaleurs inférieur du secteur Ouest et le Groupe de Chaleurs supérieur du secteur Est montrent la plus grande variation des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (figure 2.3b). Les secteurs Est et Ouest des formations de Forillon/Shiphead et de York Lake/York River/Battery Point sont différents (figure 2.3b). Pour les secteurs Est et Ouest des groupes de Chaleurs inférieur et supérieur et de la Formation d'Indian Cove, les valeurs de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite sont similaires (les différences ne sont pas significatives).

Les intervalles de confiance des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite des secteurs Ouest et Est se chevauchent plus ou moins entre eux (figure 2.3b).

2.2.3- Zonation de la réflectance, stratigraphie et déformation régionale

La figure 2.4 présente la carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures pour l'ensemble de la Gaspésie. Cette carte a été construite afin de faire ressortir les relations qui existent entre la maturation thermique, la stratigraphie et la déformation régionale (plis et failles). Elle sert aussi à déterminer les zones favorables à la prospection des hydrocarbures. La carte de la figure 2.4 a été construite à partir des résultats d'analyses de la réflectance estimée de la vitrinite des nouveaux échantillons étudiés dans le cadre de ce projet ainsi qu'à partir des résultats des travaux effectués par INRS-Pétrole (1972), INRS-Géoressources (1983), Héroux et Chagnon (1986), Bertrand (1987), Hesse et Dalton (1991), Bertrand et Malo (2001; 2002; 2003; 2004b; 2006) et Roy (2004).

Les secteurs les moins matures des successions siluro-dévoniennes de la Gaspésie sont situés dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé au nord de la faille des Monts Berry, au centre du synclinal du Lac Huit-Milles et de celui de Champou (figure 2.4). Les secteurs les plus matures sont : 1) celui de la région de Murdochville dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, 2) une partie du secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs, et 3) une bonne partie de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé. Le secteur du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé où affleure le Groupe de Fortin est aussi l'un des secteurs les plus matures.

Pour mieux évaluer la maturation thermique dans le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie et les variations possibles au sein même du bassin, l'analyse des données se fera en fonction des régions Nord et Sud, et des secteurs Est et Ouest du bassin. Le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé représente la région Nord du bassin (figures 2.5, 2.6, 2.8, 2.10 et 2.11), tandis que la région Sud est représentée par les roches du synclinorium de la Baie des Chaleurs et de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (figures 2.13 et 2.14).

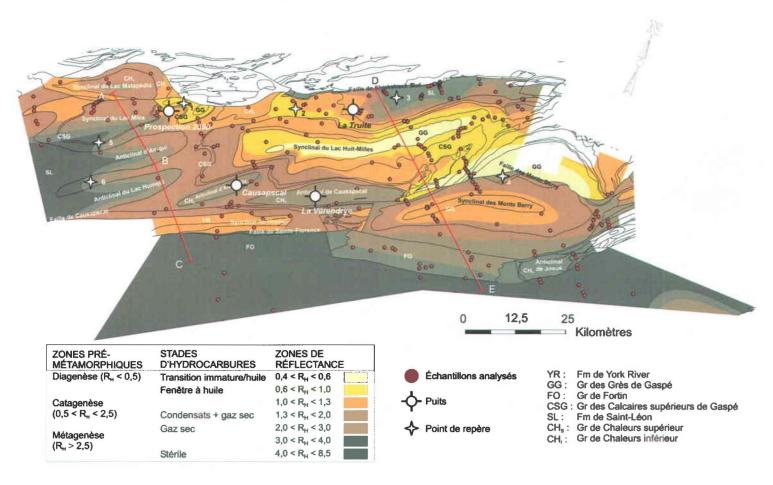


Figure 2.5 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Les lignes rouges ABC et DE indiquent la localisation des coupes structurales des figures 2.6 et 2.8. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003) et carte de maturation modifiée de Bertrand et Malo (2003) et de Roy (2004).

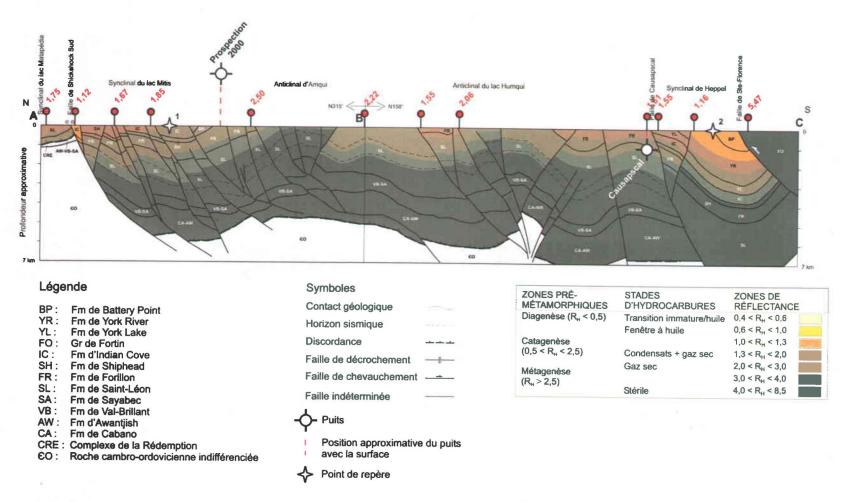


Figure 2.6 : Coupe structurale ABC montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en sous-surface. R_H: Réflectance en immersion d'huile. Coupe structurale modifiée de Castonguay *et al.* (2004).

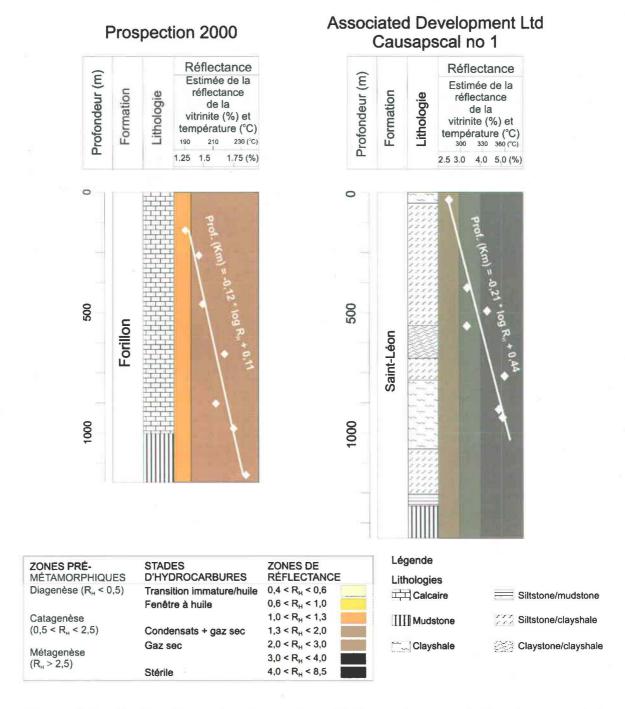


Figure 2.7 : Profils des puits Prospection 2000 et Associated Development Ltd Causapscal no 1. Prof. : Profondeur et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite. Modifiée de Roy (2004).

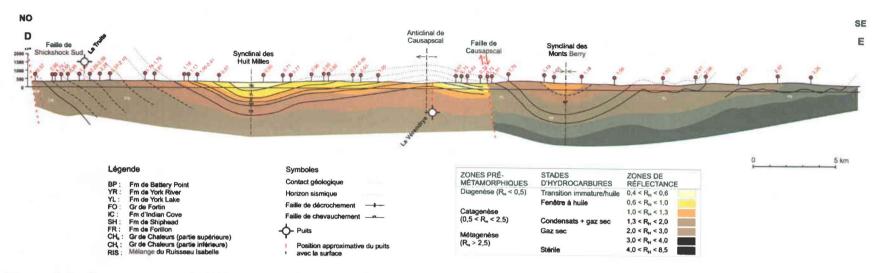


Figure 2.8 : Coupe structurale DE montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en sous-surface. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Modifiée de Bertrand et Malo (2003).

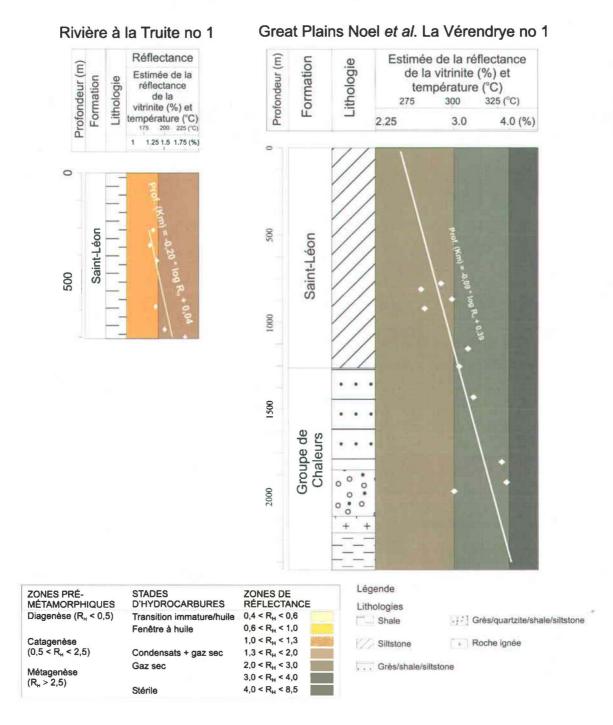


Figure 2.9 : Profils des puits Rivière à la Truite no 1 et Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1. Prof. : Profondeur et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite. Modifiée de Roy (2004).

2.2.3.1- <u>Région Nord du bassin siluro-dévonien</u>: le synclinorium de Connecticut Valley-<u>Gaspé</u>

C'est dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé que l'on a le meilleur échantillonnage et que les relations entre la zonation de la réflectance, la stratigraphie et la déformation régionale sont les mieux illustrées (figures 2.5 et 2.10). La présence de puits nous a permis également de calculer des gradients thermiques et de reporter les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sur des coupes structurales pour mieux comprendre la relation entre la réflectance, les plis et les failles (figures 2.6, 2.8 et 2.11). Le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé a été divisé en deux parties, de part et d'autre du secteur du Dôme de Lemieux (figure 2.4). Ce dôme contient plusieurs intrusions dévoniennes (Brisebois et Nadeau, 2003) et constitue une division naturelle entre les secteurs Est et Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Le secteur du Dôme de Lemieux n'a pas été échantillonné (figure 2.4).

2.2.3.1.1- Secteur Ouest

Les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures obtenus à partir des échantillons de surface pour le secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé sont présentées à la figure 2.5. Les secteurs les moins matures se trouvent au nord de la faille des Monts Berry ainsi qu'au centre du synclinal du Lac Huit-Milles, où affleurent les Grès de Gaspé. Ces secteurs sont en partie immatures (valeurs de réflectance entre 0,4 et 0,6 %) ou appartienment à la partie supérieure de la fenêtre à huile potentielle (valeurs de réflectance entre 0,6 et 1,0 %). De plus, un autre mince secteur du synclinorium se situe dans la fenêtre à huile potentielle. Ce secteur se trouve au sud de la faille de Shickshock Sud et se situe entre le synclinal du Lac Mitis et le puits Rivière à la Truite no 1 (points 1 et 2 sur la figure 2.5). Quant aux secteurs les plus matures, ils sont situés au sud de la faille de Saint-Florence, où affleure le Groupe de Fortin, ainsi que dans la partie ouest des anticlinaux d'Amqui et du Lac Humqui, occupée par la succession de la Formation de Saint-Léon (figure 2.5). Il

y a aussi une bande plus mature dans la vaste structure anticlinale où affleure la Formation de Saint-Léon, au sud de la faille de Shickshock Sud et au nord du synclinal du Lac Huit-Milles (point 3 sur la figure 2.5). Ces successions sont le plus souvent au stade à gaz sec, mais elles atteignent aussi l'anchimétamorphisme. L'anchimétamorphisme correspond à un métamorphisme de très bas grade (Weaver, 1984) et à l'anchizone de Kübler (1967). Les valeurs de la réflectance de l'anchimétamorphisme sont entre 4,0 et 6,0 % (Taylor *et al.*, 1998).

Dans la partie la plus occidentale du secteur Ouest (figure 2.5), il y a une grande différence de maturation thermique observée de part et d'autre de la faille de Sainte-Florence (Roy, 2004). Au nord de cette faille, les valeurs de la réflectance oscillent entre 1,5 et 1,7 % dans la Formation de York River. Par contre, au sud de la faille, les valeurs de réflectance sont d'environ 4,6 % dans le Groupe de Fortin. Dans la partie orientale du secteur Ouest (figure 2.5), il y a aussi une différence de réflectance entre le Nord et le Sud de la faille des Monts Berry. Au nord de cette faille, les successions présentes montrent les roches les moins matures du secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (stades immature et à huile). Au sud de la faille des Monts Berry, les mêmes formations ont atteint des rangs de maturation plus élevés (stades à condensats et à gaz sec; point 4 sur la figure 2.5).

En général, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent approximativement les contacts stratigraphiques (figure 2.5). En effet, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont minimales dans les synclinaux (comme celui du Lac Huit-Milles) et elles sont maximales dans les anticlinaux (comme dans l'anticlinal de Causapscal). Par contre, à d'autres endroits, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent les contacts stratigraphiques. C'est dans la partie occidentale du secteur Ouest que les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent le plus les contacts stratigraphiques (points 5 et 6 sur la figure 2.5).

La figure 2.6 montre les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite en sous-surface. La figure 2.6 montre que les zones de maturité de la partie Nord de la coupe recoupent les contacts stratigraphiques (point 1 sur la figure 2.6 en est un

exemple). Au point 1 sur la figure 2.6, le contact condensats/gaz sec monte dans la stratigraphie en partant de la faille de Shickshock Sud vers le puits Prospection 2000. Par contre, les zones de maturité de la partie Sud de la coupe suivent les contacts stratigraphiques (point 2 sur la figure 2.6).

Pour déterminer ces zones de maturité en sous-surface, les échantillons de surface près de la coupe structurale ont tout d'abord été projetés sur la coupe structurale. Puis, une échelle des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite en fonction de la profondeur a été construite à l'aide des gradients de la réflectance des puits Prospection 2000 (0,12 log R_H/km) et Associated Development Ltd Causapscal no 1 (0,21 log R_H/km). La localisation des puits est située sur les figures 2.5 et 2.6. Sur la figure 2.6, la localisation des puits est approximative. La détermination des gradients de la réflectance a été faite à l'aide des profils des puits (figure 2.7). Le gradient de la réflectance estimée de la vitrinite du puits Prospection 2000 a été utilisé dans la partie Nord-Ouest de la coupe, jusqu'à l'anticlinal d'Amqui, alors que le gradient de la réflectance de la vitrinite du puits Associated Development Ltd Causapscal no 1 a été utilisé pour la partie Sud-Est jusqu'à l'anticlinal du Lac Humqui. Entre les deux anticlinaux, c'est le gradient moyen des deux puits qui a été utilisé (0,17 log R_H/km).

En ce qui concerne la figure 2.8, elle a été construite à partir du gradient de la réflectance estimée de la vitrinite observé dans le puits Rivière à la Truite no 1 pour la partie de la coupe structurale située entre les failles de Shickshock Sud et de Causapscal et du gradient équivalent dans le puits Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1 pour la partie de la coupe située au sud de la faille de Causapscal (Bertrand et Malo, 2003). Le gradient de la réflectance estimée de la vitrinite dans le puits Rivière à la Truite est de 0,20 log R_H/km, tandis que celui du puits Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1 est de 0,09 log R_H/km. Ces gradients ont été déterminés à partir du profil des puits (figure 2.9). Le faible gradient de la réflectance estimée de la vitrinite du puits Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1 est probablement dû à l'importante épaisseur sédimentaire qu'il y a à cet endroit. Le puits Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1 est situé sur un anticlinal (anticlinal de Causapscal). Il se peut qu'il y ait présence d'une ou de plusieurs failles de chevauchement (ou de rétrochevauchement comme dans l'anticlinal de la

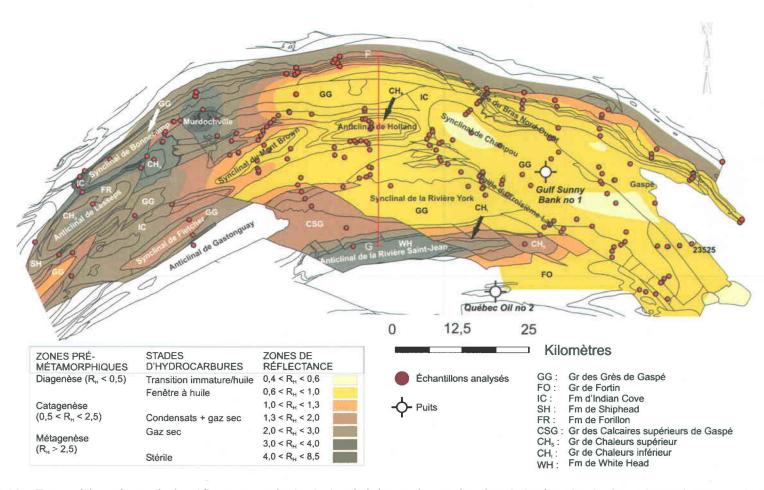


Figure 2.10 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. La ligne rouge FG indique la localisation de la coupe structurale de la figure 2.11. R_H: Réflectance en immersion d'huile. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003) et carte de maturation modifiée de Bertrand et Malo (2001).

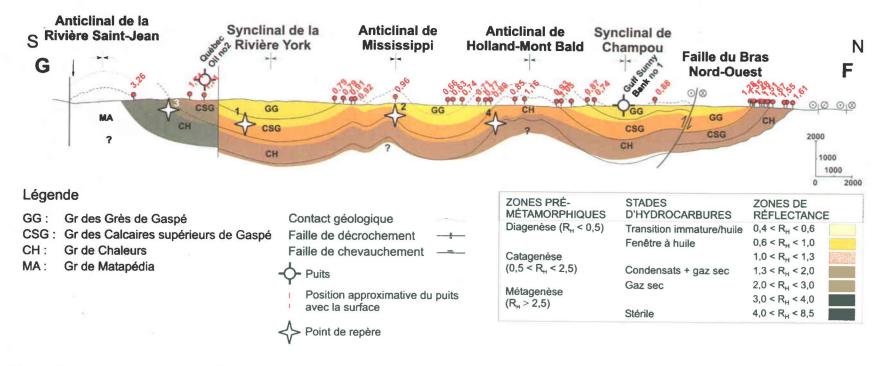


Figure 2.11 : Coupe structurale FG montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en sous-surface. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Modifiée de Bertrand et Malo (2001).

Rivière Saint-Jean) dans la Formation de Saint-Léon. Ces failles sont donc peu discernables lithologiquement. Ces failles auraient eu pour effet de répéter les strates et, par conséquent, de diminuer le gradient de réflectance si le chevauchement est syn- à post-maturation.

Le fait que le gradient de réflectance estimée de la vitrinite du puits Rivière à la Truite no 1 soit si élevé (0,20 log R_H/km) est dû à la présence de roches volcaniques appartenant au Groupe de Schickshock et au Mélange du Ruisseau Isabelle qui sont situées en dessous des roches sédimentaires du puits Rivière à la Truite no 1. Les roches volcaniques étant de meilleurs conducteurs de chaleur que les roches sédimentaires (Gretener, 1981), le gradient de réflectance estimée de la vitrinite du puits Rivière à la Truite no 1 est donc plus élevé que dans le puits Great Plains Noel *et al.* La Vérendrye no 1.

La figure 2.8 montre qu'à un niveau stratigraphique équivalent la partie Nord-Ouest de la coupe est moins mature que la partie Sud-Est (e.g. Formation de York River dans les synclinaux des Huit Milles et des Monts Berry). Les courbes d'isovaleurs qui illustrent le rang de la maturation thermique suivent les contacts géologiques. Par contre, l'amplitude des plis des courbes d'isovaleurs est plus faible que celle des contacts géologiques.

2.2.3.1.2- Secteur Est

La figure 2.10 montre les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures, basées sur l'étude d'échantillons de surface, pour le secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Les successions rocheuses de la plus grande partie de ce secteur appartiennent au stade de la génération d'huile. Les valeurs de la réflectance sont généralement inférieures à 1,3 % (Bertrand et Malo, 2001). Les successions les moins matures se trouvent dans les synclinaux (comme celui de Champou) et sont constituées par les roches du Groupe des Grès de Gaspé. Les successions les plus matures se trouvent au cœur des anticlinaux,

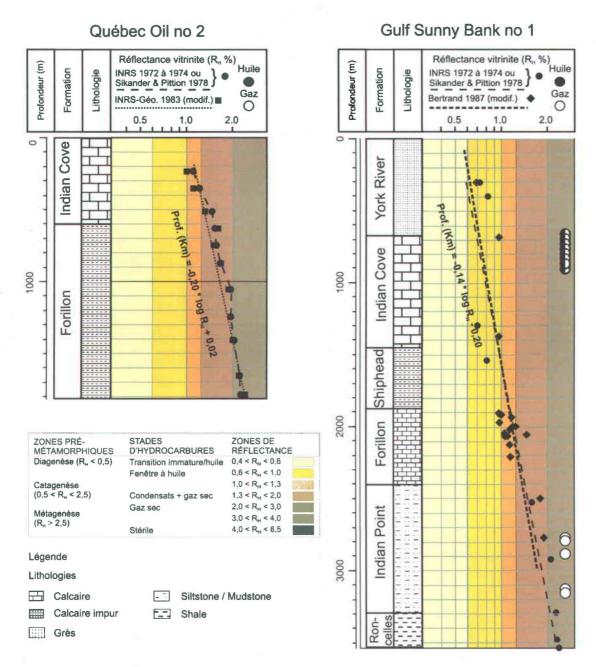


Figure 2.12 : Profils des puits Gulf Sunny Bank no 1 et Québec Oil no 2. Prof. : Profondeur et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite. Modifiée de Bertrand et Malo (2001).

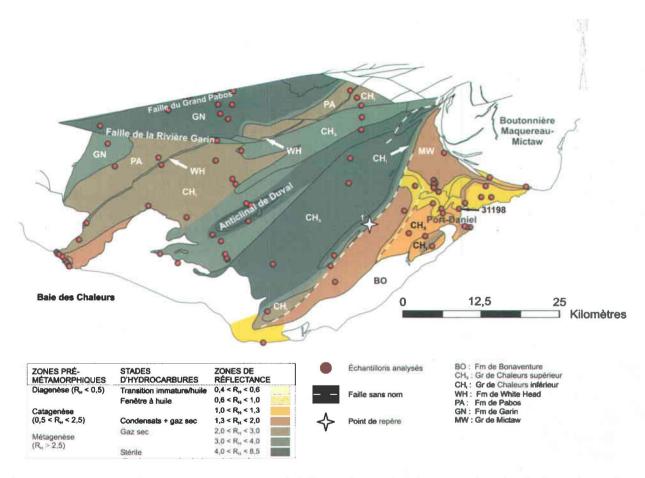


Figure 2.13 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Est de la région Sud du bassin. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Les failles sans nom ont été ajoutées à la figure pour une meilleure compréhension de la maturation thermique du secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

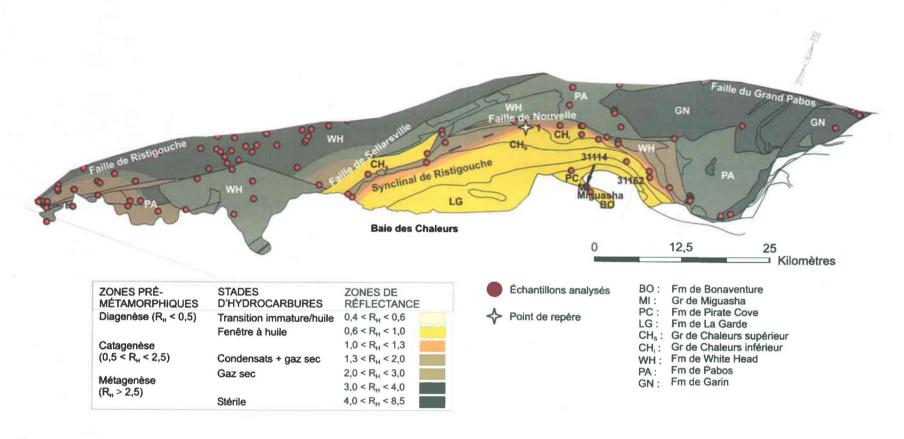


Figure 2.14 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basés sur l'analyse des échantillons de surface du secteur Ouest de la région Sud du bassin. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Carte géologique modifiée de Brisebois et Nadeau (2003).

soient ceux de la Rivière Saint-Jean et de Lesseps, ainsi qu'en bordure du synclinal de Bonnecamp. Dans l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean, la Formation de White Head a atteint le stade à gaz sec. Le même rang de maturité est atteint par la partie supérieure du Groupe de Chaleurs (Formation de Saint-Léon) dans l'anticlinal de Lesseps. En bordure du synclinal de Bonnecamp, la Formation d'Indian Cove atteint localement l'épimétamorphisme. Les valeurs de la réflectance de l'épimétamorphisme sont supérieures à 6,0 % (Taylor *et al.*, 1998).

Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite les plus élevées se trouvent dans la zone du gîte de cuivre de Murdochville, qui date du Dévonien tardif (Bertrand et Malo, 2001). Cette anomalie thermique est due au métamorphisme lié à l'intrusion de roches granitiques et à la circulation de fluides hydrothermaux (Héroux *et al.*, 1996). La réflectance de cette zone peut atteindre des valeurs de 8,0 %.

De la région de Gaspé jusqu'à une distance d'environ 15 km à l'est de Murdochville, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent généralement les contours des unités stratigraphiques. Par contre, dans un périmètre d'une quinzaine de kilomètres autour du gîte de Murdochville, les lignes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent les contacts stratigraphiques et les contours des plis.

La figure 2.11 montre la coupe structurale avec les courbes d'isovaleurs de la réflectance de la vitrinite et illustre la progression de la maturité des successions en sous-surface. Les gradients utilisés pour évaluer la progression de la réflectance estimée de la vitrinite avec la profondeur sont de 0,20 log R_H/km pour l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean et de 0,14 log R_H/km pour le reste de la coupe. Le gradient de la réflectance estimée de la vitrinite qui est utilisé pour l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean est celui du puits Québec Oil no 2 (la position du puits Québec Oil no 2 est montrée dans les figures 2.10 et 2.11; elle est approximative dans la figure 2.11). Le second gradient de la réflectance estimée de la vitrinite qui est utilisé dans le reste de la coupe est celui du puits Gulf Sunny Bank no 1 (la position du puits Gulf Sunny Bank no 1 est montrée dans les figures 2.10 et 2.11; elle est approximative dans la figure 2.11). La figure 2.12 présente les profils des

puits Gulf Sunny Bank no 1 et Québec Oil no 2 à partir desquels les gradients de la réflectance estimée de la vitrinite ont été calculés.

Les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite montrent un plissement qui est, là aussi, moins important que celui des contacts géologiques (figure 2.11; Bertrand et Malo, 2001). Ce décalage est moins prononcé dans le synclinal de la Rivière York et dans l'anticlinal de Mississippi (points 1 et 2 sur la figure 2.11), mais il est plus important dans les anticlinaux de la Rivière Saint- Jean et de Holland (points 3 et 4 sur la figure 2.11).

2.2.3.2- <u>Région Sud du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de la Baie des Chaleurs</u> et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé

Deux secteurs de la région Sud du bassin siluro-dévonien ont été analysés séparément, celui du synclinal de la Baie des Chaleurs (sensu stricto; figure 2.13), à l'Est, et celui du synclinal de Ristigouche (figure 2.14), à l'Ouest. Dans les deux cas, les roches de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé ont été incluses dans l'analyse (figures 2.13 et 2.14). Plus particulièrement, le secteur du synclinal de la Baie des Chaleurs comprend des roches de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (Groupe d'Honorat et formations de Pabos et de White Head) situées au sud de la faille du Grand Pabos. Ces unités du Groupe de Matapédia sont en contact stratigraphique normal sous le Groupe de Chaleurs et font partie intégrante du bassin du synclinorium de la Baie des Chaleurs. Le manque de données continues le long de coupes géologiques et l'absence de puits pour calculer les gradients thermiques en profondeur a rendu impossible l'élaboration d'une coupe structurale montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et les stades de génération des hydrocarbures en sous-surface.

2.2.3.2.1- Synclinal de la Baie des Chaleurs - secteur Est

La figure 2.13 montre les zones de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basée sur l'analyse des échantillons de surface pour le synclinal de la Baie des Chaleurs (i.e. le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs). Une petite partie du secteur Est montre des roches qui sont au stade de la fenêtre à huile ou à condensats. Toutefois, les roches de ce secteur montrent généralement un niveau de maturité élevé. La plus grande partie du secteur montre des successions qui sont au stade à gaz sec ou qui sont stériles. La majorité des successions ont dépassé le seuil de l'anchizone (réflectance supérieure à 4,0 %) et localement le seuil de l'épizone est atteint (réflectance supérieure à 6,0 %).

Le secteur situé entre les failles de Garin et du Grand Pabos est le plus mature. Le métamorphisme de ces roches est dans l'anchizone ou l'épizone (figure 2.13). Au sud de la faille de la Rivière Garin, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite pour la partie inférieure du Groupe de Chaleurs sont parmi les plus élevées. La partie la plus mature de ce secteur se situe au coeur et au sud l'anticlinal de Duval (valeurs de la réflectance comprises entre 4,0 et 5,0 %).

Au sud de ce secteur plus mature, on observe un saut de la réflectance de la vitrinite de part et d'autre d'une faille sans nom (point 1 sur la figure 2.13). Cette faille a été reconnue en géophysique par Pinet *et al.* (2008). Au nord de cette faille, les valeurs de la réflectance indiquent que les roches se trouvent dans le stade à gaz sec ou sont stériles, alors qu'au sud de la faille, la réflectance de la vitrinite indique que les roches sont au stade à condensats.

Dans le secteur Est de la région Sud du bassin, il n'y a que deux zones qui se trouvent dans la fenêtre à huile (figure 2.13). Ce sont les zones les moins matures de ce secteur. La première zone se trouve dans la Formation de Bonaventure le long de la côte de la Baie des Chaleurs (figure 2.13). La deuxième zone se situe près de la boutonnière de Maquereau-Mictaw et de la ville de Port-Daniel. Le Groupe de Chaleurs inférieur et supérieur ainsi qu'une partie du Groupe de Mictaw se trouvent dans le stade de la fenêtre à huile (figure 2.13).

En général, les zones de la réflectance estimée de la vitrinite dans le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs recoupent les contacts stratigraphiques (figure 2.13). Il n'y a qu'une petite partie dans le secteur de la ville de Port-Daniel dont les zones de la réflectance estimée de la vitrinite suivent les contacts stratigraphiques (figure 2.13).

2.2.3.2.2- Synclinal de Ristigouche - secteur Ouest

La figure 2.14 montre les zones de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures basées sur les échantillons de surface pour le secteur du synclinal de Ristigouche. Ce secteur comprend des roches de la partie Sud de l'anticlinorium d'Arootook-Percé directement sous celles du synclinal de Ristigouche.

La zone la moins mature de ce secteur se situe au sud de la faille de Nouvelle dans le synclinal de Ristigouche lui-même (figure 2.14). Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite dans cette zone sont toutes comprises entre 0,64 et 1,35 %. Les roches de cette zone sont au stade de la fenêtre à huile potentielle. Les unités stratigraphiques à la base du synclinal de Ristigouche appartiennent aux stades à condensats et à gaz sec. Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont comprises entre 1,45 et 2,50 %.

Les roches situées au nord des failles de Nouvelle et de Sellarsville sont les plus matures de cette région. Le rang de la maturation thermique se trouve entre le stade à condensats et le stade stérile pour les hydrocarbures. Le degré de métamorphisme de ces strates peut atteindre l'épizone (figure 2.14).

Les lignes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent en partie les contacts stratigraphiques dans le synclinal de Ristigouche (figure 2.14). Par contre, au sud de la faille de Nouvelle, les lignes d'isovaleurs traversent les contacts stratigraphiques (point 1 sur la figure 2.14).

2.4- Discussion

2.4.1- Nature de la matière organique et environnements de dépôt

Les matières organiques observées dans les successions gaspésiennes proviennent en grande majorité d'un milieu marin. Par contre, il y a un apport important de matières organiques d'origine continentale qui est incorporé dans la matière organique marine à partir de la Formation de Saint-Léon, et ce, jusqu'au sommet de la colonne stratigraphique.

La matière organique se compose à plus de 60 % de migrabitume, d'amorphinite et d'inertinite dans tous les échantillons analysés des successions siluro-dévoniennes de la Gaspésie (tableau 2.2). Une grande quantité de migrabitume peut soit indiquer une roche mère ou une migration d'hydrocarbures. Seulement 21 % des formations ou groupes étudiés ont une concentration de migrabitume supérieure ou égale à 30 % (formations de Pabos, de Mann, de Gascons, de West Point, de Dalhousie, de Forillon, de Shiphead et de Bonaventure; tableau 2.2). Par conséquent, ces successions seraient soit des roches mères ou cette concentration indiquerait qu'il y ait eu une migration d'hydrocarbures. Pour déterminer si ces formations sont des roches mères, une évaluation de leur carbone organique total (COT) et de leur potentiel génétique sera nécessaire. Cette évaluation sera décrite dans le Chapitre 3. La présence de gouttelettes de migrabitume signifie qu'il y a eu une migration d'hydrocarbures, même si la formation étudiée n'en contient que 1 %. La grande majorité des successions siluro-dévoniennes de la Gaspésie contiennent des gouttelettes de migrabitume (tableau 2.2). Il n'y a que les échantillons analysés des formations d'Indian Point, de Forillon et de Bonaventure qui n'en contiennent pas (tableau 2.2).

La présence d'inertinite indique que les milieux continentaux d'où proviennent ces fragments de plantes étaient généralement oxydants et secs (Taylor *et al.*, 1998).

2.4.2- Maturation thermique

2.4.2.1- <u>Région Nord du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé</u>

La région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie (SCVC) est moins mature que la région Sud (AAP et SBC; figure 2.4). Dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, les secteurs où la réflectance estimée de la vitrinite est la moins élevée se trouvent dans les synclinaux du Lac Huit-Milles (secteur Ouest) et de Champou (secteur Est) ainsi qu'au nord de la faille des Monts Berry (secteur Ouest). Ces secteurs seraient favorables à la conservation d'huile. Par contre, le secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé a une plus grande zone avec des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite qui sont inférieures à 1,0 % comparé au secteur Ouest, et ce, à un même niveau stratigraphique (figure 2.4). En effet, la grande majorité des successions du secteur Est se situe dans la fenêtre à huile, alors que les successions du secteur Ouest sont, pour la plupart, dans les stades à condensats et à gaz sec.

Les différences de rang de la maturation thermique entre le Nord et le Sud des failles de Sainte-Florence et de Causapscal indiquent que la partie Sud du secteur Ouest a été enfouie plus profondément que la partie Nord du secteur Ouest (figures 2.5 et 2.8). Une subsidence rapide lors du Dévonien précoce aurait causé un enfouissement plus grand de la partie Sud du secteur Ouest (Bourque *et al.*, 2001). Une subsidence de 7 à 8 km pour les roches du Groupe de Fortin (Hesse et Dalton, 1991) a été nécessaire pour que ces roches atteignent leur niveau de maturation thermique actuelle (valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite : 4,15 %). L'épaisseur des strates du Groupe de Fortin aurait été de 3700 m, alors que l'épaisseur des strates du Groupe de Grès de Gaspé aurait été de 7300 m (400 m d'épaisseur pour la Formation de York Lake, 3300 m d'épaisseur pour la Formation de York River, 1800 m d'épaisseur pour la Formation de Lake Branch et 1800 m d'épaisseur pour la Formation de Battery Point; Hesse et Dalton, 1991). Ces épaisseurs élevées sont dues à l'érosion de la ceinture de montagnes acadiennes nouvellement formée dans le Sud de la Gaspésie (Hesse et Dalton, 1991).

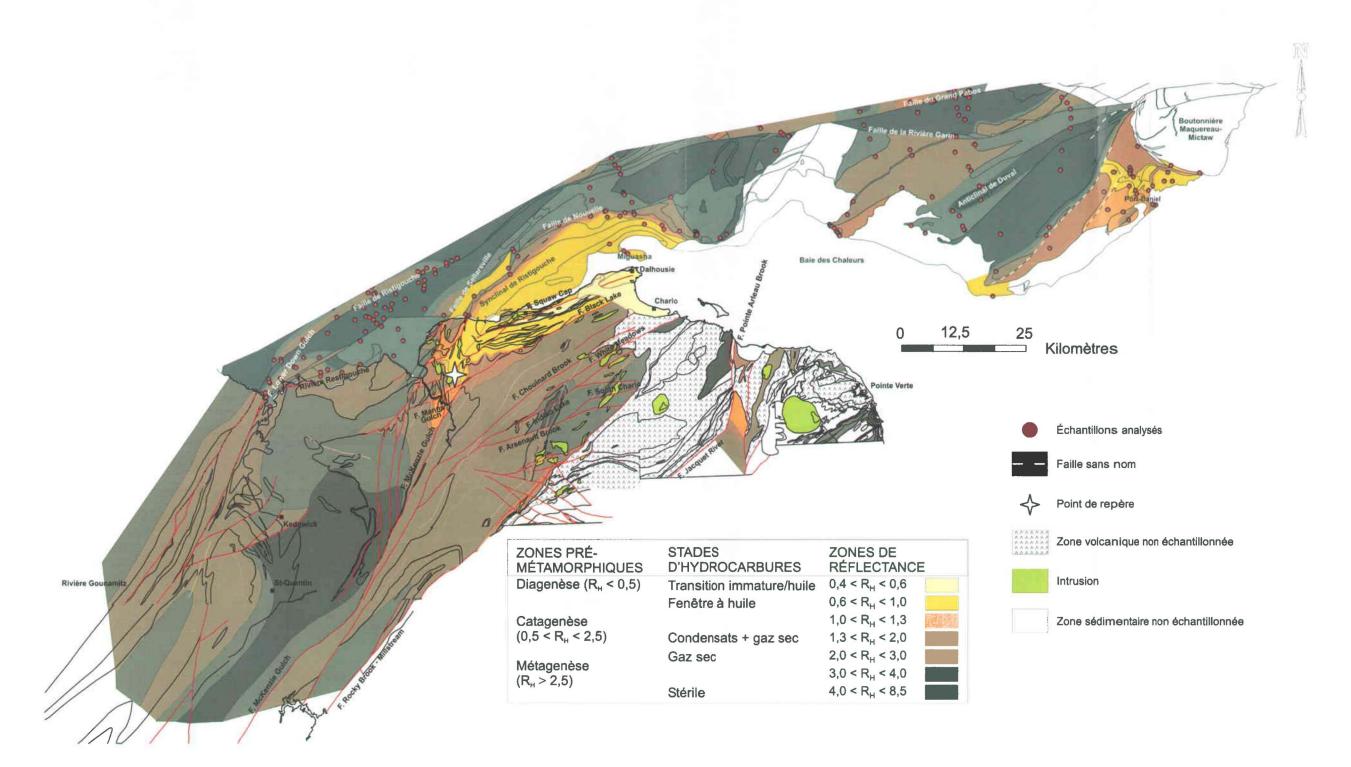


Figure 2.15 : Zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures dans la région Sud de la Gaspésie et dans la région Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. R_H : Réflectance en immersion d'huile. Carte géologique de la Gaspésie modifiée de Brisebois et Nadeau (2003) et cartes géologique et de la maturation thermique du Nouveau-Brunswick modifiées de Bertrand et Malo (2004a).

Dans le secteur Ouest de la région Nord du bassin siluro-dévonien, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent approximativement les contacts stratigraphiques (figures 2.5, 2.6 et 2.8). La maturation thermique serait prétectonique (Taylor *et al.*, 1998). Par contre, dans la partie occidentale de ce secteur, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent les contacts stratigraphiques (points 5 et 6 sur la figure 2.5 et point 1 sur la figure 2.6). La maturation thermique serait donc localement syn- à post-tectonique.

La figure 2.8 montre que les plis des courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont de plus faibles amplitudes que celles des contacts géologiques. D'après le patron de ces courbes d'isovaleurs, la maturité thermique des successions représentées dans les parties Nord-Ouest et Sud-Est de cette coupe structurale serait en partie contemporaine avec le plissement du Dévonien moyen. Étant donné que l'enfouissement sédimentaire est le principal moteur de l'accroissement de la maturité thermique, cette conclusion implique que la sédimentation des successions de la partie sommitale de la colonne stratigraphique de la région se poursuivait durant le plissement acadien dans cette région des Appalaches.

Dans le secteur Est de la région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent généralement les contours des unités stratigraphiques (figures 2.10 et 2.11). De plus, les unités les plus hautes de la stratigraphie, qui sont trouvées au cœur des synclinaux, comme les Grès de Gaspé, sont les moins matures, alors que les unités basales au cœur des anticlinaux, comme la Formation de White Head, sont les plus matures (figures 2.10 et 2.11). Ces relations entre la maturité et les contours géologiques des successions indiquent que, dans la partie orientale du secteur Est de la Gaspésie, la maturité des strates croit en descendant dans la stratigraphie et que la maturation thermique des successions précède le plissement. Par contre, dans les anticlinaux de la Rivière Saint-Jean et de Holland, les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont de plus faible amplitude que celle des contacts géologiques (figure 2.11). La maturation à ces endroits serait donc pré- à syn-tectonique. Il n'y a que dans le secteur de la ville de Murdochville que les courbes d'isovaleurs recoupent les contacts géologiques (figure 2.10). Par conséquent, la

maturation thermique de ce secteur est associée aux intrusions et postdate le plissement des successions siluro-dévoniennes.

2.4.2.2- <u>Région Sud du bassin siluro-dévonien : le synclinorium de la Baie des Chaleurs</u> et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé

Dans la région Sud du bassin siluro-dévonien, les secteurs les moins matures se trouvent près de la boutonnière Maquereau-Mictaw, dans les roches du Groupe de Mictaw (secteur Est), au sud de la faille de Nouvelle (secteur Ouest) et dans les roches de la Formation de Bonaventure (secteur Est; figures 2.4, 2.13 et 2.14). Ces secteurs seraient favorables à la conservation d'huile. Dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs, les roches du Groupe de Chaleurs montrent des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite plus élevées dans le secteur Est que dans le secteur Ouest. La plupart des roches du Groupe de Chaleurs du secteur Est sont soit dans le stade à gaz sec ou elles sont stériles, alors que celles du secteur Ouest sont dans les stades de la fenêtre à huile et à condensats.

Les roches de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé sont les plus matures de la Ceinture de Gaspé (exception faite des roches du Groupe de Fortin). Les roches de ce domaine tectonostratigraphique peuvent atteindre des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite de plus de 7,0 %. Par conséquent, l'enfouissement des groupes d'Honorat et de Matapédia par les successions sus-jacentes a été profond. De plus, la présence de nombreux essaims de dykes dévoniens dans le secteur Est de la région Sud (Doyon et Berger, 1997) est aussi un autre facteur pour expliquer la maturation élevée de ce secteur. Un fort pourcentage de coke se trouve dans les successions les plus vieilles du secteur Est de la région Sud (tableau 2.2). Par exemple, les roches de la Formation de Garin contiennent 10 % de coke, alors que celles de la Formation de Weir en contiennent 18 % (tableau 2.2).

Dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, la présence d'intrusions du Dévonien précoce et moyen a influencé localement le patron de maturation (figure 2.15; Bertrand et Malo, 2004a). Les stades de génération des hydrocarbures varient beaucoup à proximité

des intrusions (figure 2.15). Par exemple, dans le secteur de Squaw Cap, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite passent de 2,44 % (stade à gaz sec) près de l'intrusion à 0,66 % (fenêtre à huile) à près de 600 m de l'intrusion (point 1 sur la figure 2.15; Bertrand et Malo, 2004a). Les intrusions dévoniennes du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick ont perturbé la maturation des successions qui sont adjacentes (Bertrand et Malo, 2004a). Elles ont toutefois un effet local. À certains endroits, il y a des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite qui sont anormalement élevées là où il n'y a pas d'intrusion en surface. Ces valeurs suggèrent qu'il y aurait une intrusion en profondeur (Bertrand et Malo, 2004a). Par conséquent, il se pourrait qu'en plus des essaims de dykes connus (Doyon et Berger, 1997), il y aurait des intrusions en profondeur dans le secteur Ouest de la région Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. Dans la Baie des Chaleurs, il y a présence d'anomalies magnétiques qui sont linéaires et qui corrèlent avec des coulées de laves exposées (Pinet et al., 2005). De plus, il y a présence d'anomalies ovoïdes qui peuvent être reliées à des intrusions magmatiques ou à des roches volcaniques sub-horizontales qui ont été enfouies (Pinet et al., 2005). Ces intrusions auraient influencé la maturation des roches situées à proximité.

Les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite du secteur Est de la région Sud du bassin siluro-dévonien recoupent les contacts géologiques (figure 2.13). La maturation thermique de ces roches est donc post-tectonique.

Dans le synclinal de Ristigouche, la maturation thermique diminue lorsque l'on monte dans la colonne stratigraphique. Dans ce secteur, les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent en partie les contacts stratigraphiques (figure 2.14). La maturation thermique pourrait donc avoir précédé le plissement. Il n'y a qu'au sud de la faille de Nouvelle que les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent les contacts géologiques (point 1 sur la figure 2.14). Cette relation suggère que la maturation postdaterait le plissement du Dévonien moyen qui a produit le synclinal. Une imprécision dans la carte de zonation due au manque d'échantillons pourrait aussi expliquer ce recoupement.

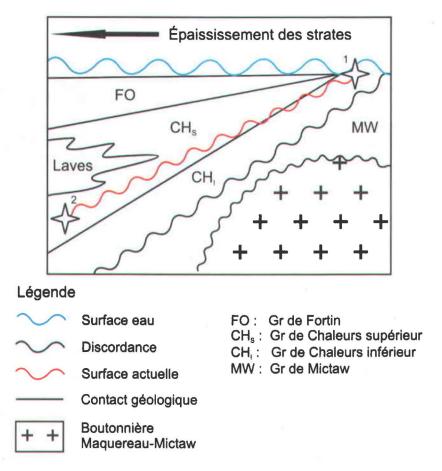


Figure 2.16 : Schéma très simplifié montrant le modèle de la sédimentation en biseau lorsque la boutonnière Maquereau-Mictaw était un haut-fond.

Les roches les plus vieilles du secteur Est de la région Sud du bassin silurodévonien de la Gaspésie sont celles du Groupe de Mictaw. Elles sont situées stratigraphiquement sous le Groupe de Chaleurs et certains échantillons de ce groupe montrent les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite les moins élevées de ce secteur. De plus, les roches du Groupe de Chaleurs supérieur sont plus matures que celles du Groupe de Chaleurs inférieur, et ce, entre l'anticlinal de Duval et une faille sans nom (figure 2.14). La géométrie locale du bassin pourrait expliquer ces niveaux de maturation thermique anormaux. Les données de maturation peu élevées du Groupe de Mictaw suggèrent que ces roches n'ont pas été enfouies profondément et que la boutonnière de Maquereau-Mictaw aurait été un haut-fond pendant la sédimentation des roches du Groupe de Chaleurs et des unités stratigraphiques sus-jacentes (figure 2.16). La sédimentation du Groupe de Chaleurs et des unités sus-jacentes se serait faite en biseau avec un épaississement des strates en s'éloignant de la boutonnière Maquereau-Mictaw (figure 2.16). Un échantillon pris au point 1 de la figure 2.16 (Groupe de Chaleurs inférieur) serait donc moins mature qu'un échantillon pris au point 2 (Groupe de Chaleurs supérieur). Ce genre de biseau sédimentaire est bien documenté dans les roches dévoniennes des Appalaches aux États-Unis (Kink, 1977). Ceci expliquerait aussi pourquoi le niveau de la maturation thermique des roches de la partie inférieure du Groupe de Chaleurs se trouvant près de la boutonnière de Maquereau-Mictaw et des roches de la partie supérieure du Groupe de Chaleurs se situant autour de la ville de Port Daniel soit moins élevé que celui des roches équivalentes près de l'anticlinal de Duval (figure 2.13).

L'unique valeur de la réflectance de la vitrinite mesurée sur un échantillon de la Formation de Bonaventure dans ce secteur du bassin (réflectance de 1,12 %) indique que plusieurs kilomètres de strates carbonifères ont dû se déposer dans le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs. En effet, cette valeur indique que les successions de la Formation de Bonaventure ont presque toutes traversé la fenêtre à huile potentielle (valeurs de réflectance comprises entre 0,6 % et 1,3 %). Toutefois, le saut important de la réflectance de la vitrinite qui est illustré sur la figure 2.13 entre les successions carbonifères et celles du Groupe de Chaleurs autour de l'anticlinal de Duval (l'anticlinal de Duval est constitué des roches du Groupe de Matapédia et des roches les plus vieilles du Groupe de Chaleurs, soit les formations de Clemville, de Weir et d'Anse Cascon; figure 2.13) indique clairement que la maturation thermique élevée des successions du Groupe de Chaleurs ne peut pas être expliquée par l'épaisseur maintenant érodées de strates carbonifères. La maturation thermique élevée des successions du Groupe de Chaleurs pourrait être due à une grande épaisseur de successions équivalentes aux groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé, de Fortin ou des Grès de Gaspé déposées avant le Carbonifère (première hypothèse).

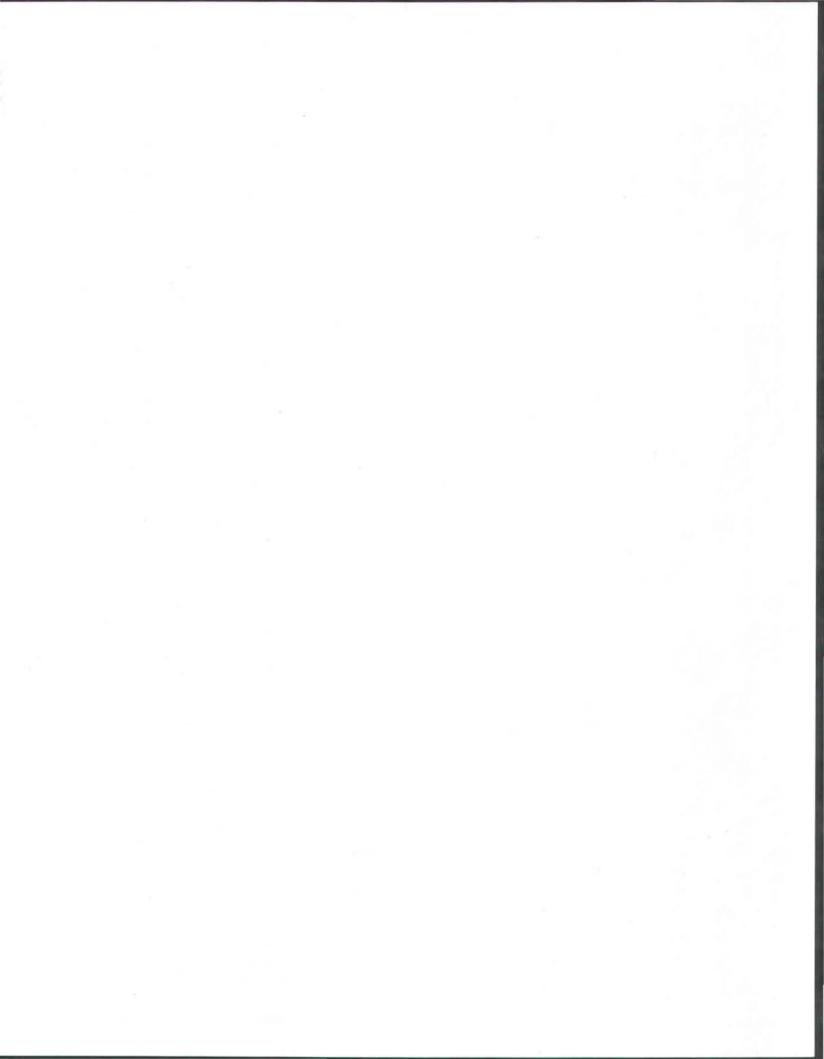
De plus, la présence de roches volcaniques dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick pourrait indiquer que des roches volcaniques auraient pu aussi se déposer en Gaspésie. Elles seraient maintenant érodées. Ces roches volcaniques pourraient aussi expliquer le niveau de maturation thermique élevé dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs.

Les roches volcaniques retrouvées au Nouveau-Brunswick proviennent des formations de Benjamin, de New Mills et de Bryant Point (Groupe de Chaleurs; Wilson *et al.*, 2004). Les successions des formations de Benjamin, de New Mills et de Bryant Point sont contemporaines avec le Groupe de Chaleurs du synclinorium de la Baie des Chaleurs Wilson *et al.*, 2004) et elles auraient pu avoir des équivalents au Québec. Dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, la plupart des roches volcaniques du Groupe de Chaleurs se trouvent entre les secteurs de Charlo et de Pointe Verte (figure 2.15). Entre ces deux secteurs, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont généralement élevées (entre 2,2 et 6,9 %; Bertrand et Malo, 2004a). Les roches volcaniques du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick sont en ligne directe avec le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs (figure 2.15). Si des épaisseurs importantes de ces roches s'étaient déposées vers le Nord-Est au Québec, elles auraient pu contribuer à un enfouissement plus important des successions du Groupe de Chaleurs supérieur avant d'être érodées (deuxième hypothèse). Les roches volcaniques qui se seraient déposées dans le secteur Est de la région Sud de la Ceinture de Gaspé appartiendraient au Groupe de Chaleurs.

CHAPITRE 3 <u>MÉTHODES GÉOCHIMIQUES</u>

Ce qui est affirmé sans preuve peut être nié sans preuve.

Euclide



CHAPITRE 3 MÉTHODES GÉOCHIMIQUES

3.1- Roches brutes

3.1.1- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) : CGC

L'Appendice E présente les résultats de pyrolyse en programmation de température obtenus par un appareil de Rock Eval 6 dans les laboratoires de la Commission géologique du Canada à Calgary (CGC).

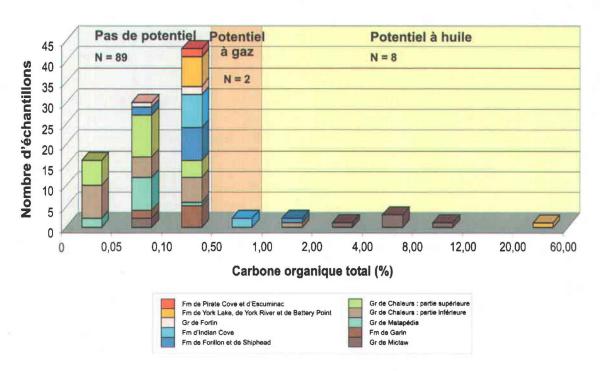


Figure 3.1 : Histogramme de variation de la valeur du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie (laboratoires de la CGC). L'interprétation du potentiel n'est valide seulement si le kérogène est de type I ou II. N : Nombre d'échantillons.

3.1.1.1- Carbone organique total (COT)

Le COT représente la teneur en matière organique qui est contenue dans une roche (Hunt, 1995). Des valeurs de COT entre 0,50 et 1,0 % signifient que la matière organique des types I et II est surtout favorable à un potentiel à gaz sec, alors que des valeurs supérieures à 1,0 % signifient que la matière organique des types I et II est majoritairement favorable à un potentiel à huile (Hunt, 1995). Avec le Rock Eval 6, le COT se calcule à partir des paramètres du carbone organique pyrolysable et du carbone organique résiduel (le calcul de ces paramètres est détaillé dans l'Appendice F).

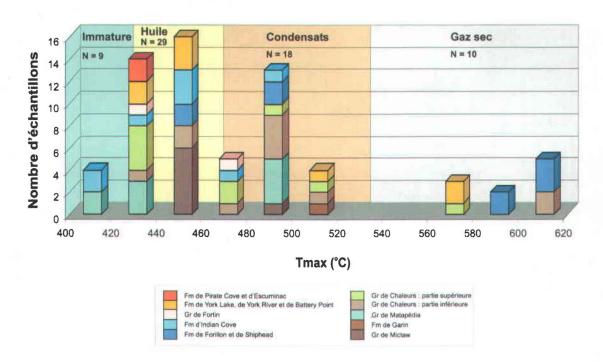


Figure 3.2 : Histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie (laboratoires de la CGC).

La figure 3.1 présente l'histogramme de la variation des valeurs du COT ainsi que l'interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie. Au total, quatre-vingt-dix-neuf échantillons ont été analysés pour le COT. La grande majorité des échantillons (quatre-vingt-neuf échantillons; Appendice G) ont

des valeurs faibles de COT (inférieures à 0,50 %). Les valeurs les plus élevées proviennent du Groupe de Mictaw. Les valeurs de COT varient entre 3,36 et 10,68 % pour les échantillons 31211, 31212, 31214, 31215 et 31303. Ceux-ci sont situés dans le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs. Une autre valeur élevée de 1,24 % est observée dans l'échantillon 30900 qui provient de la Formation de Mann dans le secteur Ouest du synclinorium de la Baie des Chaleurs. La Formation de Forillon montre une septième valeur de COT supérieure à 1,0 % (1,74 %) dans l'échantillon 30214 provenant du secteur Ouest du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Enfin, une huitième valeur élevée provient de la Formation de York River (valeur de 59,67 % pour l'échantillon 23525). Cet échantillon provient du secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Seulement deux échantillons ont des valeurs entre 0,50 et 1,0 % : échantillons 13164 (valeur de 0,60 %) et 13222 (valeur de 0,54 %). Ces deux échantillons proviennent de la Formation d'Indian Cove et sont situés dans le secteur Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé.

3.1.1.2- Tmax

La T_{max} représente la température maximale de pyrolyse au pic S₂ (Espitalié et Bordenave, 1993; Hunt, 1995). La T_{max} est considérée comme un indicateur de maturation thermique, car elle augmente avec la maturation thermique de la matière organique. Le stade à huile correspond à des valeurs de la T_{max} comprises entre 430 et 470 °C (Espitalié et Bordenave, 1993; Hunt, 1995). Quant au stade de génération des condensats, il correspond à des valeurs de la T_{max} entre 470 et 535 °C. Finalement, le stade à gaz sec se situe à des valeurs de la T_{max} qui sont supérieures à 535 °C (Espitalié et Bordenave, 1993; Hunt, 1995). Par contre, la T_{max} est considérée comme valide seulement si la valeur de S₂ est supérieure à 0,2 mg/g de roche (Peters, 1986). Une faible valeur de S₂ donne n'importe quoi comme valeur de T_{max}. L'appareil de Rock Eval a alors de la difficulté à la lire la température (Peters, 1986).

La figure 3.2 montre l'histogramme des valeurs de la T_{max} pour les échantillons de surface de la Gaspésie ainsi que l'interprétation de ces valeurs en termes de stades de

génération des hydrocarbures. Les échantillons qui ont une valeur de la T_{max} inférieure à 400 °C n'ont pas été pris en considération, puisqu'une valeur de la T_{max} de 400 °C devrait correspondre à une valeur de la réflectance de la vitrinite de 0,3 % (Hunt, 1995) et qu'aucun des échantillons analysés n'entre dans cette catégorie de réflectance (trente-trois échantillons n'ont pas été inclus dans l'histogramme). Donc, soixante-six échantillons ont été inclus dans l'histogramme (Appendice H). Neuf échantillons ont des valeurs allant de 400 à 430 °C (formations de White Head, de Gascons et d'Indian Cove et Groupe de Fortin). Au total, vingt-neuf échantillons ont des valeurs entre 430 et 470 °C. Ces échantillons proviennent des groupes de Mictaw et de Fortin et des formations de White Head, d'Anse-à-Pierre-Loiselle, de La Vieille, de Saint-Léon, de Gascons, de West Point, de Forillon, de Shiphead, d'Indian Cove, de York Lake, de York River, de Pirate Cove et d'Escuminac. Dix-huit échantillons ont des valeurs se situant entre 470 et 535 °C. Ils proviennent des formations de Garin, de Pabos, de White Head, de Mann, d'Anseà-Pierre-Loiselle – La Vieille, de West Point, de Shiphead, d'Indian Cove et de York Lake. Finalement, il y a dix échantillons qui ont des valeurs supérieures à 535 °C (formations de Garin, d'Anse-à-Pierre-Loiselle, de La Vieille, de Saint-Léon, de Gascons, de Forillon, de Shiphead, de York Lake et de York River).

3.1.1.3- Potentiel génétique

Le potentiel génétique est la quantité totale d'hydrocarbures qui peut être ultimement produits par une roche. Il représente la somme des pics S₁ et S₂ (Espitalié *et al.*, 1977). Le potentiel génétique s'exprime en mg HC/g de roche (HC étant les hydrocarbures). Une roche mère est dite pauvre lorsque les valeurs du potentiel génétique sont inférieures à 2 mg HC/g de roche (Hunt, 1995). Des valeurs entre 2 et 5 mg HC/g de roche indiquent une roche mère passable, alors qu'entre 5 et 10 mg HC/g de roche, la roche mère est bonne. Finalement, des valeurs supérieures à 10 mg HC/g de roche indiquent une très bonne roche mère pour de l'huile (Hunt, 1995).

En Gaspésie, la grande majorité des échantillons montrent des valeurs du potentiel génétique qui sont inférieures à 1 mg HC/g de roche. Par contre, deux échantillons de la

Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) ont des valeurs de 4 et 3,5 mg HC/g de roche respectivement. De plus, deux échantillons du Groupe de Mictaw ont des valeurs de 9,2 et 9,8 mg HC/g de roche (échantillons 31211 et 31215), alors que les trois autres échantillons du Groupe de Mictaw ont des valeurs supérieures à 10 mg HC/g de roche (échantillons 31212, 31214 et 31303). Finalement, l'échantillon 23525 provenant de la Formation de York River montre la valeur la plus élevée, soit 280,4 mg HC/g de roche. Tous les échantillons ayant une valeur de potentiel génétique supérieure à 2 mg HC/g de roche ont été trouvés dans le secteur Est des synclinoria de Connecticut Valley-Gaspé et de la Baie des Chaleurs.

3.1.1.4- <u>Indice de production</u>

L'indice de production représente le rapport de la quantité d'hydrocarbures en place sur le potentiel génétique d'une roche, soit $S_1/S_1 + S_2$ (Espitalié *et al.*, 1977). Il est lui aussi un indicateur de maturation thermique. Le début de la fenêtre à huile est placé à une valeur d'indice de production de 0,1, alors que sa fin est placée à 0,4 (Espitalié *et al.*, 1977; Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995). Le début du stade à gaz humides (condensats) s'amorce lorsque sa valeur est de 0,4 (Espitalié *et al.*, 1977; Tissot et Welte, 1984).

La grande majorité des échantillons ont des valeurs d'indice de production variant entre 0,1 et 0,4. Six échantillons ont des valeurs inférieures à 0,1 (23525 de la Formation de York River, 31114 de la Formation d'Escuminac, 31115 de la Formation de Pirate Cove et trois échantillons du Groupe de Mictaw : 31211, 31215 et 31303). Finalement, une dizaine d'échantillons ont des valeurs supérieures à 0,4 (30895 et 30901 de la Formation de Mann, 30963 de la Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle, 31042 et 31058 de la Formation de Garin, 31048, 31176 et 31177 de la Formation de West Point, 31076 de la Formation de Forillon, 31077 de la Formation d'Indian Cove et 31173 de la Formation de Gascons).

En plus d'être un indicateur de maturation, l'indice de production peut aussi être un indice de migration des hydrocarbures (Espitalié et al., 1977; Hunt, 1995). Pour

pouvoir être un indicateur de migration, l'indice de production doit avoir des valeurs supérieures à ce qui est prévu en fonction d'un autre indicateur de maturation thermique indépendant, la réflectance de la vitrinite par exemple, ce qui est le cas en Gaspésie (Appendice I; Hunt, 1995). L'indice de migration est calculé à partir des valeurs de l'indice de production mesurées par Rock Eval ainsi qu'à l'aide de la figure 10-38 de Hunt (1995). L'équation suivante a été utilisée pour calculer l'indice de migration (IM; Roy, 2004):

Équation 3.1 :
$$IM = (S_{1 \text{ prévu}} - S_{1 \text{ Rock Eval}})/S_{1 \text{ prévu}}$$

où le S_{1 Rock Eval} est celui qui a été mesuré par le Rock Eval (Appendice E) et le S_{1 prévu} est calculé à partir de l'indice de production prévu obtenu dans la charte de Hunt pour une valeur de la réflectance mesurée :

Équation 3.2 :
$$S_{1 \text{ prévu}} = S_{2 \text{ Rock Eval}} * IP_{\text{prévu}}/(1 - IP_{\text{prévu}})$$

où le S_{2 Rock Eval} est celui qui a été mesuré par Rock Eval (Appendice E). L'Appendice I présente tous les paramètres impliqués dans le calcul de l'indice de migration.

L'Appendice E présente les valeurs de l'indice de migration. Le calcul de l'indice de migration ne s'est fait que sur les échantillons dont les valeurs de S₂ sont supérieures à 0,1 mg/g. Des valeurs trop faibles de S₂ ne signifient rien (comme une valeur de 0,01 mg/g; Hunt, 1995). Les valeurs positives indiquent qu'il y a eu une expulsion d'hydrocarbures de la roche, tandis que les valeurs négatives signifient qu'il y a eu une migration d'hydrocarbures dans la roche. Seulement deux échantillons ont des valeurs négatives. Ce sont les échantillons 13164 et 13222 d'Indian Cove. Les hydrocarbures de ces deux échantillons ne seraient donc pas autochtones. Pour les valeurs positives, elles varient entre 11 et 95 % d'expulsion d'hydrocarbures (Appendice E). L'indice de migration a été calculé pour seulement une vingtaine d'échantillons. Vu que ces échantillons sont dispersés un peu partout en Gaspésie, aucune carte de courbes d'isovaleurs n'a été faite.

3.1.1.5- Indice d'hydrogène

L'indice d'hydrogène représente la quantité de composés hydrocarbonés par rapport au COT de la roche (Espitalié *et al.*, 1977). Il se calcule à partir du pic S₂, soit à partir de l'équation suivante :

 $(S_2/COT) * 100$

L'indice d'hydrogène s'exprime en mg HC/g COT. Une roche ayant une valeur d'indice d'hydrogène entre 100 et 400 mg HC/g COT indique une bonne roche mère (Hunt, 1995). Une valeur de 70 mg HC/g COT signifie une valeur faible de l'indice d'hydrogène, alors qu'une valeur élevée peut atteindre 900 mg HC/g COT (Espitalié *et al.*, 1977).

La grande majorité des échantillons ont des valeurs d'indice d'hydrogène inférieures à 100 mg HC/g COT (Appendice E). Il y en a quand même quelques-uns qui ont des valeurs entre 100 et 400 mg HC/g COT. La majorité provient du Groupe de Mictaw. Seulement deux échantillons de ce groupe font exception (30916 et 31196). Les autres valeurs d'indice d'hydrogène élevées proviennent des formations de White Head (31187), de La Vieille (31162), de Forillon (13209), de York River (31102) et d'Escuminac (31114). Finalement, trois échantillons seulement ont une valeur d'indice d'hydrogène supérieure à 400 mg HC/g COT. Ils proviennent de la Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) et de York River (23525)).

3.1.1.6- Indice d'oxygène

L'indice d'oxygène est la quantité de CO₂ par rapport au COT (Espitalié *et al.*, 1977). Il se calcule à partir du pic S₃, selon l'équation suivante :

Équation 3.4:

 $(S_3/COT) * 100$

L'unité de mesure de l'indice d'oxygène est en mg CO₂/g COT. Une valeur de 30 mg CO₂/g COT est considérée comme faible, tandis qu'une valeur de 150 mg CO₂/g COT est élevée (Espitalié *et al.*, 1977).

Plusieurs échantillons ont des valeurs d'indice d'oxygène supérieures à 150 mg CO₂/g COT, variant entre 160 et 1067 mg CO₂/g COT. Une vingtaine d'échantillons ont

une valeur d'indice d'oxygène se situant entre 30 et 150 mg CO₂/g COT. Finalement quelques échantillons seulement montrent des valeurs inférieures à 30 mg CO₂/g COT. Tous les échantillons du Groupe de Mictaw ainsi qu'un échantillon de la Formation de Forillon (30214) et un autre de la Formation de York River (23525) appartiennent à ce dernier ensemble.

Avec l'indice d'hydrogène, l'indice d'oxygène permet de caractériser le type de kérogène (Tissot et Welte, 1984). Ces deux indices sont indépendants de l'abondance de la matière organique. Par contre, ils sont reliés à la composition élémentaire du kérogène (Espitalié *et al.*, 1977). Ces deux indices sont aussi proportionnels aux rapports atomiques H/C et O/C du diagramme van Krevelen (Espitalié *et al.*, 1977). Les indices d'hydrogène et d'oxygène servent donc à déterminer le type de matière organique à l'aide d'un diagramme van Krevelen modifié (Espitalié *et al.*, 1977).

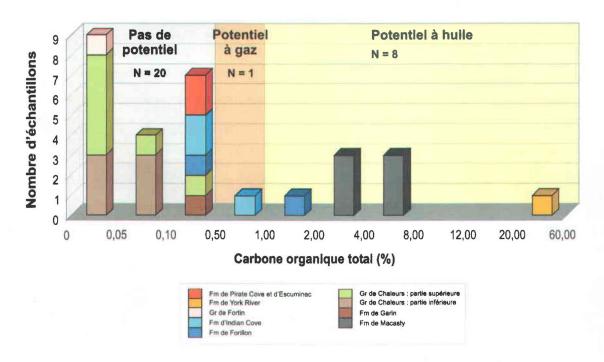


Figure 3.3 : Histogramme de la variation des valeurs du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti (laboratoires de l'IFP). L'interprétation du potentiel n'est valide seulement si le kérogène est de type I ou II.

3.1.2- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) : IFP

L'Appendice J présente les résultats de pyrolyse en programmation de température obtenus par un appareil de Rock Eval 6 dans les laboratoires de l'IFP à Paris.

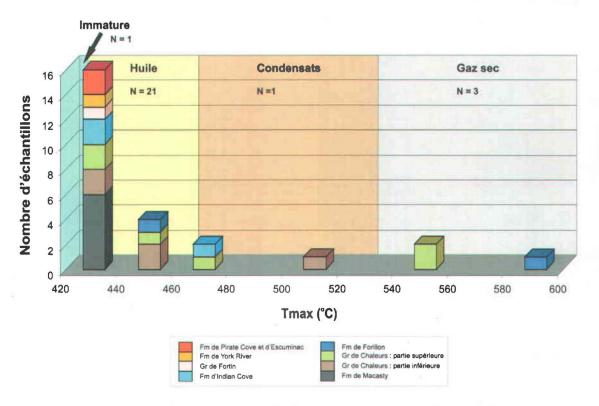


Figure 3.4 : Histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti (laboratoires de l'IFP).

3.1.2.1- Carbone organique total (COT)

La figure 3.3 montre l'histogramme de la variation des valeurs du COT ainsi que l'interprétation de ces valeurs en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et ceux des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 de l'île d'Anticosti. Vingt-neuf échantillons ont été analysés pour le COT (Appendice K). La majorité des échantillons

(vingt échantillons au total) ont, comme pour ceux analysés dans les laboratoires de la Commission géologique du Canada à Calgary, des valeurs de COT inférieures à 0,50 %. Un seul échantillon montre une valeur comprise entre 0,50 et 1,0 %. Il provient de la Formation d'Indian Cove (échantillon 13164). Finalement, huit échantillons ont des valeurs de COT supérieures à 1,0 %. Ce dernier ensemble inclut tous les échantillons de la Formation de Macasty ainsi que celui de la Formation de York River (23525) et un échantillon de la Formation de Forillon (30214).

3.1.2.2- Tmax

La figure 3.4 présente l'histogramme des valeurs de la T_{max} ainsi que l'interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et ceux des puits de l'île d'Anticosti. Vingt-six échantillons ont été mis dans l'histogramme (il y a trois échantillons dont la T_{max} était non disponible; Appendices J et L). La plupart des échantillons analysés à l'IFP (vingt et un échantillons) ont des valeurs de la T_{max} se situant entre 430 et 470 °C. Un seul échantillon a une valeur de la T_{max} comprise entre 470 et 535 °C (échantillon 30973 de la Formation de Clemville), alors que trois échantillons ont des valeurs supérieures à 535 °C. Ces échantillons proviennent des formations de Saint-Léon (30891 et 31135) et de Forillon (30214).

3.1.2.3- Potentiel génétique

La grande majorité des échantillons analysés à l'IFP ont une valeur de potentiel génétique inférieure à 1 mg HC/g de roche (Appendice J). Deux échantillons de la Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) ont des valeurs comprises entre 2 et 5 mg HC/g de roche. Les échantillons ayant une valeur de potentiel génétique supérieure à 10 mg HC/g de roche proviennent des formations de Macasty et de York River (Appendice J).

3.1.2.4- Indice de production

La plupart des échantillons ont des valeurs d'indice de production inférieures à 0,1 (Appendice J). Par contre, près d'une dizaine d'échantillons ont des valeurs se situant entre 0,1 et 0,4. Ces échantillons proviennent des formations de Macasty (échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1), de Forillon (échantillons 13209 et 30214) et d'Indian Cove (13164, 13222 et 31093).

En ce qui concerne l'indice de migration, seulement deux échantillons de la Formation d'Indian Cove ont des valeurs négatives (13164 et 13222). Les autres échantillons ont des valeurs d'indice de migration positives qui varient entre 47 et 100 % (Appendice J).

3.1.2.5- Indice d'hydrogène

Environ la moitié des échantillons analysés à l'IFP ont des valeurs d'indice d'hydrogène inférieures à 50 mg HC/g COT (Appendice J). Par contre, les autres échantillons ont des valeurs d'indice d'hydrogène qui varient entre 125 et 573 mg HC/g COT.

3.1.1.6- <u>Indice d'oxygène</u>

Dans le cas de l'indice d'oxygène, là aussi, près de la moitié des échantillons montrent des valeurs faibles (inférieures à 30 mg CO₂/g COT; Appendice J). Six échantillons provenant de différentes formations ont des valeurs variant entre 30 et 150 mg CO₂/g COT. Ces échantillons proviennent des formations de Forillon (13209), d'Indian Cove (31093), d'Escuminac (31114), de Pirate Cove (31115), de La Vieille (31162) et de West Point (31178). Les autres échantillons ont des valeurs d'indice d'oxygène qui varient entre 200 et 1200 mg CO₂/g COT.

3.1.3- Analyses élémentaires

No échan-	Formation/groupe	Puits	Profondeur	CT
tillon			(pieds)	(%)
13164	Indian Cove		Surface	3,9
13209	Forillon		Surface	3,6
13222	Indian Cove		Surface	4,7
23525	York River		Surface	56,3
30214	Forillon		Surface	3,7
30891	Saint-Léon		Surface	0,5
30901	Mann		Surface	2,4
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		Surface	10,9
30960	Gascons		Surface	7,4
30968	Gascons		Surface	2,7
30973	Clemville		Surface	1,5
30983	West Point		Surface	11,6
30984	Gascons		Surface	0,2
31017	Garin		Surface	0,4
31093	Indian Cove		Surface	4,5
31114	Escuminac		Surface	4,2
31115	Pirate Cove		Surface	5,4
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle		Surface	8,3
31135	Saint-Léon		Surface	1,6
31139	Fortin		Surface	4,8
31141	York Lake		Surface	4,9
31162	La Vieille		Surface	12,
31178	West Point		Surface	6,0
31187	White Head		Surface	11,4
31198	La Vieille		Surface	11,8
31303	Mictaw		Surface	7,4
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	7,1
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	6,9
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	6,6
31363	Macasty	LCPL	3202-3227	6,5
31364	Macasty	LCPL	3105-3125	6,6
31365	Macasty	LCPL	2990-3015	7,4

Tableau 3.1 : Résultats du carbone total (minéral et organique) obtenus par analyses élémentaires. CT : Carbone total, LGCP : Puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

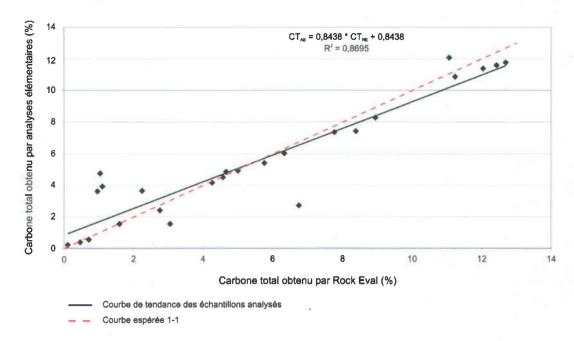


Figure 3.5a : Corrélation entre le carbone total des roches brutes obtenu par Rock Eval et par analyses élémentaires pour les échantillons analysés à la CGC. CT_{AE} : Carbone total obtenu par analyses élémentaires et CT_{RE} : Carbone total obtenu par Rock Eval.

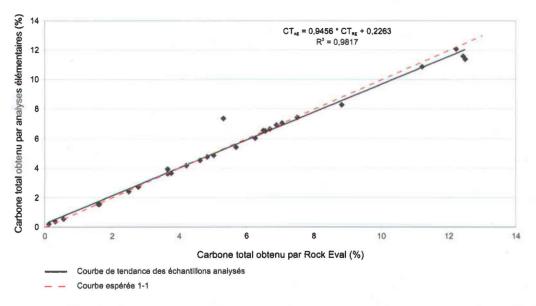


Figure 3.5b : Corrélation entre le carbone total des roches brutes obtenu par Rock Eval et par analyses élémentaires pour les échantillons analysés à l'IFP. CT_{AE} : Carbone total obtenu par analyses élémentaires et CT_{RE} : Carbone total obtenu par Rock Eval.

Le tableau 3.1 présente les résultats des analyses élémentaires du carbone total (minéral et organique) sur les roches brutes. Les valeurs de carbone total varient entre 0,5 et 11,8 %.

3.1.4- Comparaisons entre les résultats obtenus dans les laboratoires de la CGC et ceux obtenus dans les laboratoires de l'IFP

Dans le cadre de ce projet, certains échantillons ont été analysés à la fois dans les laboratoires de la CGC et ceux de IFP. Des comparaisons ont donc pu être faites entre ces deux ensembles de données. Certaines différences ont été observées.

3.1.4.1- Corrélation du carbone total

Les figures 3.5 montrent la corrélation qu'il y a entre le carbone total calculé par la somme du carbone organique et du carbone minéral obtenus par Rock Eval (Appendice E) et le carbone obtenu par analyses élémentaires (tableau 3.1). La figure 3.5a représente les résultats obtenus avec les analyses de la CGC, alors que la figure 3.5b représente ceux obtenus à l'IFP. Dans la figure 3.5b, le résultat sur le charbon de la Formation de York River (échantillon 23525) est exclu du diagramme. La teneur en COT du charbon étant près de cinq fois plus grande que la teneur la plus élevée suivante; son inclusion ne permettait pas de faire une comparaison à la même échelle. Sur les deux figures, la courbe espérée a aussi été ajoutée (ligne pointillée en rouge) pour faire une comparaison avec la courbe de tendance obtenue avec les analyses de Rock Eval.

Les analyses de Rock Eval faites dans les laboratoires de la CGC montrent une bonne corrélation avec les analyses élémentaires (carré du coefficient de corrélation de 0,8695). Les analyses de Rock Eval faites à l'IFP montrent une excellente corrélation avec les analyses élémentaires (carré du coefficient de corrélation de 0,9973). Les données obtenues dans les analyses de Rock Eval et les analyses élémentaires sont donc valides dans les deux cas. Dans les deux figures, on s'aperçoit que lorsque les valeurs du

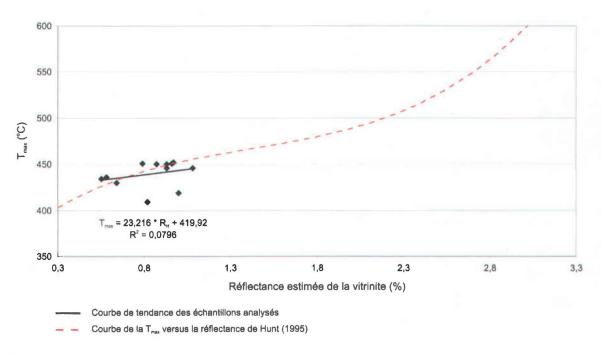


Figure 3.6a : Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et les valeurs de la T_{max} provenant des laboratoires de la CGC. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite.

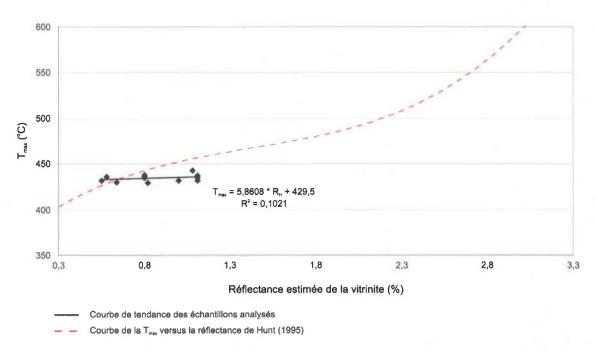


Figure 3.6b : Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et les valeurs de la T_{max} provenant des laboratoires de l'IFP. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite.

carbone total sont supérieures à 8,0 %, ces valeurs sont alors sous-estimées par rapport à la courbe espérée. Par contre, lorsqu'elles sont inférieures à 2,0 %, elles sont surestimées, et ce, toujours par rapport à la courbe espérée.

3.1.4.2- Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et la T_{max}

Les figures 3.6a et b montrent les corrélations entre les résultats de la réflectance estimée de la vitrinite et les valeurs de la T_{max} mesurées par Rock Eval. La T_{max} n'étant pas valide pour des valeurs de S₂ inférieures à 0,2 mg/g (Peters, 1986), il n'y a que les échantillons ayant une valeur de S₂ supérieure à 0,2 mg/g qui ont été mis dans les figures 3.6. La figure 3.6a illustre la corrélation pour les échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC, alors que la figure 3.6b montre la corrélation pour les échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP.

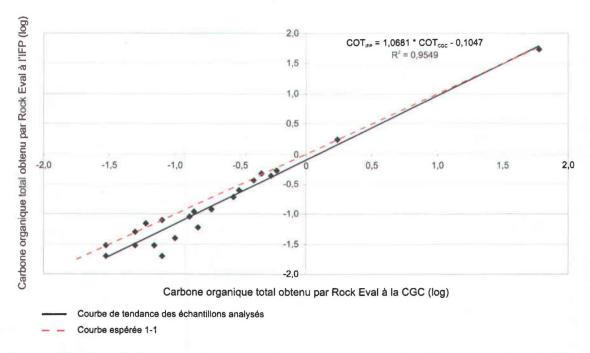


Figure 3.7 : Corrélation entre les valeurs de COT provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP. COT_{IFP} : Carbone organique total obtenu dans les laboratoires de l'IFP et COT_{CGC} : Carbone organique total obtenu dans les laboratoires de la CGC.

Dans les deux figures, 3.6a et b, aucune corrélation significative n'est observée entre les valeurs observées de la T_{max} et celle de la réflectance (valeurs du carré du coefficient de corrélation très faibles). L'étroitesse de la gamme des valeurs significatives de la T_{max} est probablement la principale cause de cette absence de corrélation. En effet, à quelques exceptions près, les données expérimentales ne sont pas très éloignées de la courbe théorique suggérée par Hunt (1995). En conséquence, aucune carte de courbes d'isovaleurs de la T_{max} n'a donc été réalisée dans la région d'étude. Ces résultats indiquent que la T_{max} n'est pas un indicateur valable de la maturation thermique dans nos successions.

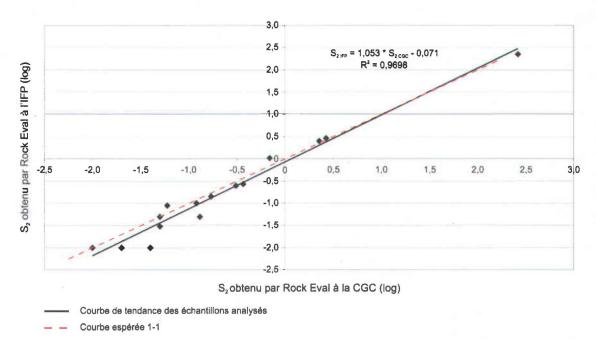


Figure 3.8 : Corrélation entre les valeurs de S_2 provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP.

3.1.4.3- Corrélation du COT

La figure 3.7 montre la très bonne corrélation qu'il y a entre les valeurs de COT provenant des laboratoires de la CGC et celles provenant des laboratoires de l'IFP (carré du coefficient de corrélation de 0,9549). Les valeurs de COT sont en logarithme puisque ces valeurs varient beaucoup, soit entre 0 et 59,67 %. Même si la pente de la droite de

régression est proche de la valeur unitaire, les résultats se mettent à diverger lorsque la valeur logarithmique des teneurs en COT est inférieure à -0,3 sur le diagramme. Une valeur logarithmique de -0,3 équivaut à une valeur de COT d'environ 0,5 %. Pour des valeurs élevées de COT, les roche mères, les résultats sont semblables, alors que pour des valeurs basses de COT, les non-roches mères, les résultats peuvent être différents.

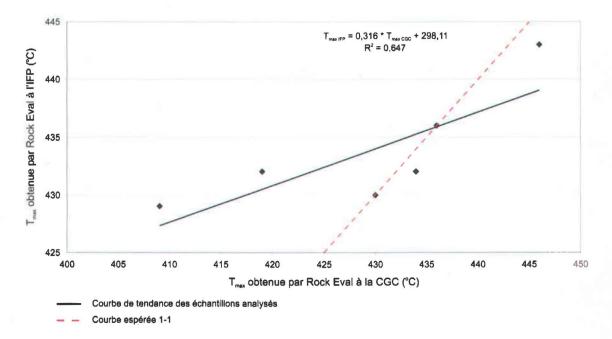


Figure 3.9 : Corrélation entre les valeurs de la T_{max} provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP. $T_{max \ IFP}$: T_{max} obtenue dans les laboratoires de l'IFP et $T_{max \ CGC}$: T_{max} obtenue dans les laboratoires de la CGC.

3.1.4.4- Corrélation du S2

La figure 3.8 montre la très bonne corrélation qu'il y a entre les valeurs de S₂ provenant des laboratoires de la CGC et celles provenant des laboratoires de l'IFP (carré du coefficient de corrélation de 0,9698), comme dans le cas du COT. Les valeurs de S₂ sont elles aussi en logarithme puisque ces valeurs varient beaucoup, soit entre 0 et 264,8 mg/g de roche. Une valeur logarithmique de -1,0 équivaut à une valeur de S₂ de 0,1 mg/g de roche, soit une non-roche mère. Comme dans le cas du COT, lorsque les valeurs de S₂

sont faibles, les résultats peuvent diffèrer. Par contre, lorsque les valeurs de S_2 sont significatives (supérieures à 0.2 mg HC/g de roche), les résultats sont alors similaires.

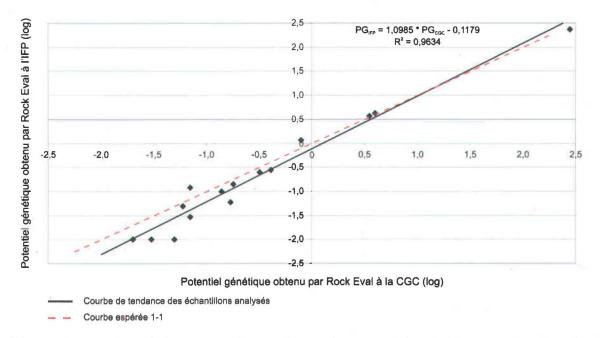


Figure 3.10 : Corrélation entre les valeurs du potentiel génétique provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP. PG_{IFP} : Potentiel génétique obtenu dans les laboratoires de l'IFP et PG_{CGC} : Potentiel génétique obtenu dans les laboratoires de la CGC.

3.1.4.5- Corrélation de la T_{max}

La figure 3.9 présente la corrélation entre les valeurs de la T_{max} provenant des laboratoires de la CGC et celles provenant des laboratoires de l'IFP. Puisque la T_{max} n'est pas valide lorsque la valeur de S_2 est inférieure à 0,2 mg/g, les seules valeurs de la T_{max} qui ont été retenues pour ce graphique sont celles dont les échantillons montrent une valeur de S_2 supérieure à 0,2 mg/g de roche (Peters, 1986). La corrélation est bonne (carré du coefficient de corrélation de 0,647). Toutefois la pente obtenue de 0,32, est bien différente de la pente unitaire espérée si les résultats provenant des deux laboratoires avaient été identiques (figure 3.9). Pour des rangs qui sont bas (valeurs de la T_{max} inférieures à 435 °C), les valeurs de la T_{max} provenant des laboratoires de l'IFP seront

plus élevées que celles provenant des laboratoires de la CGC. Par contre, pour les rangs plus élevés (valeurs de la T_{max} supérieures à 435 °C), les résultats relatifs entre les deux laboratoires seront inversés. Le nombre très limité des mesures n'est probablement pas l'unique cause de cette différence de résultats.

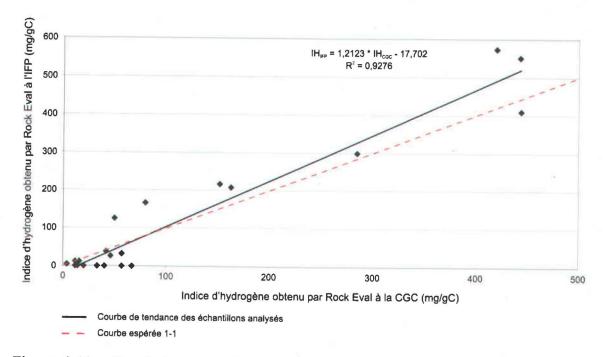


Figure 3.11 : Corrélation entre les valeurs de l'indice d'hydrogène provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP. IH_{IFP} : Indice d'hydrogène obtenu dans les laboratoires de l'IFP et IH_{CGC} : Indice d'hydrogène obtenu dans les laboratoires de la CGC.

3.1.4.6- Corrélation du potentiel génétique

La figure 3.10, quant à elle, montre la très bonne corrélation qu'il y a entre les valeurs de potentiel génétique obtenues à Calgary et celles qui ont été obtenues à l'IFP (carré du coefficient de corrélation de 0,9634). Comme dans le cas du COT, les valeurs du potentiel génétique sont en logarithme dans le graphique de la figure 3.10. Une valeur logarithmique de 0,6 équivaut à une valeur de potentiel génétique d'environ 4 mg HC/g de roche. Dans ce le cas du potentiel génétique, les valeurs varient entre 0 et 280,4 mg HC/g de roche. Même si la pente de la droite de régression voisine la valeur unitaire, les

résultats pour le potentiel génétique divergent pour les faibles concentrations d'hydrocarbures. Pour les valeurs du potentiel génétique inférieures à 0,3 mg HC/g de roche (-0,5 sur la figure 3.10), les valeurs du potentiel génétique provenant des laboratoires de la CGC seront plus élevées que celles provenant des laboratoires de l'IFP. Par contre, pour des valeurs de potentiel génétique qui sont plus significatives les résultats provenant des deux laboratoires sont très similaires.

3.1.4.7- Corrélation de l'indice d'hydrogène

La figure 3.11 montre elle aussi qu'il y a une très bonne corrélation entre les valeurs d'indice d'hydrogène de la CGC et celles de l'IFP (carré du coefficient de corrélation de 0,9276). Avec une pente de la droite légèrement supérieure à 1,2, il faut s'attendre à ce que les valeurs de l'indice d'hydrogène qui proviennent des laboratoires de l'IFP soient significativement plus élevées que celles provenant des laboratoires de la CGC. Par contre, les valeurs de l'indice d'hydrogène des laboratoires de l'IFP seront plus élevées que celles des laboratoires de la CGC seulement si les valeurs de l'indice d'hydrogène sont supérieures à 100 mg/g de COT. Si les valeurs de l'indice d'hydrogène sont inférieures à 100 mg/g de COT, ce sont alors les valeurs des laboratoires de la CGC qui sont plus élevées. La plus grande imprécision de l'indice d'hydrogène par rapport au COT ou au S₂ résulte très probablement du fait que les erreurs relatives des deux derniers indicateurs s'ajoutent dans le calcul de l'indice d'hydrogène (IH = S₂/COT*100).

3.1.5- Discussion sur les résultats des roches brutes

La grande majorité des échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC et dans ceux de l'IFP indiquent que les successions du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie ont un faible potentiel pétroligène ou gazéigène (valeurs de COT inférieures à 0,50 %; Hunt, 1995; figures 3.1 et 3.3 et Appendices E et J). Par contre, les formations de Mann (échantillon 30900), de Forillon (échantillon 30214) et de York River (échantillon 23525)

auraient localement un potentiel à huile (valeurs de COT supérieures à 1,0 %; Hunt, 1995; figures 3.1 et 3.3 et Appendices E et J). La Formation de Macasty dans la plate-forme d'Anticosti et le Groupe de Mictaw dans la boutonnière de Maquereau-Mictaw, sous la séquence siluro-dévonienne, ont eux aussi un potentiel à huile. Il n'y a que la Formation d'Indian Cove qui ait localement un potentiel à gaz (valeurs de COT entre 0,50 et 1,0 % pour les échantillons 13164 et 13222; Hunt, 1995).

Les valeurs basses de COT dans un sédiment sont dues : 1) au fait qu'il n'y ait pas beaucoup de matière organique au départ, et/ou 2) à la maturation (Hunt, 1995; Taylor et al., 1998). Le peu de matière organique au départ peut être dû à une faible production de matière organique, à une forte biodégradation, à une forte dilution de la matière organique par le sédiment et/ou à un faible apport continental (Hunt, 1995; Taylor et al., 1998). Lorsqu'il y a de la maturation, la matière organique se dégrade en hydrocarbures d'une part et en matière organique résiduelle d'autre part (Tissot et Welte, 1984). Les hydrocarbures ayant tendance à s'échapper de leur roche mère, plus la maturation sera élevée, moins il restera de matière organique en place. De plus, la proportion de matière organique résiduelle va dépendre du type de la matière organique originale (Tissot et Welte, 1984). Les types I et II seront très affectés par la maturation (forte diminution de la matière organique en place), alors que les types III et IV ne seront peu ou pas affectés par la maturation (faible diminution de la matière organique en place; Tissot et Welte, 1984). Les valeurs élevées de COT dans une roche résultent d'une combinaison favorable de facteurs qui favorise une forte production et une bonne conservation de la matière organique (Hunt, 1995; Taylor et al., 1998).

Les valeurs de la T_{max} des échantillons de surface de la Gaspésie varient beaucoup, soit entre 277 et 608 °C pour les analyses faites dans les laboratoires de la CGC (figure 3.2 et Appendice E). Par contre, les échantillons qui ont une valeur de la T_{max} inférieure à 400 °C ne sont pas utiles, car ils sont à l'extérieur de la gamme des températures normales de pyrolyse de la matière organique (Hunt, 1995).

Les valeurs de la T_{max} du tiers des échantillons indiquent que nos successions sont aux stades à condensats et à gaz sec, alors qu'un autre tiers indique qu'elles sont au stade à huile. Finalement, il y a certains échantillons qui indiquent qu'elles sont immatures

(valeurs inférieures à 430 $^{\circ}$ C). Pour chaque stade, les échantillons proviennent de différentes formations ainsi que de divers groupes. De plus, il y a peu d'échantillons dont la T_{max} est fiable. Ceux qui ont une T_{max} fiable sont ceux dont la valeur du S_2 est supérieure à 0,2 mg/g de roche (Peters, 1986).

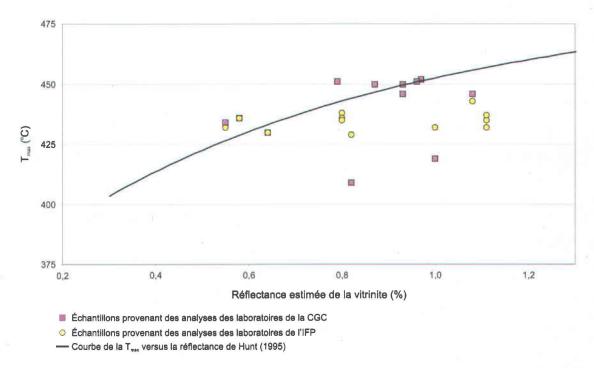


Figure 3.12 : Comparaison entre les échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC et ceux analysés dans les laboratoires de l'IFP par rapport à la courbe de la T_{max} versus la réflectance de Hunt (1995). R_{H} : Réflectance estimée de la vitrinite.

En ce qui concerne les analyses effectuées dans les laboratoires de l'IFP, la plupart des échantillons sont dans le stade à huile (valeurs de la T_{max} entre 430 et 470 °C; figure 3.5 et Appendice J). Ces échantillons proviennent aussi de différents groupes et formations. Par contre, un seul échantillon se trouve dans le stade à condensats, soit l'échantillon 30973 de la Formation de Clemville. D'après les analyses des laboratoires de la CGC, cet échantillon est immature. Aucun échantillon n'est immature d'après les analyses effectuées dans les laboratoires de l'IFP. Finalement, les échantillons 30891 et 31115 de la Formation de Saint-Léon et 30214 de la Formation de Forillon se situent dans

le stade à gaz sec. Dans les analyses effectuées dans les laboratoires de la CGC, seuls les échantillons 30214 et 31135 sont dans le stade à gaz sec.

Les échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC sont beaucoup plus dispersés dans l'histogramme de la T_{max} que ceux analysés dans les laboratoires de l'IFP. En effet, il y a peu d'échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP qui se retrouvent dans les stades à condensats et à gaz sec comparés à ceux analysés dans les laboratoires de la CGC. La figure 3.9 montre que les analyses de la T_{max} des deux laboratoires corrèlent, mais qu'elles ne sont pas reproductibles. De plus, la présence d'échantillons provenant de la Formation de Macasty analysés à l'IFP augmente le nombre d'échantillons dans le stade à huile.

La figure 3.12 compare la réflectance estimée de la vitrinite de nos échantillons analysés en fonction des valeurs de la T_{max} obtenue des mêmes échantillons dans les laboratoires de la CGC et de l'IFP avec la courbe théorique de la T_{max} en fonction de la réflectance d'après Hunt (1995). Les seuls échantillons pris en compte sont ceux dont la T_{max} était valide, c'est-à-dire ceux dont la valeur du S₂ est supérieure à 0,2 mg/g de roche (Peters, 1986). Cette figure montre que les valeurs de la T_{max} obtenues dans les deux laboratoires sont éloignées de la courbe de Hunt (1995). Cette absence de corrélation entre la T_{max} et la réflectance estimée de la vitrinite de nos échantillons, ainsi que l'absence de relation entre nos résultats et ceux prévus dans la littérature entre ces mêmes paramètres, nous interdisent d'utiliser nos résultats de la T_{max} comme un indicateur de la maturation dans les successions qui font l'objet de cette étude.

Certains échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC et de l'IFP ont parfois une valeur de l'indice d'hydrogène élevée (supérieure à 100 mg HC/g COT), malgré le fait que la valeur du COT soit faible (inférieure à 0,3 %; Appendices E et J). Pour qu'un indice d'hydrogène avec une valeur élevée (supérieure à 100 mg HC/g COT) soit fiable, il faut que la valeur du COT soit supérieure à 0,3 % (Peters, 1986). La valeur

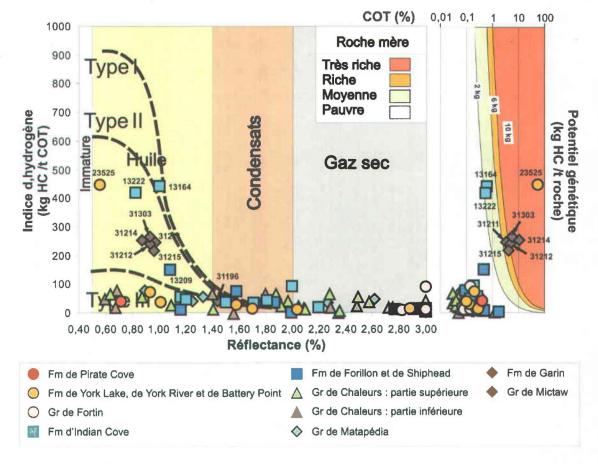


Figure 3.13a : Détermination du type de matière organique en fonction de la réflectance et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans les laboratoires de la CGC. Les échantillons qui avaient des valeurs de réflectance supérieures à 3,0 % ont été reportés sur la ligne de 3,0 %. Modifiée du diagramme Bertrand et Malo (2001).

élevée de l'indice d'hydrogène par rapport au COT peut être due à de la contamination par du migrabitume indigène (Clementz, 1979; Peters, 1986). Cette contamination augmente la valeur du S₂ et, par conséquent, la valeur de l'indice d'hydrogène (Clementz, 1979; Peters, 1986). Puisque les valeurs de l'indice d'hydrogène de plusieurs échantillons ne sont pas fiables, ces échantillons ont donc été exclus des figures 3.13 et 3.

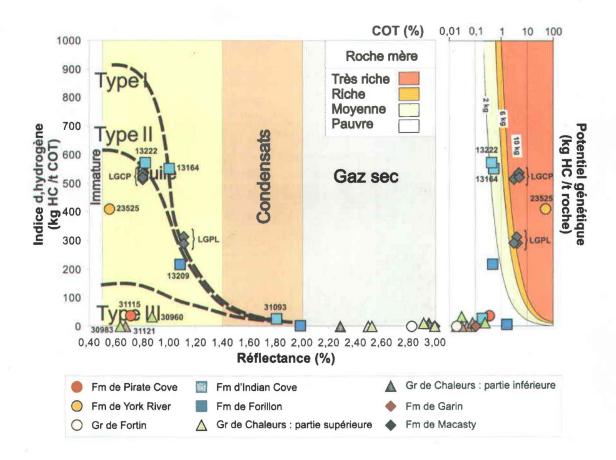


Figure 3.13b: Détermination du type de matière organique en fonction de la réflectance et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés à l'IFP. Les échantillons qui avaient des valeurs de réflectance supérieures à 3,0 % ont été reportés sur la ligne de 3,0 %. LGCP: Puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL: Puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Modifiée du diagramme Bertrand et Malo (2001).

Les figures 3.13a et b comparent les résultats de la réflectance avec ceux du Rock Eval en fonction des laboratoires où sont faites les analyses. Ces figures montrent le type de matière organique déterminé à partir des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice d'hydrogène. La figure 3.13a montre les échantillons qui ont été analysés pour le Rock Eval dans les laboratoires de la CGC, tandis que la figure 3.13b présente les échantillons qui ont été analysés à l'IFP.

Dans la figure 3.13a, une bonne partie des échantillons contient de la matière organique de type III. Ces échantillons proviennent des groupes de Matapédia et de Chaleurs et des formations d'Indian Cove et de Pirate Cove/Escuminac. Une autre bonne partie des échantillons se situe dans la zone où les trois chemins d'évolution des kérogènes se rejoignent lorsque la réflectance est élevée. Encore là, les échantillons proviennent de divers formations et groupes (exemples : groupes de Matapédia et de Fortin et formations de Forillon/Shiphead et de York Lake/York River/Battery Point). Il est alors impossible de déterminer le type de matière organique d'origine. Il y a quelques échantillons dont la matière organique est de type II. Ces échantillons proviennent du Groupe de Mictaw (échantillons 31211, 31212, 31214, 31215 et 31303) ainsi que des formations d'Indian Cove (échantillons 13164 et 13222) et de York River (échantillon 23525). Finalement, l'échantillon 13209 provenant de la Formation de Forillon contient de la matière organique de types II-III.

À partir des valeurs de l'indice d'hydrogène, on s'aperçoit que la grande majorité des échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC sont de pauvres roches mères, puisque les valeurs d'indice d'hydrogène sont souvent inférieures à 100 mg HC/g COT (Hunt, 1995). Presque tous les échantillons du Groupe de Mictaw (excepté les échantillons 30916 et 31196) ainsi que les échantillons 13209 (Formation de Forillon), 13164 et 13222 (Formation d'Indian Cove) et 23525 (Formation de York River) sont de bonnes roches mères (valeurs entre 100 et 400 mg HC/g COT; Hunt, 1995). Puisque pratiquement toutes les valeurs d'indice d'hydrogène sont inférieures à 150 mg HC/g COT, le principal produit généré serait du gaz (Hunt, 1995). Les seuls échantillons dont l'huile serait le principal produit généré sont 13164 et 13222 (Formation d'Indian Cove), 23525 (Formation de York River) et les échantillons 31211, 31212, 31214, 31215 et 31303 (Groupe de Mictaw). Ils ont tous une valeur d'indice d'hydrogène supérieure à 200 mg HC/g COT (Hunt, 1995).

Le potentiel génétique de la grande majorité des échantillons étudiés montre que les successions de la Gaspésie sont de pauvres roches mères à huile (figure 3.13a), comme l'ont démontré les résultats de l'indice d'hydrogène. Par contre, une partie du Groupe de Mictaw (échantillons 31212, 31214 et 31303) et le charbon de la Formation de York River (23525) sont considérés comme de très bonnes roches mères à huile.

D'autres échantillons du Groupe de Mictaw (échantillons 31211 et 31215) sont, quant à eux, de bonnes roches mères à huile. Finalement, la Formation d'Indian Cove (échantillons 13164 et 13222) est localement une roche mère à huile de qualité moyenne.

Dans la figure 3.13b, la composition des échantillons 13209 de la Formation de Forillon, 13222 de la Formation d'Indian Coveet 23525 de la Formation de York River, ainsi que celle des échantillons de la Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 indiquent que ces formation contiennent un kérogène de type II. La composition des autres échantillons de la Formation de Macasty (puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1) ainsi que celle de l'échantillon 13164 de la Formation d'Indian Cove indiquent un kérogène de composition intermédiaire entre les types I et II. En ce qui concerne les échantillons 31115 de la Formation de Pirate Cove, 31093 de la Formation d'Indian Cove et 30960, 30983 et 31121 du Groupe de Chaleurs, leur kérogène sont tous de type III. Finalement, la position des autres échantillons se situe dans la zone où les trois chemins d'évolution des kérogènes se rejoignent, ces échantillons étant supramatures en termes de génération d'huile (figure 3.13b). Les échantillons 13209, 13222 et 23525 occupent des positions similaires dans les figures 3.13a et b.

Dans le cas des échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP, la moitié des échantillons sont de pauvres roches mères (valeurs d'indice d'hydrogène inférieures à 100 mg HC/g COT), alors que l'autre moitié sont de bonnes roches mères (valeurs d'indice d'hydrogène entre 100 et 400 mg HC/g COT; Hunt, 1995; Appendice J). De plus, une dizaine d'échantillons proviennent de successions qui auraient de l'huile comme produit principal généré. Ces échantillons proviennent de la Formation de Macasty ainsi que des formations de Forillon, d'Indian Cove et de York River (valeurs d'indice d'hydrogène supérieures à 200 mg HC/g COT; Hunt, 1995; Appendice J).

Les valeurs d'indice d'hydrogène des échantillons 13164 (Formation d'Indian Cove), 13222 (Formation d'Indian Cove) et 23525 (Formation de York River) obtenues à la CGC indiquent aussi que l'huile est le principal produit généré par les successions gaspésiennes. D'après les autres échantillons, ce serait le gaz le principal produit généré. Les valeurs basses obtenues pour l'indice d'hydrogène s'expliquent par le fait que la maturation thermique de cette région est en général assez élevée (Bertrand, 1991).

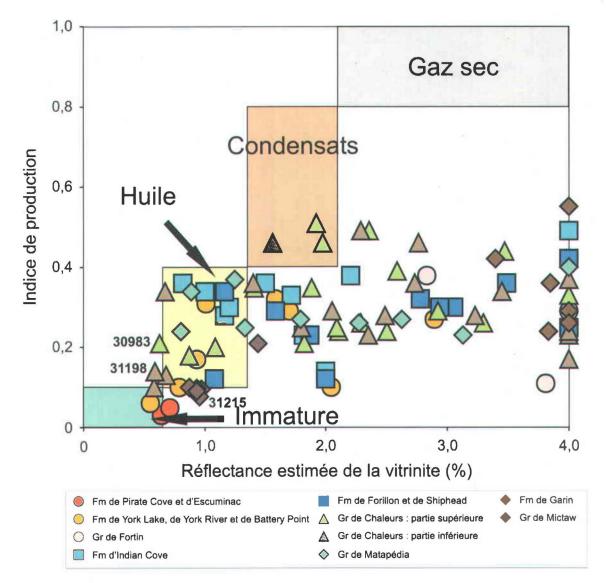


Figure 3.14a: Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface de la Gaspésie en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de production (laboratoires de la CGC). Les échantillons qui avaient des valeurs de réflectance supérieures à 4,0 % ont été reportés sur la ligne de 4,0 %.

Pour le potentiel génétique des échantillons analysés à l'IFP, il n'y a que la Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et le lit de charbon de la Formation de York River qui soient de très bonnes roches mères à huile (figure 3.13b). Quant à la Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1, elle est une bonne roche mère à huile. Les analyses des échantillons 13164 et

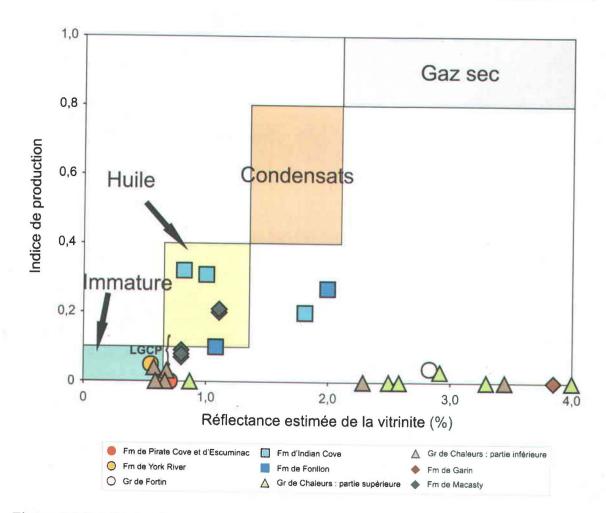


Figure 3.14b: Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de production (laboratoires de l'IFP). Les échantillons qui avaient des valeurs de réflectance supérieures à 4,0 % ont été reportés sur la ligne de 4,0 %.

13222 faites dans les deux laboratoires indiquent que la Formation d'Indian Cove est localement une roche mère à huile de qualité moyenne. Les analyses de tous les autres échantillons montrent que toutes les autres successions sont de pauvres roches mères à huile, comme il a été démontré avec les valeurs de l'indice d'hydrogène. L'analyse effectuée à la CGC du lit de charbon de la Formation de York River l'identifie également comme une très bonne roche mère à huile.

Le fait qu'il y ait de très bonnes corrélations entre les résultats de Rock Eval provenant des laboratoires de la CGC et de l'IFP indique que les données des deux laboratoires peuvent être utilisées. Lorsque la maturation est élevée, les résultats de la CGC et ceux de l'IFP diffèrent peu (figures 3.11 et 3.13). Par contre, les résultats vont différer entre les deux laboratoires lorsque la maturation est faible.

Les figures 3.14 montrent les stades de génération des hydrocarbures en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de production. La figure 3.14a présente les résultats provenant des laboratoires de la CGC, alors que la figure 3.14b montre les résultats provenant des laboratoires de l'IFP.

Ces figures s'interprètent en fonction de la migration. Lorsque les échantillons se trouvent dans les champs des stades de génération des hydrocarbures, il n'y a pas eu de migration. Les hydrocarbures générés sont toujours dans la roche. La quantité d'hydrocarbures présente dans la roche est donc compatible avec le niveau de la maturation atteint. Lorsque les résultats d'analyses sont au-dessus des champs des stades de génération des hydrocarbures, il y a alors de la migration d'hydrocarbures à l'intérieur des roches. S'ils se situent au-dessous des champs, ils indiquent qu'il y a eu expulsion d'hydrocarbures des roches mères, puisque la quantité d'hydrocarbures encore présente est inférieure à ce que prévoit la maturation thermique. La perte des hydrocarbures peut être due soit à de la migration primaire lors du forage ou lors de la pulvérisation précédant l'analyse. Les hydrocarbures ont alors été enlevés de la roche parce que les particules de roche sont trop fines.

Dans la figure 3.14a, plusieurs échantillons se trouvent à l'extérieur des champs des stades de génération des hydrocarbures. Dans le cas des échantillons 30983 (Groupe de Chaleurs supérieur) et de 31198 (Groupe de Chaleurs inférieur), ils sont tous les deux situés au-dessus du champ du stade immature. Les valeurs de l'indice de production de ces deux échantillons sont supérieures (0,21 et 0,14 respectivement, indiquant la fenêtre à huile; Appendice E) à ce qu'indiquent les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (0,63 et 0,59 % respectivement, indiquant que ces échantillons sont immatures; Appendice C). Des hydrocarbures auraient donc entrés dans ces échantillons. Pour tous les échantillons qui se trouvent sous les champs des stades de génération des

hydrocarbures, les valeurs de l'indice de production sont trop basses par rapport aux valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite, ce qui signifie qu'il y a eu perte ou expulsion d'hydrocarbures. Par exemple, l'échantillon 31215 du Groupe de Mictaw a une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite de 0,96 % (Appendice C), ce qui indique la fenêtre à huile. Par contre, la valeur de l'indice de production est de 0,08 (Appendice E), ce qui signifie un stade immature. Les successions représentées par l'échantillon 31215 auraient donc expulsé une partie de ses hydrocarbures.

En ce qui concerne la figue 3.14b, aucun échantillon ne se situe au-dessus des champs de stades de génération des hydrocarbures. Comme dans le cas de la figure 3.14a, il y a plusieurs échantillons qui se trouvent sous les champs des stades de génération des hydrocarbures. Ces échantillons montrent des valeurs de l'indice de production qui sont trop basses comparées à celles prévues par la réflectance estimée de la vitrinite. Il y a donc eu une perte ou une expulsion des hydrocarbures générés dans ces successions. C'est le cas des échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1.

Les valeurs de l'indice de migration des analyses de la CGC varient beaucoup : entre -88 et 95 %. Seulement deux échantillons ont des valeurs négatives (13164 et 13222 de la Formation d'Indian Cove). Ceci signifie qu'il y a eu accumulation d'hydrocarbures dans ces échantillons. Pour les échantillons analysés à l'IFP, les valeurs de l'indice de migration varient entre -60 et 100 %. Les deux seuls échantillons des analyses de l'IFP à avoir des valeurs négatives sont les mêmes que ceux des analyses de la CGC. Par contre, les analyses de la CGC montrent une accumulation d'hydrocarbures plus grande que celle des analyses de l'IFP.

Plusieurs échantillons ont des valeurs d'indice d'oxygène supérieures à 200 mg CO₂/g COT, et ce, dans les analyses effectuées dans les laboratoires de la CGC et de l'IFP (Appendices E et J). Ces valeurs ne sont probablement pas valides, parce qu'une valeur supérieure à 200 mg CO₂/g COT se trouve au-delà des valeurs vraisemblables pour la matière organique (Espitalié *et al.*, 1977; Hunt, 1995). Le CO₂ pourrait provenir des carbonates et non de la matière organique. C'est l'effet des carbonates (Katz, 1984). De

plus, lorsque les valeurs de COT sont inférieures à 2,0 %, les valeurs d'indice d'oxygène peuvent être anormalement élevées (Hunt, 1995).

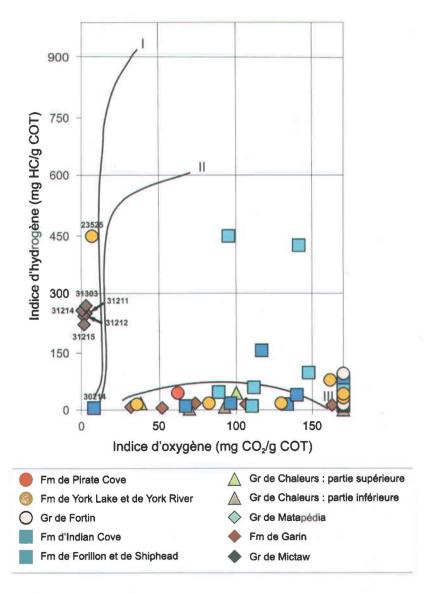


Figure 3.15a: Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans les laboratoires de la CGC. Modifiée du diagramme Espitalié *et al.* (1977).

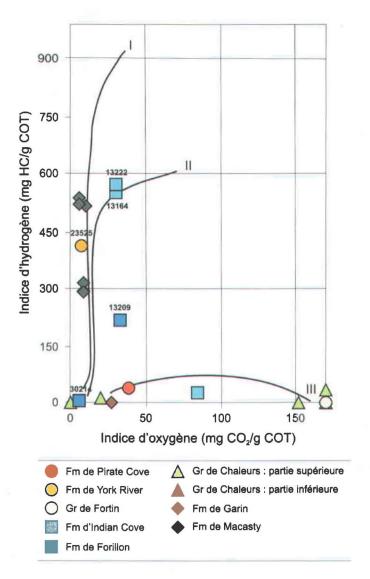


Figure 3.15b: Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés à l'IFP. Modifiée du diagramme Espitalié *et al.* (1977).

Les indices d'hydrogène et d'oxygène servent aussi à déterminer le type de matière organique (Espitalié *et al.*, 1977). Les figures 3.15a et b montrent le type de matière organique déterminé à partir des indices d'oxygène et d'hydrogène. La figure 3.15a montre les types de matière organique pour les échantillons analysés à la CGC, alors que la figure 3.15b est celle des échantillons analysés à l'IFP. Tous les échantillons

qui avaient des valeurs d'indice d'oxygène supérieures à 200 mg CO₂/g COT ont été reportés sur la ligne de 200 mg CO₂/g COT.

La figure 3.15a montre qu'un grand nombre d'échantillons provenant de divers groupes et formations se situent sous la courbe du type III. Cinq échantillons du Groupe de Mictaw (31211, 31212, 31214, 31215 et 31303) ainsi que qu'un échantillon de la Formation de York River (23525) se situent sur la courbe de type I. De plus, plusieurs échantillons se trouvent entre les types II et III. Ces échantillons proviennent de formations et de groupes différents, tel que les formations de Forillon et d'Indian Cove et les groupes de Chaleurs et de Fortin. L'échantillon 30214 de la Formation de Forillon se situe entre les trois types de matière organique.

La figure 3.15b montre que les échantillons de la Formation de Macasty ainsi que l'échantillon 23525 (Formation de York River) sont de type I. Les échantillons 13164 et 13222 de la Formation d'Indian Cove sont de type II. De plus, un échantillon se trouve entre les types II et III (échantillon 13209 de la Formation de Forillon). Trois échantillons sont situés entre les courbes des trois types de matière organique.

La position occupée par l'échantillon de charbon et par les échantillons ordoviciens (Groupe de Mictaw et Formation de Macasty) dans les figures 3.15a et b se ressemble (près de la courbe de type I). De plus, l'échantillon 30214 se situe à la jonction des trois types dans les deux figures. La position de l'échantillon 30214 sur les figures 3.15 est probablement due au fait que cet échantillon est supramature en termes de génération d'huile (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 1,99 %). Par contre, la position de plusieurs échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP (figue 3.15b) est décalée vers le bas à droite dans les analyses de la CGC (figure 3.15a), ce qui démontre une plus grande concentration d'oxygène dans les kérogènes analysés par la CGC.

Si l'on compare les figures 3.13 et 3.15, on remarque qu'il y a des différences entre ces figures. Dans les figures 3.15, certains échantillons ont de la matière organique de type I, alors qu'aucun échantillon n'a de matière organique de ce type dans les figures 3.13. Puisque les résultats de l'IFP donnent des valeurs de l'indice d'oxygène différentes de celles de la CGC (la valeur moyenne de l'indice d'oxygène est de 158 mg/gC pour les analyses de l'IFP et elle est deux fois plus élevée (302 mg/gC) pour les analyses de la

CGC), et que les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont fiables (Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995; Taylor *et al.*, 1998), le positionnement des échantillons sur le diagramme de Bertrand et Malo (2001) est alors plus compatible avec la nature réelle du kérogène que celui du diagramme d'Espitalié *et al.* (1977).

Les résultats des analyses de Rock Eval peuvent être influencés par plusieurs facteurs : l'effet d'échelle, l'effet des carbonates, l'effet de matrice, l'effet d'oxygène et l'effet des bitumes (Bertrand, 1987). Ces facteurs entachent les résultats des analyses de Rock Eval. L'effet d'échelle consiste en une erreur due à l'appareil. En effet, l'appareil surestime les quantités d'hydrocarbures et sous-estime les faibles concentrations (Katz, 1984; Bertrand, 1987; Hunt, 1995). Une quantité de matière organique inférieure à 75 mg peut réduire les pics S₁, S₂ et S₃ et augmenter la T_{max} (Peters, 1986). La diminution des pics est due au fait que les produits de la matière organique sont adsorbés par l'instrument avant d'avoir atteint le détecteur (Hunt, 1995).

L'effet de carbonates résulte du fait que le CO₂ enregistré par l'appareil ne provient pas essentiellement de la décomposition de la matière organique, mais de celle des carbonates (Katz, 1984). Le CO₂ interprété comme provenant de la matière organique est alors plus élevé que ce qu'il est réellement. L'effet de matrice minérale résulte de l'absorption d'hydrocarbures générés lors de la pyrolyse par la matrice minérale de l'échantillon (Espitalié *et al.*, 1980). Si la roche est pauvre en matière organique, l'effet de matrice minérale sera plus important, puisque cette roche génère peu d'hydrocarbures et que la surface spécifique absorbante est relativement grande. L'effet de matrice minérale entraîne donc une diminution de l'indice d'hydrogène et une augmentation de l'indice d'oxygène (Hunt, 1995).

En ce qui concerne l'effet d'oxygène, il est dû au fait que la teneur en oxygène agit sur l'indice d'hydrogène. Lorsque le rapport atomique O/C est important, il y a une relation qui se fait entre l'indice d'hydrogène et le rapport atomique O/C. Cette relation est aussi importante que celle entre l'indice d'hydrogène et le rapport atomique H/C(Teichmüller et Durand, 1983). Donc, la valeur de l'indice d'hydrogène diminue lorsque la valeur du rapport atomique O/C augmente (Bertrand, 1987).

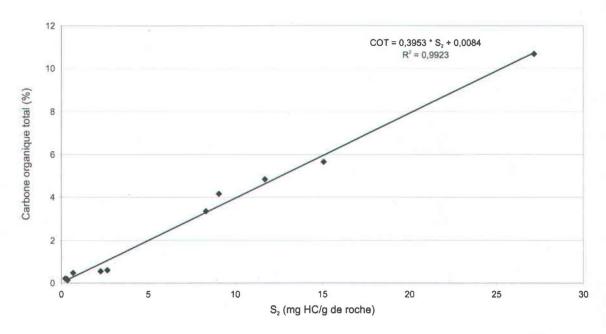


Figure 3.16a : Corrélation entre les valeurs de COT et de S₂ obtenues dans les laboratoires de la CGC pour déterminer la quantité de carbone inerte.

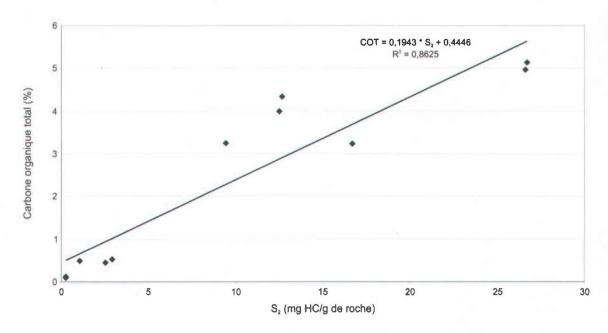


Figure 3.16b : Corrélation entre les valeurs de COT et de S_2 obtenues dans les laboratoires de l'IFP pour déterminer la quantité de carbone inerte.

No échan-	Formation/groupe	Puits	Prondeur	Laboratoire	Types	COT	IH	CR	COT initial (%)		
tillon			(pieds)		MO	actuel	actuel	(%)	Type I	Type II	Type III
						(%)	(mg/gC)				
13164	Indian Cove		Surface	IFP	II	0,53	551	0,17	0,67	0,55	
13164	Indian Cove		Surface	CGC	II	0,60	443	0,27	1,07	0,68	
13222	Indian Cove		Surface	CGC	II	0,54	420	0,25	0,99	0,62	
23525	York River		Surface	IFP	II	54,43	410	34,58		68,88	
30214	Forillon		Surface	IFP	II-III	1,74	5	1,73		3,45	1,98
30214	Forillon		Surface	CGC	II-III	1,74	4	1,73		3,45	1,98
30900	Mann		Surface	CGC	I-II	1,24	2	1,19	4,70	2,37	
31303	Mictaw		Surface	CGC	I-II	5,67	266	4,28	16,92	8,53	
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	IFP	I-II	3,24	515	1,70	6,72	3,39	
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	IFP	I-II	4,96	536	2,57	10,16	5,12	
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	IFP	I-II	5,13	521	2,69	10,63	5,36	
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	IFP	I-II	4,34	291	3,01	11,90	6,00	
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	IFP	I-II	3,99	313	2,66	10,51	5,30	
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	IFP	I-II	3,25	290	2,24	8,85	4,46	

Tableau 3.2 : Valeurs des COT initiaux. MO : Matière organique, COT : Carbone organique total, IH : Indice d'hydrogène, CR : Carbone résiduel, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les valeurs en italique signifient que ce sont les valeurs théoriques du carbone volatil qui ont été prises pour le calcul plutôt que celles qui ont été mesurées par Rock Eval (voir l'Appendice M). Ceci est dû au fait qu'il est impossible d'avoir un carbone résiduel si bas avec des valeurs de l'indice d'hydrogène qui sont si élevées. Les valeurs des indices d'hydrogène initiaux sur lesquelles sont basées les calculs des COT initiaux sont de 900 mg HC/g COT pour le kérogène de type I, de 600 mg HC/g COT pour le kérogène de type II et de 150 mg HC/g COT pour le kérogène de type III.

La présence de bitume dans un échantillon peut soit créer un pic entre les pics P_1 et P_2 ou diminuer la T_{max} (Clementz, 1979). C'est l'effet des bitumes.

Les échantillons de la Gaspésie sont riches en carbonates et en migrabitume, mais ils sont pauvres en COT et en carbone pyrolysable (potentiel génétique bas). De plus, ils montrent une maturation thermique élevée. Tout ceci a comme conséquence de surestimer les valeurs d'indice d'oxygène, de sous-estimer les valeurs d'indice d'hydrogène et de rendre très imprécises les valeurs de la T_{max}. Par conséquent, la détermination du type de matière organique à l'aide des indices d'oxygène et d'hydrogène est biaisée.

Finalement, le carbone inerte (ou «dead carbon»), qui est un carbone qui ne peut plus évoluer (comme l'inertinite; ICCP, 2001), peut faire augmenter le COT et diminuer l'indice d'hydrogène. Avec un graphique du COT en fonction du S₂, il est possible de déterminer la quantité de carbone inerte (Cornford et al., 1998). Les figures 3.16 présentent ce type de graphique. Il n'y a que les échantillons qui ont une valeur de S₂ valides (supérieures à 0,2 mg/g; Peters, 1986) qui ont été mis sur les graphiques. De plus, le charbon dévonien (échantillon 23525) a été exclu de ces graphiques pour une meilleure compréhension, puisqu'il a des valeurs de COT et de S₂ qui sont plusieurs fois plus élevées que les autres (Appendices E et J). La figure 3.16a représente les valeurs obtenues dans les laboratoires de la CGC, alors que la figure 3.16b représente celles des laboratoires de l'IFP. En ce qui concerne les analyses de la CGC, elles montrent qu'il n'y a aucun carbone inerte dans les échantillons analysés (figure 3.16a). Pour les analyses de l'IFP, elles montrent qu'il y a environ 0,45 % de carbone inerte dans les échantillons analysés (valeur de l'ordonnée à l'origine; figure 3.16b). Par conséquent, le carbone inerte n'a aucun effet sur les échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC, mais il a une influence sur les valeurs de COT et de l'indice d'hydrogène des échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP.

Le tableau 3.2 montre les valeurs de COT initial. La démonstration pour le calcul des valeurs de COT initial se trouve dans l'Appendice M. Les valeurs des COT initiaux ont été calculées pour tous les échantillons ayant une valeur de COT actuel supérieure à 0,5 %, et ce, autant pour les échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP que ceux

qui ont été analysés dans les laboratoires de la CGC. Puisque les échantillons semblent être constitués d'un mélange de types de matière organique, les COT initiaux ont donc été calculés pour plusieurs types de matière organique.

Presque tous les échantillons avaient un COT initial dont la valeur était supérieure à 1,0 %. Ces échantillons avaient un potentiel à huile (Hunt, 1995). Les deux seuls échantillons dont le COT initial était inférieur à 1,0 % sont 13164 (analysé dans les laboratoires de l'IFP) et 13222 (on ne tient pas compte des valeurs de COT initial qui sont inférieures à celles des COT actuels). Ces deux échantillons avaient donc un potentiel à gaz (Hunt, 1995).

En ce qui concerne le charbon dévonien de la Formation de York River (échantillon 23525), il a une valeur d'indice d'hydrogène de 410 mg/gC. Normalement, un charbon de type III a une valeur d'indice d'hydrogène maximale de 300 mg/gC (Tissot et Welte, 1984). Par conséquent, au niveau géochimique, le charbon dévonien contient de la matière organique de type II. Toutefois, en termes pétrographiques, il contient de la vitrinite (type III) et une quantité non négligeable de résinite (type I) et de sporinite (types I ou II). Toujours en termes pétrographiques, ce kérogène est donc un mélange de matières organiques des types I, II et III pour globalement donner géochimiquement un kérogène de type II. Le charbon dévonien analysé serait un «cannel coal». Ce type de charbon a généralement un contenu élevé en hydrogène (Taylor *et al.*, 1998). Donc, on a seulement calculé le COT initial pour un kérogène de type II.

3.2- Kérogènes

Le kérogène est la partie non soluble de la matière organique dans les solvants organiques (Tissot et Welte, 1984). La méthode d'extraction du kérogène est présentée dans l'Appendice N. L'extraction du kérogène consiste à séparer la matière organique non soluble (kérogène) de la roche.

Les échantillons dont le kérogène a été extrait ont été choisis parmi ceux qui ont été analysés avec le Rock Eval dans les laboratoires de l'IFP. Les échantillons choisis

No échan-	Formation/groupe	Puits Prondeur Résultats Rock Eval								R _H		
tillon			(pieds)	COT	T _{max}	PG	IH	IO	S_1	S ₂	S ₃	(%
				(%)	(°C)	(mg/g)	(mg/gC)	(mg/gC)	(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	
13209	Forillon			33,70	437	85,48	251	8	0,91	84,57	2,76	1,0
23525	York River			71,78	430	287,01	398	7	1,42	285,59	5,07	0,55
30214	Forillon			48,92	433	2,39	4	3	0,34	2,05	1,59	1,99
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille			32,04	437	88,25	273	17	0,75	87,50	5,59	0,68
30960	Gascons			13,90	429	10,65	74	23	0,31	10,34	3,14	0,87
31093	Indian Cove			21,56	446	5,41	24	10	0,28	5,13	2,09	1,81
31115	Pirate Cove			49,43	435	32,05	64	15	0,64	31,41	7,41	0,71
31135	Saint-Léon			70,20	568	11,38	15	7	0,63	10,75	5,06	2,92
31141	York Lake			25,02	436	43,58	171	15	0,80	42,78	3,81	0,93
31162	La Vieille			26,47	434	55,04	204	25	1,06	53,98	6,61	0,58
31303	Mictaw			60,63	442	160,50	264	2	0,70	159,80	0,94	0,93
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	49,56	434	240,59	483	5	1,31	239,28	2,40	0,80
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	52,85	433	272,36	512	4	1,56	270,80	2,35	0,80
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	53,01	433	275,17	516	5	1,57	273,60	2,67	0,80
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	39,36	430	83,85	210	5	1,22	82,63	2,12	1,1
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	44,92	434	99,34	219	4	1,08	98,26	1,71	1,1
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	33,87	434	72,54	212	4	0,77	71,77	1,39	1,1

Tableau 3.3 : Résultats des analyses de pyrolyse en programmation de température (Rock Eval) obtenus dans les laboratoires de l'IFP pour les kérogènes. COT : Carbone organique total, T_{max} : Température maximale de pyrolyse au pic S₂, PG : Potentiel génétique, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, LGCP : Puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1, LGPL : Puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

pour l'extraction du kérogène sont : 1) ceux ayant une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite inférieure à 1,35 % (correspondant à la fin de la fenêtre à huile), et 2) ceux ayant une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite supérieure à 1,35 % et une valeur de COT supérieure à 0,10 %. Normalement, les kérogènes de tous les échantillons ayant une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite inférieure à 1,35 % auraient dû être extraits. Un manque de temps à empêcher l'extraction du kérogène de tous ces échantillons, soit les échantillons 13164 et 13222 (Formation d'Indian Cove), 30983 (Formation de West Point), 31114 (Formation d'Escuminac), 31121 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle), 31187 (Formation de West Point) et 31198 (Formation de La Vieille).

3.2.1- Pyrolyse en programmation de température (Rock Eval)

Le tableau 3.3 présente les résultats de pyrolyse en programmation de température des kérogènes obtenus par un appareil de Rock Eval 6 dans les laboratoires de l'IFP à Paris.

3.2.1.1- Carbone organique total (COT)

Les valeurs du COT des kérogènes varient entre 13,90 et 71,78 %. Les valeurs les plus élevées sont trouvées dans les formations de Saint-Léon (COT de 70,20 % pour l'échantillon 31135) et de York River (COT de 71,78 % pour l'échantillon 23525; tableau 3.5). Les valeurs les plus faibles, quant à elles, proviennent des formations de Gascons (COT de 13,90 % pour l'échantillon 30960) et d'Indian Cove (COT de 21,56 % pour l'échantillon 31093; tableau 3.3).

3.2.1.2- Tmax

Presque tous les échantillons ont des valeurs de la T_{max} entre 430 et 470 °C (tableau 3.3). L'échantillon 30960 de la Formation de Gascons a une valeur de la T_{max} de 429 °C, alors que l'échantillon 31135 de la Formation de Saint-Léon a une valeur supérieure à 535 °C.

3.2.1.3- Potentiel génétique

La grande majorité des échantillons ont des valeurs de potentiel génétique supérieures à 10 mg HC/g de roche (tableau 3.3). Le potentiel génétique atteint même des valeurs de plus de 200 mg HC/g de roche à quatre reprises. Un seul échantillon a une valeur se situant entre 2 et 5 mg HC/g de roche (échantillon 30214 provenant de la Formation de Forillon). Un autre échantillon a une valeur d'un peu plus de 5 mg HC/g de roche (échantillon 31093 provenant de la Formation d'Indian Cove; tableau 3.3).

3.2.1.4- Indice d'hydrogène

Trois échantillons ont des valeurs d'indice d'hydrogène supérieures à 400 mg HC/g COT. Ces trois échantillons appartiennent tous à la Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 (tableau 3.3). Par contre, près de la moitié des échantillons analysés ont des valeurs d'indice d'hydrogène se situant entre 100 et 400 mg HC/g COT (tableau 3.3). Finalement, cinq échantillons ont des valeurs qui sont inférieures à 100 mg HC/g COT. Ces échantillons proviennent de formations différentes.

No échan-	Formation/groupe	Puits	Profondeur		Moyenne	Total	H/C	O/C	
tillon			(pieds)	C (%)	H (%)	0 (%)	(%)		
13209	Forillon	-	Surface	33,2	2,7	3,1	38,9	0,97	0,070
23525	York River		Surface	74,0	5,7	10,9	90,7	0,93	0,11
30214	Forillon		Surface	47,3	1,9	3,1	52,3	0,48	0,04
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		Surface	32,2	2,7	4,5	39,4	0,99	0,10
31093	Indian Cove		Surface	20,2	1,2	4,4	25,8	0,68	0,16
31115	Pirate Cove		Surface	49,9	3,0	13,4	65,8	0,74	0,20
31135	Saint-Léon		Surface	67,1	2,5	6,1	75,7	0,45	0,06
31141	York Lake		Surface	25,2	1,8	3,9	30,9	0,86	0,11
31303	Mictaw		Surface	61,5	4,5	2,4	68,4	0,88	0,02
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	51,6	5,0	3,2	59,7	1,16	0,04
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	54,4	5,2	3,5	63,1	1,15	0,04
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	47,4	4,6	2,8	54,8	1,16	0,04
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	39,7	3,0	2,5	45,1	0,89	0,04
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	45,7	3,4	2,5	51,6	0,89	0,04
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	34,4	3,1	2,1	39,6	1,08	0,04

Tableau 3.4 : Résultats des analyses élémentaires avec les rapports atomiques pour le diagramme van Krevelen. C : Carbone, H : Hydrogène, O : Oxygène, LGCP : Puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les rapports atomiques H/C et O/C sont obtenus en plusieurs étapes. La première étape consiste à diviser le résultat obtenu par analyses élémentaires, soit celui de l'hydrogène ou de l'oxygène, avec le résultat du carbone. Puis, on divise le poids atomique de l'hydrogène (1,0) ou de l'oxygène (16,0) par celui du carbone (12,0). Finalement, on divise le résultat de la division des analyses élémentaires par celui du poids atomique.

3.2.1.5- Indice d'oxygène

Tous les échantillons ont des valeurs d'indice d'oxygène inférieures à 30 mg CO₂/g COT (tableau 3.3). La valeur la plus faible est de 2 mg CO₂/g COT (échantillon 31303 du Groupe de Mictaw), tandis que la valeur la plus élevée est de 25 mg CO₂/g COT (échantillon 31162 de la Formation de La Vieille).

3.2.2- Analyses élémentaires

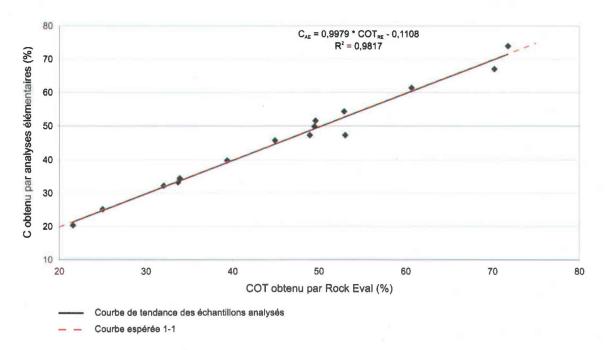


Figure 3.17 : Corrélation entre les résultats du carbone organique des kérogènes obtenus par le Rock Eval et par les analyses élémentaires. C_{AE} : Carbone obtenu par analyses élémentaires et COT_{RE} : Carbone organique total obtenu par Rock Eval.

Le tableau 3.4 montre la moyenne obtenue de trois analyses pour les éléments du carbone, de l'hydrogène et de l'oxygène, le total de ces éléments ainsi que les rapports atomiques nécessaires à la construction du diagramme van Krevelen (Appendice O). La somme n'est pas égale à 100 % (elle varie entre 25,8 et 90,7 %), dû au fait qu'il n'y a que

le carbone, l'hydrogène et l'oxygène qui ont été analysés et que le pourcentage de cendres n'a pas été pris en compte. Entre ces trois éléments, c'est le carbone qui est le plus abondant. Sa quantité varie entre 20,2 et 74,0 %. Dans les échantillons des successions ordoviciennes (groupes de Mictaw et de Macasty), la quantité d'hydrogène est légèrement plus élevée que celle de l'oxygène (tableau 3.4). Par contre, dans les échantillons des successions siluro-dévoniennes, c'est l'oxygène qui est en plus grande abondance après le carbone (tableau 3.4).

3.2.3- <u>Comparaisons entre les résultats obtenus par Rock Eval et par analyses</u> <u>élémentaires sur les kérogènes</u>

La figure 3.17 montre la bonne corrélation qui existe entre le carbone organique total mesuré avec le Rock Eval et celui mesuré avec l'analyseur élémentaire (le carré du coefficient de corrélation est de 0,9817). De plus, étant donné que la valeur de la pente de la droite de régression est voisine de la valeur unitaire, ces résultats nous assurent que les deux méthodes donnent des résultats fiables et très similaires. L'écart relatif des résultats entre les deux méthodes ne dépasse pas un pourcent (inférieur à 1,0 %).

3.2.4- <u>Comparaisons entre les résultats obtenus par Rock Eval pour les roches brutes et ceux pour les kérogènes</u>

En général, les valeurs de Rock Eval (S₂, potentiel génétique) des kérogènes sont supérieures à celles des roches brutes (Appendices E et J), et ce, tant pour les données des laboratoires de la CGC que pour celles de l'IFP. Ces différences s'expliquent par un effet de dilution du kérogène dans la roche brute (Taylor *et al.*, 1998). En effet, dans les roches brutes, la concentration des éléments est faussée par la présence d'éléments qui ne sont pas organiques.

3.2.5- <u>Discussion sur les résultats de Rock Eval et des analyses élémentaires des kérogènes</u>

Puisque la matrice minérale a été enlevée, il est normal que le COT des kérogènes soit plus élevé que celui des roches brutes. Les concentrations en carbone les plus élevées (plus de 70,0 % de COT) sont trouvées dans un échantillon de la formation de York River (COT de 59,7% dans la roche brute, échantillon 23525) et dans un autre de la Formation de Saint-Léon (COT de 0,31 % dans la roche brute, échantillon 31135; tableau 3.3). Les kérogènes de ces deux échantillons sont les plus purs. Pour qu'un kérogène soit pur, il faut qu'il contienne 70 % de carbone, 10 % d'hydrogène et 10 % d'oxygène pour un total de 90 %. Dans les échantillons analysés, il n'y a que l'échantillon 23525 qui ait un total de 90 % (tableau 3.4). La valeur la plus basse de COT provient d'un échantillon de la Formation de Gascons (COT de 0,07% dans la roche brute, échantillon 30960; tableau 3.3). Ceci est dû au fait que l'échantillon 30960 contient un kérogène qui est moins pur que les autres échantillons (Hunt, 1995). Tous les autres échantillons, exception faite de l'échantillon 23525, contiendraient eux aussi un kérogène impur, puisque le total de leurs analyses élémentaires est inférieur à 90 % (tableau 3.4). Le kérogène de ces échantillons contiendrait probablement plus de sulfures ainsi que d'autres minéraux insolubles dans l'acide fluorhydrique que les autres kérogènes analysés. Après l'extraction, il aurait fallu faire une flottaison des kérogènes au bromure de zinc (appelée liqueur dense) pour isoler la matière organique des minéraux lourds insolubles à l'acide fluorhydrique.

Puisque la valeur de S₂ est supérieure à 0,2 mg HC/g de kérogène dans tous les échantillons (tableau 3.3), les valeurs de la T_{max} devraient être toujours valides (Peters, 1986). De tous les échantillons analysés pour leur kérogène, l'échantillon de la Formation de Saint-Léon (31135) est le seul qui a une valeur de la T_{max} supérieure à 535 °C (tableau 3.3). Cette valeur de la T_{max} situe le niveau de la maturation thermique atteint au stade à gaz sec. Il est donc supramature en termes de génération d'huile, ce qui correspond à sa valeur de la réflectance estimée de la vitrinite (2,92 %). Toutes les autres formations du tableau 3.3, exceptée la Formation de Gascons (échantillon 30960),

indiquent le stade à huile. La Formation de Gascons (échantillon 30960) indique la limite entre le stade immature et le stade à huile (T_{max} de 429 $^{\circ}$ C).

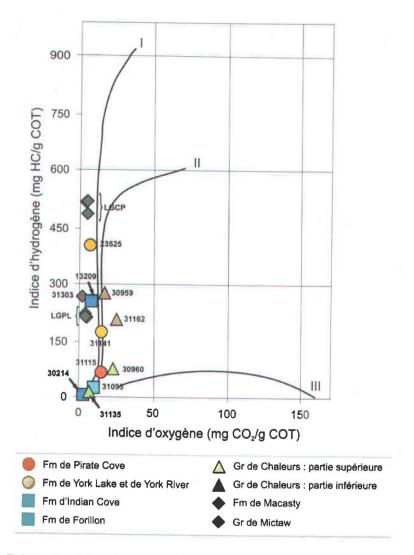


Figure 3.18: Détermination du type de matière organique en fonction de l'indice d'oxygène et de l'indice d'hydrogène pour des kérogènes extraits des échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti. Modifiée du diagramme Espitalié *et al.* (1977).

Les formations de Forillon, de Gascons, d'Indian Cove, de Pirate Cove et de Saint-Léon (échantillons 30214, 30960, 31093, 31115 et 31135) ont des valeurs d'indice d'hydrogène inférieures à 100 mg HC/g COT. Ceci indique que ces formatons sont maintenant de pauvres roches mères. De plus, le principal produit qui puisse encore être

généré dans ces formations est du gaz, vu que toutes les formations ont des valeurs d'indice d'hydrogène inférieures à 150 mg HC/g COT. Toutes les autres formations indiquent que les unités qu'ils représentent seraient encore de bonnes roches mères, puisque les valeurs d'indice d'hydrogène sont supérieures à 100 mg HC/g COT. Le principal produit généré par ces unités stratigraphiques serait de l'huile (valeurs d'indice d'hydrogène supérieures à 200 mg HC/g COT; Hunt, 1995). Il n'y a que la formation de York Lake (échantillon 31141) qui produirait de l'huile et du gaz (valeur d'indice d'hydrogène de 171 mg HC/g COT; tableau 3.3).

La figure 3.18 illustre la détermination du type de matière organique à partir des indices d'oxygène et d'hydrogène mesurés sur les kérogènes. Les kérogènes provenant du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 (Formation de Macasty) seraient de type I, puisque l'indice d'hydrogène est d'environ 500 mg/gC et que la réflectance estimée de la vitrinite est d'environ 0,8 % (Hunt, 1995). Le charbon de la Formation de York River (échantillon 23525) serait de type II, car son indice d'hydrogène est de 398 mg/gC et que la valeur de la réflectance estimée de la vitrinite est de 0,55 % (Hunt, 1995). Les kérogènes des formations d'Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille (échantillon 30959), de La Vieille (échantillon 31162) et de York Lake (échantillon 31141) sont aussi de type II (Hunt, 1995). Les valeurs de leur indice d'hydrogène sont respectivement de 273, 204 et 171 mg/gC, et leurs valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont de 0,68, 0,58 et 0,93 % respectivement. Quant au kérogène de la Formation de Pirate Cove (échantillon 31115), il est de type III, puisque la valeur de l'indice d'hydrogène est inférieure à 100 mg/gC (Hunt, 1995). Pour les kérogènes des formations de Gascons (échantillon 30960), de Forillon (échantillon 30214) et d'Indian Cove (échantillon 31093), il est impossible de déterminer le type, puisqu'ils se trouvent tous à l'endroit où les trois courbes se rejoignent (figure 3.18). Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite varient entre 0,8 et 2,0 % pour ces échantillons. Les kérogènes du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (Formation de Macasty), du Groupe de Mictaw (échantillon 31303) et de la Formation de Forillon (échantillon 13209) seraient un mélange des types I et II, probablement plus de type II. Les valeurs de l'indice d'hydrogène varient entre 210 et 264 mg/gC et les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite varient entre 0,9 et 1,1 %. Finalement, le

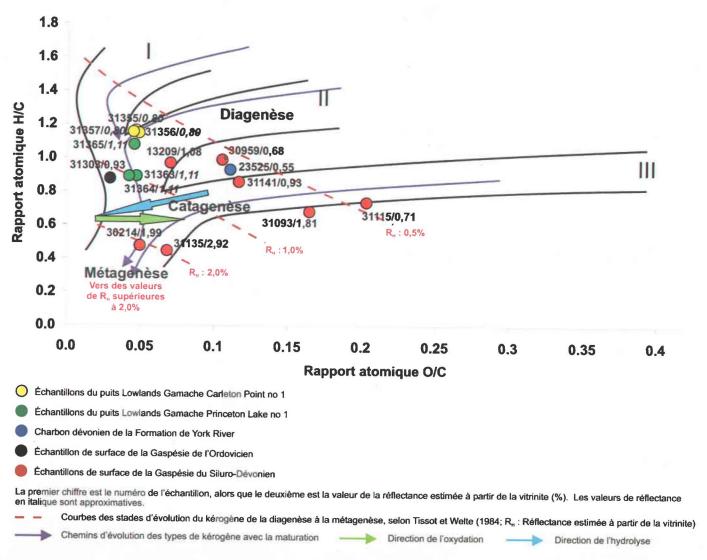


Figure 3.19 : Diagramme van Krevelen avec les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite.

kérogène de la Formation de Saint-Léon (échantillon 31135) se trouve à la jonction des kérogènes de types I, II et III. La valeur de l'indice d'hydrogène est de 15 mg/gC et la réflectance estimée de la vitrinite est de 2,92 %, ce qui indique que cet échantillon est supramature en termes de génération d'huile.

La figure 3.19 est un diagramme van Krevelen servant à déterminer le type de matière organique. Il a été construit à partir des valeurs des rapports atomiques H/C et O/C du tableau 3.4. Pour aider à l'interprétation de ce diagramme, des courbes d'isovaleurs de la réflectance de la vitrinite ont été ajoutées.

Les échantillons des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (Formation de Macasty) ainsi que l'échantillon de l'Ordovicien de la Gaspésie (Groupe de Mictaw: 31303) montrent une composition élémentaire intermédiaire entre les kérogènes de types I et II. Le positionnement de l'échantillon 23525 (charbon dévonien de la Formation de York River) et de l'échantillon 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille) sur ce diagramme indique que leur kérogène a une composition intermédiaire entre les types II et III. En ce qui concerne les échantillons 31093 (Formation d'Indian Cove), 31115 (Formation de Pirate Cove) et 31141 (Formation de York Lake), leur kérogène appartient au type III. Finalement, la position des échantillons 30214 (Formation de Forillon) et 31135 (Formation de Saint-Léon) sur ce diagramme ne permet pas de déterminer si le kérogène de ces formations était avant maturation de type I, II ou III. Une vérification du diagramme van Krevelen avec les valeurs de l'indice d'hydrogène ainsi qu'avec les chromatogrammes en phase gazeuse de la fraction C₁₄₊ obtenue par S₂ analyseur sera faite pour valider le type de kérogène.

Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite montrent que certains échantillons proviennent d'unités stratigraphiques plus matures que d'autres. En effet, les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 indiquent un degré de maturité thermique plus grand que ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1. Les échantillons 30214, 31093 et 31135 montrent les valeurs de réflectance les plus élevées. Ces échantillons proviennent donc de successions qui sont plus matures. En suivant les chemins d'évolution des types de kérogène avec la maturation (figure 3.19), le

positionnement de l'échantillon 31135 sur le diagramme indique qu'il provient d'une roche qui contiendrait probablement un kérogène de type III, alors que l'échantillon 30214 indique que ce kérogène serait intermédiaire entre les types II et III.

Les échantillons 13209 (Formation de Forillon), 31093 (Formation d'Indian Cove), 31115 (Formation de Pirate Cove), 31135 (Formation de Saint-Léon), 31141 (Formation de York Lake) et 31365 (Formation de Macasty) ne sont pas situés à la bonne place dans le diagramme van Krevelen, et ce, en fonction de leur valeur de la réflectance estimée de la vitrinite (figure 3.19). En effet, les échantillons 13209, 31115, 31141 et 31365 devraient être situés à proximité de la courbe de réflectance de 1,0 %, alors que l'échantillon 31093 devrait être situé près de la courbe de 2,0 %. l'échantillon 31135 devrait être situé plus bas dans le diagramme van Krevelen, vers les valeurs de réflectance supérieures à 2,0 %.. Les décalages de la position de ces kérogènes sur un diagramme de van Krevelen par rapport aux positions théoriques qu'ils devraient occuper en fonction de leur réflectance suggèrent que ces kérogènes ont été soit oxydés et/ou hydrolysés (van Krevelen, 1961; Tissot et Welte, 1984). Par contre, vu la direction de déplacement des échantillons, ceux-ci auraient probablement été plus hydrolysés qu'oxydés. L'hydrolyse consiste en une réaction de décomposition qui implique l'eau (American Geological Institute, 1984). L'oxydation est un processus qui tend à enlever de l'hydrogène et à ajouter de l'oxygène au kérogène (Durand et Monin, 1980). La réflectance déduite par les analyses élémentaires serait sous-estimée par rapport à la réflectance mesurée. Ce décalage se corrige par un déplacement des points dans la direction du changement de composition des rapports atomiques O/C et H/C produits par l'apport d'oxygène et d'hydrogène par hydrolyse dans un kérogène (van Krevelen, 1961; Tissot et Welte, 1984). L'hydrolyse se serait produite après la maturation.

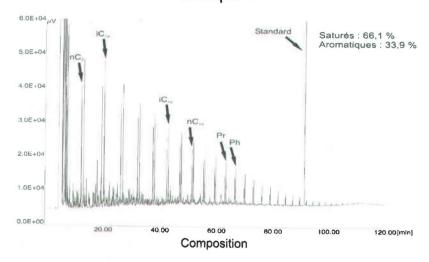
3.3- S2 analyseur

L'Appendice P présente les chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C₇. ₁₄ et C₁₄₊ du pic S₂ obtenues par S₂ analyseur.

No échan-	Formation	Puits	Profondeur	Fraction C ₇₋₁₄	HC saturés	HC aromatiques
tillon			(pieds)	total (%)	(%)	(%)
13209	Forillon		Surface	1,46	73,6	26,4
23525	York River		Surface	2,04	60,9	39,1
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	3,92	66,1	33,9
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	2,18	75,8	24,2

Tableau 3.5 : Pourcentage de la fraction C₇₋₁₄ retrouvée dans chaque échantillon ainsi que le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques. HC : Hydrocarbures, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

31357 (Fm de Macasty - R_H : 0.80 %) Groupe 1



23525 (Fm de York River - $R_{\rm H}$: 0,55 %) Groupe 2

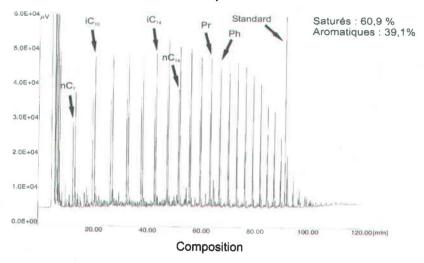
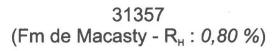
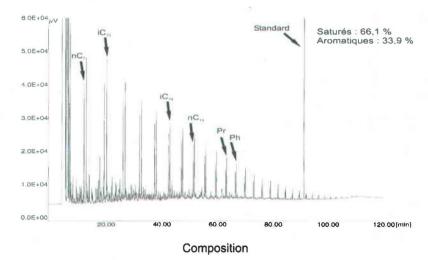


Figure 3.20 : Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction $C_{7\text{-}14}$ du pic S_2 . R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, Pr: Pristane et Ph: Phytane. La valeur de réflectance en italique est approximative.







31364 (Fm de Macasty - R_H : *1,11 %*)

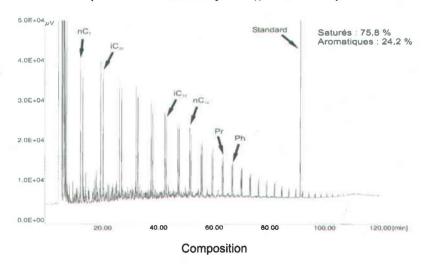


Figure 3.21 : Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction $C_{7\text{-}14}$ du pic S_2 avec l'augmentation de la maturation. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, Pr: Pristane et Ph: Phytane. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

3.3.1 - Fraction C₇₋₁₄

Seulement quatre échantillons (13209, 23525, 31357 et 31364) ont été analysés par S_2 analyseur pour leur fraction C_{7-14} . Ces échantillons proviennent des formations de Forillon, de York River (charbon) et de Macasty (deux échantillons). Le tableau 3.5 présente le pourcentage de la fraction C_{7-14} retrouvée dans chaque échantillon ainsi que le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques. La fraction C_{7-14} représente moins de 4,0 % pour tous les extraits organiques liquides.

Les chromatogrammes en phase gazeuse peuvent être classifiés en deux groupes. Ceux des échantillons 13209, 31357 et 31364 appartiennent au premier groupe, tandis que celui de l'échantillon 23525 (le charbon dévonien) constitue le second groupe. La figure 3.20 illustre un chromatogramme typique du premier groupe (échantillon 31357) et le seul exemple que nous possédions du second groupe (échantillon 23525). Dans le groupe 1, la hauteur des pics diminue régulièrement de l'n-heptane (nC₇) au n-tétradécane (nC₁₄; figure 3.20). Dans le groupe 2, la hauteur des pics reste similaire du n-octane (nC₈) au n-eicosane (nC₂₀).

La figure 3.21 montre un exemple de chromatogramme appartenant au groupe 1 obtenu de l'analyse d'un échantillon d'une roche peu mature (échantillon 31357; Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1) et le chromatogramme d'un autre échantillon provenant d'une roche plus mature (échantillon 31364; Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1). Les chromatogrammes montrent que la proportion des iso-alcanes (i-alcanes) dépasse celle des alcanes normaux dans l'extrait provenant de l'échantillon de roche la moins mature alors que la proportion est inversée dans l'extrait provenant de la roche la plus mature de l'n-heptane (nC₇) au n-tétradécane (nC₁₄). Par contre, à partir du n-pentadécane (nC₁₅), ce sont les iso-alcanes qui dépassent les alcanes normaux dans l'extrait de la roche la plus mature. De plus, le tableau 3.5 montre clairement que la proportion d'hydrocarbures saturés augmente et celle des hydrocarbures aromatiques diminue lorsque la maturation augmente. L'augmentation de la proportion d'hydrocarbures saturés avec l'augmentation

No échan- tillon	Formation/groupe	Puits	Profondeur (pieds)	HC saturés (%)	HC aromatiques (%)	Produits lourds (%)
13209	Forillon		Surface	20,2	30,6	50,0
23525	York River		Surface	8,4	14,4	76,7
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		Surface	14,0	32,6	53,5
31303	Mictaw		Surface	19,8	31,3	45,8
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	15,1	27,7	54,6
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	13,0	34,8	51,1
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	17,2	29,3	54,5
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	30,2	31,3	38,5
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	29,5	30,5	40,0
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	4,5	5,0	90,2

Tableau 3.6 : Pourcentage de la fraction C₁₄₊ retrouvée dans chaque échantillon et le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que celui des produits lourds (NSO). HC : Hydrocarbures, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

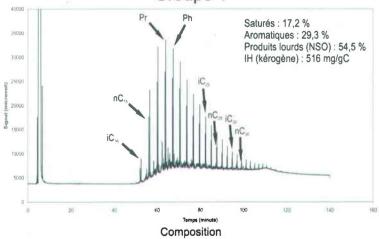
de la maturation se voit très bien avec la Formation de Macasty, entre les puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 étant moins matures que ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1.

3.3.2- <u>Fraction C₁₄₊</u>

Une dizaine d'échantillons ont été analysés par S₂ analyseur pour leur fraction C₁₄₊. Le tableau 3.6 présente le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que celui des produits lourds (NSO). Les NSO comptent pour la proportion la plus élevée des produits extraits dans tous les échantillons (entre 40 et 90 %). Les hydrocarbures saturés ont le deuxième pourcentage le plus élevé (entre 5 et 35 %). Finalement, les hydrocarbures aromatiques sont ceux que l'on trouve en moins grande quantité (entre 4 et 30 %). L'échantillon 31365 (Formation de Macasty) montre un pourcentage anormalement élevé de NSO (90,2 %) comparé aux autres échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

Comme dans le cas de la fraction C₇₋₁₄, les chromatogrammes en phase gazeuse de la fraction C₁₄₊ peuvent être séparés en deux groupes. Le premier groupe est constitué des chromatogrammes représentant des échantillons 13209 (Formation de Forillon), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille), 31303 (Groupe de Mictaw), 31355 (Formation de Macasty), 31356 (Formation de Macasty), 31367 (Formation de Macasty), 31363 (Formation de Macasty), 31364 (Formation de Macasty) et 31365 (Formation de Macasty). Ce groupe de chromatogrammes représente les résultats d'analyses d'extraits provenant autant de roches ordoviciennes, siluriennes ou dévoniennes. Le deuxième groupe ne comprend que le chromatogramme qui représente l'échantillon de charbon dévonien de la Formation de York River (23525). La figure 3.22 illustre un exemple du premier groupe (échantillon 31357) et du second groupe, le charbon. Le chromatogramme typique au groupe 1 montre que la hauteur des pics augmente du n-tétradécane (nC₁₄) au n-hexadécane (nC₁₆) ou au n-heptadécane (nC₁₇).





23525 (Fm de York River - R_H : 0,55 %) Groupe 2

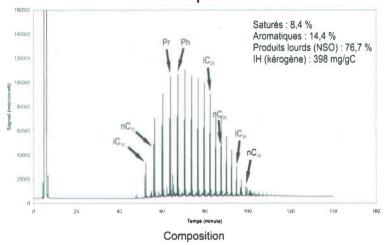


Figure 3.22 : Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C_{14+} du pic S_2 . R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, IH : Indice d'hydrogène, Pr : Pristane et Ph : Phytane. La valeur de réflectance en italique est approximative.

Elle descend ensuite rapidement. Le chromatogramme du groupe 2 montre que la hauteur des pics représentant les hydrocarbures saturés normaux forme une cloche symétrique

autour du n-nonadécane (nC_{19}), qui s'étend du n-tétradécane (nC_{14}) au n-triacontane (nC_{30}).

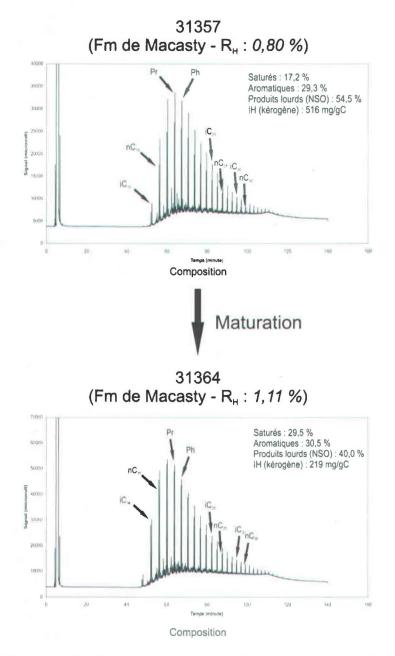


Figure 3.23 : Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse pour la fraction C_{14+} du pic S_2 avec l'augmentation de la maturation. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, IH : Indice d'hydrogène, Pr: Pristane et Ph: Phytane. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

La figure 3.23 montre un exemple de chromatogramme provenant de l'analyse d'un échantillon peu mature de la Formation de Macasty (31357 du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1) et un exemple de chromatogramme provenant de l'analyse d'un échantillon mature de la même formation (31364 du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1). Ces chromatogrammes montrent une fois de plus que la proportion des alcanes normaux croit par rapport à la proportion des iso-alcanes dans l'extrait de roche qui est la plus mature. De plus, avec l'augmentation de la maturation, les résultats extraits du tableau 3.6, attachés aux deux chromatogrammes de la figure 3.23, montrent clairement qu'il y a une augmentation relative des hydrocarbures saturés par rapport aux produits lourds de type NSO.

3.3.3- <u>Comparaisons entre la réflectance et le pourcentage d'hydrocarbures pour les</u> <u>fractions C₇₋₁₄ et C₁₄₊</u>

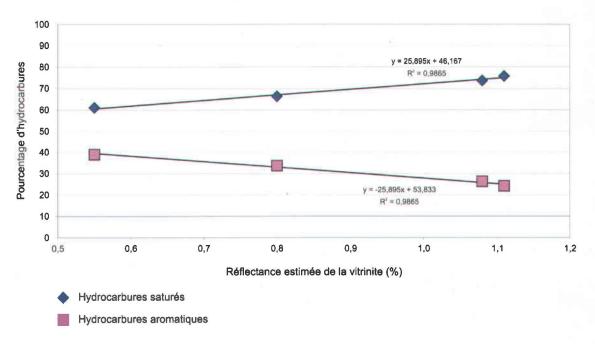


Figure 3.24 : Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C₇₋₁₄ analysée au S₂ analyseur.

La figure 3.24 montre les corrélations entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C_{7-14} analysée au S_2 analyseur. La figure 3.24 montre qu'avec l'augmentation de la maturation thermique, estimée à partir de la réflectance estimée de la vitrinite, la proportion d'hydrocarbures saturés dans la fraction C_{7-14} augmente alors que celle des hydrocarbures aromatiques diminue.

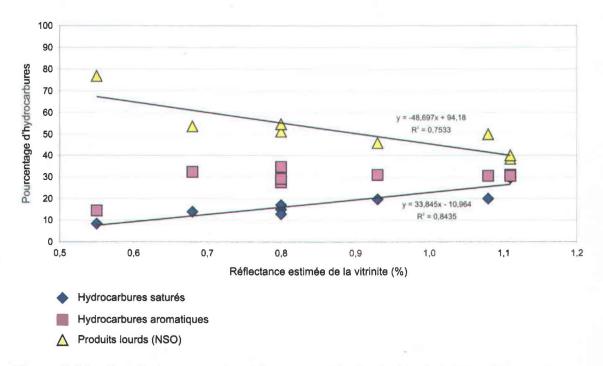


Figure 3.25 : Corrélation entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C₁₄₊ analysée au S₂ analyseur.

La figure 3.25 illustre les corrélations qui existent entre la réflectance estimée de la vitrinite et le pourcentage d'hydrocarbures saturés et aromatiques pour la fraction C₁₄₊ analysée au S₂ analyseur. Cette figure montre que le pourcentage d'hydrocarbures saturés augmente et que celui des produits lourds de type NSO diminue dans la fraction C₁₄₊ analysée au S₂ analyseur lorsque, exprimée en termes de réflectance estimée de la vitrinite, la maturation thermique augmente. Ces résultats vont tout à fait dans le sens de

ce qui est reconnu comme évolution des hydrocarbures en fonction de la maturation thermique (Tissot et Welte, 1984).

Les résultats tirés de l'échantillon 31365 de la Formation de Macasty sont exclus de ces corrélations. La composition de la fraction C₁₄₊ analysée au S₂ analyseur est anormale par rapport à tous les autres échantillons. Mis à part un problème expérimental, de la biodégradation ou du lessivage de cette partie de la Formation de Macasty dans ce puits pourraient expliquer pareille disparition des hydrocarbures saturés et aromatiques (Tissot et Welte, 1984). Il y aurait eu élimination des hydrocarbures légers hors de cet intervalle de la Formation de Macasty. L'échantillon 31365 provient de la partie la plus supérieure de la Formation de Macasty dans le puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Si cette partie de la formation était immature, il serait normal que cet échantillon contienne beaucoup plus de produits lourds (NSO) que les autres et que son rapport atomique H/C soit le plus élevé. Mais l'évolution de la réflectance dans l'ensemble de ce puits (Bertrand, 1987; 1990) implique que cette hypothèse ne peut pas être retenue.

3.3.4- <u>Discussion sur les chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C_{7-14} et C_{14+} obtenues par S_2 analyseur</u>

Les chromatogrammes en phase gazeuse, que ce soit pour la fraction C₇₋₁₄ ou pour la fraction C₁₄₊, ont montré qu'il y avait deux groupes d'hydrocarbures générés par pyrolyse dans ces roches. Le groupe 1 est constitué des hydrocarbures générés par les échantillons des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 ainsi que ceux générés des échantillons 13209 (Formation de Forillon), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille) et 31303 (Groupe de Mictaw). Le deuxième groupe ne comprend que les hydrocarbures générés par le charbon dévonien de la Formation de York River (23525).

Avec l'augmentation de la maturation, il y a une augmentation des hydrocarbures saturés et une diminution des hydrocarbures aromatiques et des produits lourds de type NSO, et ce, pour les deux fractions. De plus, avec l'augmentation de la maturation la

No échantillon	Formation	Puits	Profondeur	Pourcentage		
			(pieds)	Saturés	Aromatiques	Produits lourds
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	59,1	12,8	28,2
JNX-2006-HAL-001	York River	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	65,3	22,4	12,2
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	1890FC036	Tête de puits	59,7	28,4	11,9
P.O.T. no 16	York River	1894FC050	Tête de puits	57,1	28,6	14,3
P.O.T. no 20	York River	1896FC054	Tête de puits	55,1	33,3	11,6
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	1984FC109	Tête de puits	ND	ND	ND
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	1987FC115	Tête de puits	57,1	25,0	17,9

Tableau 3.7 : Pourcentage des hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que des produits lourds pour les extraits d'huile. ND : Non disponible.

No échantillon	Formation	Puits	Profondeur (pieds)	Distillat (%)
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	57,2
JNX-2006-HAL-001	York River	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	77,2
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	1890FC036	Tête de puits	75,1
P.O.T. no 16	York River	1894FC050	Tête de puits	38,6
P.O.T. no 20	York River	1896FC054	Tête de puits	68,9
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	1984FC109	Tête de puits	ND
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	1987FC115	Tête de puits	26,5

Tableau 3.8 : Pourcentage de distillat (fraction légère) pour chaque huile. ND : Non disponible.

proportion des alcanes normaux croit par rapport à celle des iso-alcanes.

3.4- Corrélations

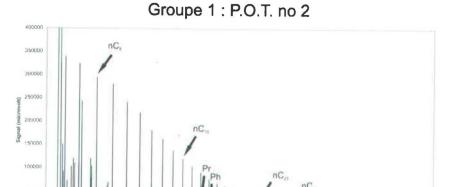
3.4.1- Huiles - huiles

Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2, 16 et 20 et Pétro Gaspé Galt no 5 sont dominés par les hydrocarbures saturés (tableau 3.7). Aucune détermination du pourcentage d'hydrocarbures n'a été faite sur l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3, car son huile semblait trop altérée. De plus, les huiles contiennent moins de 20 % de produits lourds, exception faite de l'huile du puits Junex *et al* Galt no 3 qui en contient presque 30 % (tableau 3.7). La détermination des pourcentages d'hydrocarbures s'est faite par chromatographie liquide.

No échantillon	Formation	Puits	Profondeur (pieds)	Rapport Pr/Ph
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	1,98
JNX-2006-HAL-001	York River	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	2,51
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	1890FC036	Tête de puits	2,41
P.O.T. no 16	York River	1894FC050	Tête de puits	1,74
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	1984FC109	Tête de puits	1,58
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	1987FC115	Tête de puits	1,61

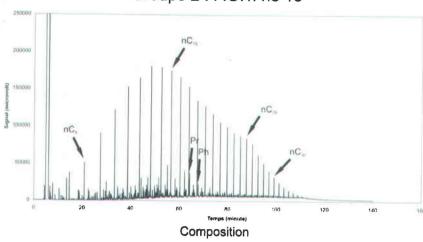
Tableau 3.9 : Valeurs obtenues pour le rapport pristane/phytane. Pr : Pristane et Ph : Phytane.

Le tableau 3.8 montre la quantité (en pourcentage) de distillat (fraction légère : C₇₋₁₄) pour chaque huile. Le pourcentage de distillat a été calculé à partir de l'aire sous la courbe de chaque chromatogramme en phase gazeuse de la composition totale. Il n'y a que l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 où il a été impossible de déterminer le pourcentage de distillat puisque l'identification des pics s'est révélée difficile. Les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1 et de P.O.T. no 2 et 20 ont soit plus de, ou environ, 70 % de distillat. Quant au puits Junex *et al.* Galt no 3, son huile est composée à plus de 50



Groupe 2: P.O.T. no 16

Composition



Groupe 3 : Pétro Gaspé Galt no 3

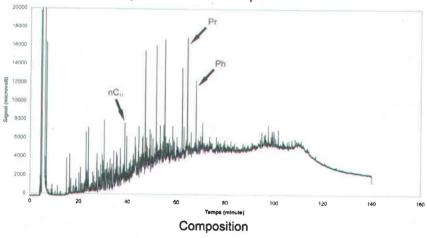


Figure 3.26 : Exemples de chromatogrammes en phase gazeuse de la composition totale pour chacun des groupes.

% de distillat. Pour ce qui est des huiles des puits P.O.T. no 16 et Pétro Gaspé Galt no 5, leur composition respective de distillat est d'environ 40 % et 30 %.

Le tableau 3.9 présente les valeurs obtenues pour le calcul du rapport pristane/phytane. Ce rapport est un indicateur de la nature de la matière organique à la source de l'huile (Peters et Moldowan, 1993; Hunt, 1995). Le calcul du rapport pristane/phytane a été calculé à partir des chromatogrammes en phase gazeuse de la fraction C_{14+} des hydrocarbures saturés.

Les huiles qui proviennent d'une roche mère marine ont des valeurs du rapport pristane/phytane inférieures à 2, alors que celles qui proviennent d'une roche mère terrestre ont des valeurs supérieures à 3. Des valeurs supérieures à 1 indiquent des conditions oxiques, alors que des valeurs inférieures à 1 indiquent des conditions anoxiques (Peters et Moldowan, 1993). Les valeurs du rapport pristane/phytane pour toutes les huiles varient entre 1,6 et 2,5. Par conséquent, les valeurs obtenues pour les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, P.O.T. no 16 et Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 indiquent que leurs roches mères d'origine étaient marines (valeurs inférieures à 2; tableau 3.9). Pour les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2, leurs roches mères étaient d'origine mixte entre terrestre et marine (valeurs entre 2 et 3; tableau 3.9). Les conditions du milieu de dépôt des sédiments d'origine étaient présument oxiques (valeurs supérieures à 1).

Les chromatogrammes en phase gazeuse de la composition totale des huiles peuvent être séparés en trois groupes (figure 3.26). Le groupe 1 montre que les huiles ont une forte proportion de fraction légère (plus de 60 %). Il comprend les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2. Le groupe 2 montre des huiles ayant une fraction légère très réduite et l'addition d'un deuxième mode d'hydrocarbures des alcanes normaux entre le n-pentacosane (nC₂₅) et le n-triacontane (nC₃₀) qui s'ajoute au mode dominant avoisinant le n-tridécane (nC₁₃). Les huiles des puits P.O.T. no 16 et Pétro Gaspé Galt no 5 font partie de ce groupe. Finalement, le groupe 3 comprend seulement l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3. Cette huile se

caractérise par une quasi-absence des alcanes normaux, alors que les alcanes ramifiés réguliers (isoprénoïdes : pristane et phytane) restent présents, et par l'abondance d'hydrocarbures lourds et/ou de NSO (grosse bosse sous les pics d'hydrocarbures). Cet ensemble de caractéristiques est diagnostique d'une huile légèrement biodégradée (Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995).

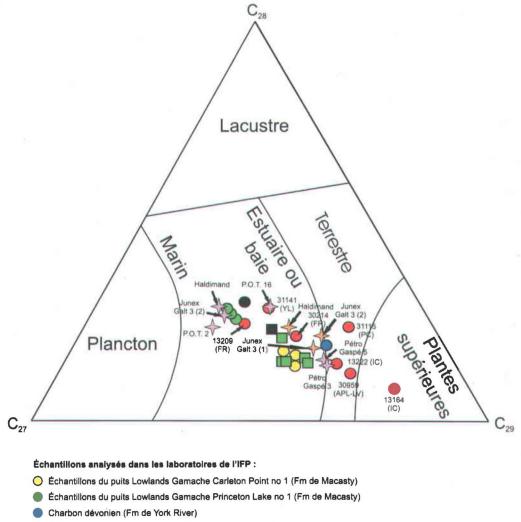
3.4.2- Huiles – roches mères

3.4.2.1- Biomarqueurs

Les biomarqueurs sont des molécules organiques qui sont caractérisés par leur résistance à la biodégradation et à leur persistance dans les huiles jusqu'à des stades relativement avancés de la catagenèse. Malgré les modifications qu'ils subissent durant cette catagenèse, si l'on tient compte de cette variable, ils restent bien identifiables. Le conservatisme de ces molécules dans les pétroles en fait d'excellents outils de corrélation huile - roche mère. Trois groupes de biomarqueurs sont ici utilisés : 1) les stéranes, 2) les diastéranes, et 3) les terpanes. Le rapport de taille des fragments de molécules par rapport à leur charge (m/z) qui permet ici d'identifier nos biomarqueurs sur un fragmentogramme de spectrographe de masse sont respectivement égale à m/z 217 et 191 unités de masse (m : masse atomique des fragments et z : charge des fragments). Aucune analyse de biomarqueurs n'a été faite sur l'huile du puits P.O.T. no 20.

3.4.2.1.1- Stéranes

Les stéranes comptent plusieurs composés que l'on identifie par le nombre de carbone que contiennent ces molécules (C₂₇, C₂₈, C₂₉ et C₃₀) et l'arrangement des groupes fonctionnels dans ces molécules. Plusieurs rapports ont été déterminés à partir des fragmentogrammes de masse m/z 217 des stéranes. Ces rapports peuvent servir à déterminer le milieu de dépôt d'un échantillon, son âge et sa maturation. Dans le cadre de



- Échantillon de surface de la Gaspésie de l'Ordovicien (Gr de Mictaw)
- Échantillons de surface de la Gaspésie du Siluro-Dévonien
- ♣ Échantillons d'huile

Échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC :

- Échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (Fm de Macasty)
- Échantillon de surface de la Gaspésie de l'Ordovicien (Gr de Mictaw)
- Échantillons d'huile

APL-LV: Fm d'Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille

FR: Fm de Forillon
IC: Fm d'Indian Cove
YL: Fm de York Lake
PC: Fm de Pirate Cove

Figure 3.27 : Diagramme ternaire de l'interprétation de l'environnement à partir des stéranes réguliers. Modifiée de Shanmugam (1985).

ce projet, l'âge des échantillons de roche et d'huile n'a pu être déterminé par les biomarqueurs, car les résultats se sont avérés incohérents.

3.4.2.1.1.1 - Stéranes réguliers C₂₇, C₂₈ et C₂₉

Les stéranes réguliers C₂₇, C₂₈ et C₂₉ sont chacun reliés à un environnement de déposition donné (Huang et Meinschein, 1979). Une dominance de C₂₇ indique un milieu à phytoplanctons marins, alors qu'une dominance de C₂₉ signifie que l'environnement était terrestre (Waples et Machihara, 1993). Le stérane régulier C₂₈ est habituellement le moins abondant des trois stéranes. Par contre, lorsqu'il représente une abondance relative, il indique une source d'algues lacustres (Waples et Machihara, 1993). Les stéranes réguliers C₃₀ ne sont présents que dans les roches post-dévoniennes (Hunt, 1995).

La figure 3.27 montre le diagramme ternaire construit à partir de la proportion relative en pourcentage des trois stéranes mentionnés ci-haut. Sur ce diagramme, en plus des échantillons qui ont été analysés à l'IFP, il y a quelques échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC qui ont été ajoutés pour pouvoir faire une comparaison entre les deux laboratoires. Cinq échantillons proviennent de la Formation de Macasty et ont été pris dans le puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Un autre échantillon provient du Groupe de Mictaw et c'est le même échantillon analysé à l'IFP (31303). Finalement, trois huiles de deux puits différents ont été analysées à la CGC. Ces puits sont Junex *et al.* Galt no 3 et Pétrolia Haldimand no 1. L'échantillon d'huile du puits Junex *et al.* Galt no 3 (1) a été pris à une profondeur de 1600 m, alors que l'échantillon d'huile de Junex *et al.* Galt no 3 (2) a été pris à une profondeur de 1686 m.

Aussi, on remarque que les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 analysés à la CGC ne sont pas situés à la même place sur le diagramme que les échantillons du même puits qui ont été analysés à l'IFP (figure 3.27). L'échantillon 31303 du Groupe de Mictaw et les échantillons d'huile des puits Junex *et al.* Galt no 3 et Pétrolia Haldimand no 1 analysés à la CGC ne sont pas situés, eux aussi, à la même place sur le diagramme que ceux analysés à l'IFP. Ceux analysés à la CGC sont plus enrichis en C₂₉ et moins enrichis en C₂₇ que ceux analysés à l'IFP. Cette différence peut être due au fait que les analyses n'ont pas été faites sur les mêmes extraits. De plus, il n'est pas recommandé dans la littérature de faire un diagramme ternaire avec des données provenant de différents instruments (et laboratoires) puisque les résultats peuvent diverger

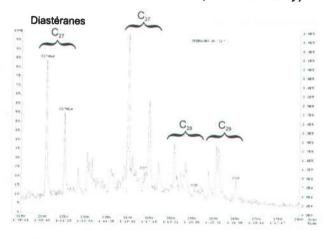
pour un même échantillon ayant été analysé par deux instruments différents (Peters et Moldowan, 1993; Hunt, 1995). Puisqu'il n'y a pas beaucoup d'échantillons analysés dans les laboratoires de la CGC, il n'y a que les échantillons analysés dans les laboratoires de l'IFP qui ont été interprétés.

Le diagramme ternaire montre qu'il y a deux groupes d'huiles et d'extraits. Le premier groupe est formé des extraits organiques tirés des échantillons de roche 13209 et 30214 (Formation de Forillon), 31141 (Formation de York Lake), 31303 (Groupe de Mictaw) et ceux des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 ainsi que des huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16. La composition de ces huiles et extraits situe l'origine des roches mères entre les zones marine et d'estuaire ou de baie sur le diagramme ternaire de la figure 3.27. Le deuxième groupe est constitué des échantillons de roche 13222 (Formation d'Indian Cove), 23525 (charbon dévonien de la Formation de York River), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille), 31115 (Formation de Pirate Cove) ainsi que des huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5. Les échantillons du groupe 2 se trouvent entre les zones d'estuaire ou de baie et terrestre et sont typiquement dérivés de plantes supérieures. Ils se retrouvent dans un milieu intermédiaire, entre les milieux marins et terrrestres. Les roches ordoviciennes (Groupe de Mictaw et Formation de Macasty) ne se retrouvent que dans le groupe 1.

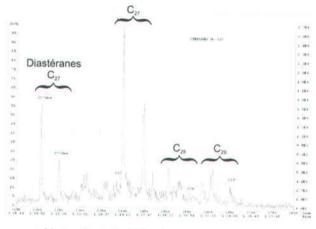
Finalement, l'échantillon 13164 (Formation d'Indian Cove) se retrouve seul dans le groupe 3, soit celui du milieu terrestre. L'échantillon 13164 a été pris sur la faille du Troisième Lac (Nord-Est de la Gaspésie). Cet échantillon contient de la minéralisation et il est plein de veines de carbonates. La présence de minéralisation et de veines de carbonates est due à de l'altération hydrothermale. L'altération hydrothermale aurait détruit les stéranes réguliers C₂₇ et C₂₈. La grande concentration de C₂₉ (environ 78 %; figure 3.27 et Appendice S) retrouvée dans l'échantillon 13164 peut aussi être expliquée par une abondance d'algues ayant un contenu élevée en stéranes réguliers C₂₉ (Peters et Moldowan, 1993). Les algues brunes et certaines espèces d'algues vertes contiennent majoritairement du C₂₉ (Goodwin, 1973; Patterson, 1974; Paoletti *et al.*, 1976; Dickson *et al.*, 1979; Fattorusso *et al.*, 1980). La matière organique retrouvée dans

Groupe 1

Roche ordovicienne : 31364 (Fm de Macasty)



Roche dévonienne : 13209 (Fm de Forillon)



Huile du puits Pétrolia Haldimand no 1

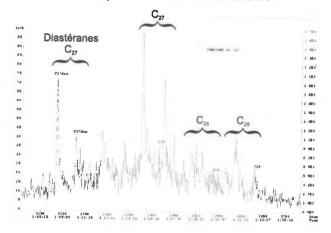


Figure 3.28 : Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 1 du diagramme ternaire.

les roches carbonatées de ces environnements est donc riche en C₂₉ (Moldowan *et al.*, 1985).

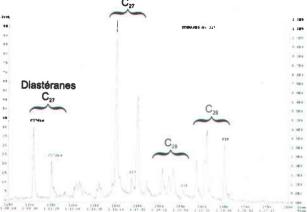
De plus, puisque les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 sont plus matures que ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1, les échantillons de ces deux puits ne sont pas situés à la même place sur le diagramme ternaire (figure 3.27). Les échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 sont plus enrichis en C₂₉ que ceux du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Ceci est dû au fait que lorsque la maturation augmente, il y a diminution de la quantité de C₂₉ (Mackenzie, 1984; Curiale, 1986, 1992; Sakata *et al.*, 1988). Il est également probable que la Formation de Macasty, au niveau du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1, ait sédimenté dans un paléoenvironnement plus proximal qu'au niveau du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1, d'où l'enrichissement des stéranes en C₂₉ (figure 3.27).

Ces résultats montrent que les huiles et les extraits d'huile des échantillons de roche appartenant au groupe 2 proviennent de milieux sédimentaires plus proximaux que ceux du groupe 1. De plus, la figure 3.27 montre qu'il n'y a pas de différence entre la composition des extraits qui proviennent des roches ordoviciennes ou siluro-dévoniennes du premier groupe. Il est donc impossible de déterminer si les huiles du premier groupe sont d'origine ordovicienne, silurienne ou dévonienne par la composition des stéranes sur le diagramme ternaire de la figure 3.27. Les huiles du deuxième groupe, celles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5, proviendraient de roches siluriennes ou dévoniennes. Ces huiles n'auraient pas pu être contaminées par les roches ordoviciennes, puisque ces dernières sont situées trop loin des huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 dans la figure 3.27.

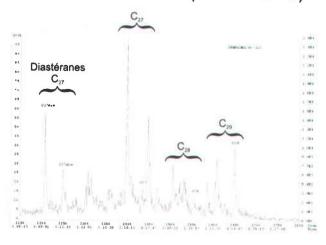
La figure 3.28 montre des exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 1 déterminés à partir du diagramme ternaire de la figure 3.27. La figure 3.28 présente un exemple d'une roche ordovicienne (échantillon 31364 de la Formation de Macasty), un exemple d'une roche dévonienne (échantillon 13209 de la Formation de Forillon) ainsi qu'un exemple d'une huile (puits Pétrolia Haldimand no 1). Ces trois exemples montrent tous des fragmentogrammes similaires (figure 3.28). En effet, les

Groupe 2





Charbon dévonien : 23525 (Fm de York River)



Huile du puits Pétro Gaspé Gait no 5

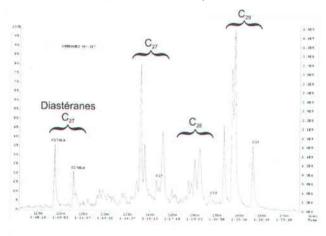


Figure 3.29 : Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 2 du diagramme ternaire.

No échantillon	Formation/groupe	Type échantillon	Puits	Profondeur (pieds)	20S/(20R+20S)	ββ/(αα+ββ)	R _H (%)
12164	Indian Carra				C ₂₉	C ₂₉	1
13164	Indian Cove	Roche		Surface	0,43	0,57	1,00
13209	Forillon	Roche		Surface	0,53	0,58	1,08
13222	Indian Cove	Roche		Surface	0,42	0,53	0,82
23525	Anse-à-Brillant/York River	Roche		Surface	0,31	0,47	0,55
30214	Forillon	Roche		Surface	0,28	0,54	1,99
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle-La Vieille	Roche		Surface	0,44	0,57	0,68
31115	Pirate Cove	Roche		Surface	0,23	0,46	0,71
31141	York Lake	Roche		Surface	0,52	0,71	0,93
31303	Mictaw	Roche		Surface	0,53	0,59	0,93
31355	Macasty	Roche	LGCP	1308-1338	0,54	0,63	0,80
31356	Macasty	Roche	LGCP	1353-1383	0,51	0,60	0,80
31357	Macasty	Roche	LGCP	1413-1443	0,50	0,61	0,80
31363	Macasty	Roche	LGPL	3202-3227	0,53	0,63	1,11
31364	Macasty	Roche	LGPL	3105-3125	0,58	0,65	1,11
31365	Macasty	Roche	LGPL	2990-3015	0,56	0,67	1,11
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	0,55	0,70	1,14
JNX-2006-HAL-001	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	0,54	0,61	0,68
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	Huile	1890FC036	Tête de puits	0,56	0,58	0,7
P.O.T. no 16	York River	Huile	1894FC050	Tête de puits	0,56	0,74	0,64
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	Huile	1984FC109	Tête de puits	0,51	0,61	0,70
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	Huile	1987FC115	Tête de puits	0,56	0,68	0,8

Tableau 3.10 : Rapports 20S/(20R + 20S) et ββ/(αα + ββ) pour le C₂₉ servant à déterminer la maturation thermique. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

stéranes réguliers C₂₇ montrent des pics élevés, alors que les pics des stéranes C₂₈ et C₂₉ sont très bas. Les pics des diastéranes C₂₇ sont aussi très élevés. Par contre, les hauteurs des pics des diastéranes C₂₇ et des stéranes C₂₈ et C₂₉ pour les extraits d'huile de l'échantillon 31364 (Formation de Macasty) sont plus importantes que les hauteurs correspondantes dans les deux autres exemples (figure 3.28). Le ratio du pic le plus élevé sur celui qui est le moins élevé des diastéranes C₂₇ est de 1,7 pour l'échantillon de la roche ordovicienne, de 2,4 pour l'échantillon de la roche dévonienne et de 2,0 pour l'huile. Ces ratios indiquent donc que les hauteurs des pics des diastéranes C₂₇ sont différentes entre les différents échantillons analysés (figure 3.28).

La figure 3.29, quant à elle, montre des exemples de fragmentogrammes de masse m/z 217 pour le groupe 2 déterminés à partir du diagramme ternaire (figure 3.27). Les exemples d'extraits et d'huile choisis proviennent encore d'une roche dévonienne calcaire (échantillon 13222 de la Formation d'Indian Cove), d'un charbon dévonien de la Formation de York River (échantillon 23525) et d'une huile (puits Pétro Gaspé Galt no 5). Dans le groupe 2, bien que les pics des stéranes réguliers C₂₇ sont encore très importants, ceux des stéranes réguliers C₂₉ sont significativement plus importants que leur homologues dans le groupe 1, alors que les pics des stéranes réguliers C₂₈ restent tous petits (figure 3.29). Dans l'exemple du charbon dévonien, les diastéranes C₂₇ sont plus importants que les stéranes réguliers C₂₉. Dans celui de la roche dévonienne, les diastéranes C₂₇ et les stéranes C₂₉ ont des hauteurs de pics semblables. Finalement, le fragmentogramme de masse m/z 217 de l'huile est différent des trois autres (figure 3.29). Les hauteurs des pics des stéranes réguliers C₂₉ sont les plus élevées, plus que celles des diastéranes et des stéranes réguliers C₂₇.

3.4.2.1.1.2- Rapport 20S/(20R + 20S)

Le tableau 3.10 présente les valeurs du rapport 20S/(20R + 20S) pour le groupe des stéranes C₂₉. Ce rapport sert à déterminer la maturation thermique de l'huile ou des successions qui contiennent cet extrait organique. Les mêmes rapports d'isomères basés

sur les pics qui représentent les stéranes C₂₇ et C₂₈ pourraient aussi être utilisés, mais ce sont les stéranes de type C₂₉ qui donnent les valeurs de rapport les plus précises. Ceci est dû au fait que les pics qui représentent les stéranes de type C₂₉ sont moins chevauchés par les autres pics du fragmentogramme qui représente les stéranes C₂₇ et C₂₈ (Waples et Machihara, 1993). Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2 et 16 et Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ont été estimées à partir des valeurs de la réflectance des autres puits situés à proximité. Une valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite a été calculée pour le même intervalle de profondeur ainsi que pour la même formation pour chaque puits.

Les valeurs du rapport 20S/(20R + 20S) pour les stéranes de type C₂₉ varient entre 0,23 et 0,58 dans notre tableau de résultats (tableau 3.10). Il y a plusieurs problèmes d'utilisation concernant ce rapport. Le premier est qu'il ne fonctionne pas pour des valeurs de réflectance supérieures à 0,8 %. Cette valeur de réflectance se situe au seuil d'évolution de la maturation thermique qui correspond normalement à un plateau de la valeur du rapport (Waples et Machihara, 1993). Il n'y a plus d'évolution de ce rapport passé ce seuil de la maturation thermique. De plus, si c'est la ligne de Zumberge de Bein et Sofer (1987) qui est utilisée pour interpréter le rapport 20S/(20R + 20S) pour les stéranes de type C₂₉, il ne faut pas que les valeurs du rapport excèdent 0,52 (Waples et Machihara, 1993). Avec l'augmentation de la maturation, l'incertitude du rapport augmente elle aussi (Waples et Machihara, 1993). Selon la figure 27 dans Waples et Machihara (1993), le rapport 20S/(20R + 20S) ne fonctionne pas pour la majorité des échantillons.

Il y a six échantillons dont les valeurs de réflectance sont inférieures ou égales à 0,8 %. Ces échantillons ont donc un rapport 20S/(20R + 20S) pour le C₂₉ qui fonctionne. Ces échantillons sont le charbon dévonien de la Formation de York River (23525), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille), 31115 (Formation de Pirate Cove) ainsi que tous les échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 (Formation de Macasty). Par contre, l'échantillon 31115 de la Formation de Pirate Cove et l'échantillon 30214 de la Formation de Forillon ont un rapport trop bas pour leur valeur de la réflectance estimée de la vitrinite. Puisque l'échantillon 30214 a une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite de 1,99 %, donc une valeur qui est supérieure à 0,8 %,

la valeur du rapport de cet échantillon n'est pas valide (Waples et Machihara, 1993). La valeur de 0,23 du rapport 20S/(20R + 20S) dans la Formation de Pirate Cove indiquerait que la réflectance serait de 0,5 % plutôt que celle mesurée de 0,73 % (Waples et Machihara, 1993). La valeur basse du rapport 20S/(20R + 20S) pourrait être due à une surestimation de la réflectance. Des fragments de semi-fusinite peu réfléchissante auraient pu être confondus avec de la vitrinite, d'où une surestimation de la réflectance de la vitrinite. Puisque l'échantillon 30214 a une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite de 1,99 %, donc une valeur qui est largement supérieure à 0,8 %, la valeur du rapport de cet échantillon n'est pas valide (Waples et Machihara, 1993).

Dans le tableau 3.10, on remarque que le charbon dévonien, qui a la valeur de réflectance la plus basse (0,55 %), a aussi la valeur du 20S/(20R + 20S) pour les stéranes de type C_{29} la plus basse (0,31), et ce, en ce qui concerne les échantillons dont le rapport fonctionne. Les échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 ont les valeurs de réflectance et de rapport les plus élevées. Il y a donc une augmentation des valeurs du rapport 20S/(20R + 20S) pour les stéranes de type C_{29} avec l'augmentation de la maturation.

En ce qui concerne les huiles, vu les valeurs du rapport 20S/(20R + 20S) pour les stéranes de type C₂₉, soit entre 0,51 et 0,56, leur maturation serait probablement au même niveau que celle des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1 et Pétro Gaspé Galt no 3 auraient une maturation proche de celle du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1, tandis que la maturation des autres huiles serait plus proche de celle du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (tableau 3.10).

3.4.2.1.1.3- Rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$

Le tableau 3.10 montre les valeurs du rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C_{29} . Ce rapport sert lui aussi à déterminer la maturation thermique. Comme dans le cas du rapport 20S/(20R + 20S), le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ peut être utilisé pour les stéranes des types C_{27} , C_{28} et C_{29} , mais il est plus utilisé pour le C_{29} , car les pics de ce type de stéranes sont

moins chevauchés par les pics des autres types de stéranes. Les valeurs du rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C_{29} varient entre 0,46 et 0,74. Par contre, le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ peut être influencé par les conditions diagénétiques et la maturation, et ce, très fortement (ten Haven *et al.*, 1986; Peakman et Maxwell, 1988; Peakman *et al.*, 1989). Il n'est donc pas recommandé comme indicateur de maturation par de nombreux spécialistes des biomarqueurs (Waples et Machihara, 1993).

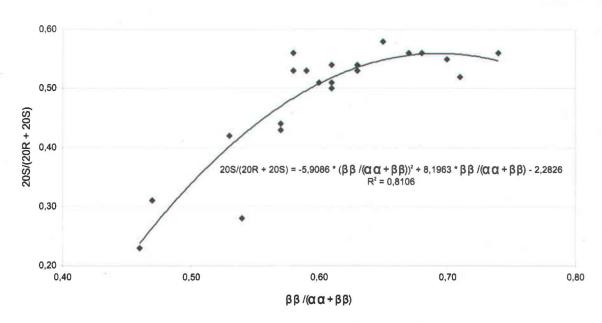


Figure 3.30 : Corrélation entre les rapports $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ et 20S/(20R + 20S).

Par contre, une corrélation du rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ avec celui du 20S/(20R+20S) peut servir à déterminer la maturation (Waples et Machihara, 1993). La figure 3.30 montre la très bonne corrélation qu'il y a entre ces deux rapports (carré du coefficient de corrélation de 0,8105). Le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ peut donc être utilisé comme indicateur de maturation. Ce rapport augmente avec l'augmentation de la maturation (tableau 3.10). Les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 ont des valeurs de rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ pour le C_{29} qui sont plus élevées que celles des échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1. Ces derniers sont d'ailleurs moins matures que ceux du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. L'échantillon 23535 (Formation de York River) étant l'échantillon le moins mature (valeur de réflectance de 0,55 %) a le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ pour le C_{29} le moins élevé, soit 0,47 (tableau 3.10). Par contre, il y a

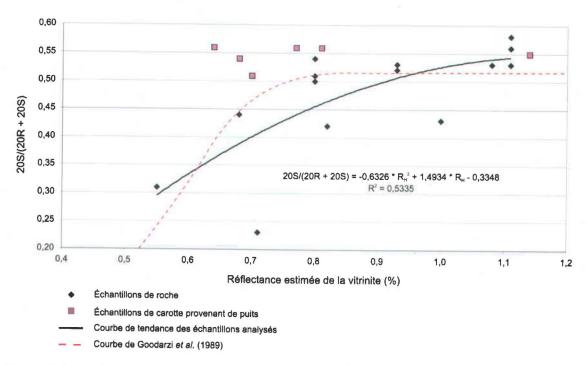


Figure 3.31a : Corrélation entre le rapport 20S/(20R + 20S) et la réflectance estimée de la vitrinite. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite.

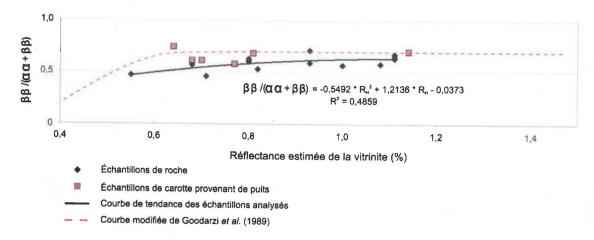


Figure 3.31b : Corrélation entre le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ et la réflectance estimée de la vitrinite. R_H : Réflectance estimée de la vitrinite.

plusieurs échantillons dont le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ pour le C_{29} ne fonctionne pas. Ces échantillons sont 31115 (Formation de Pirate Cove), 31141 (Formation de York Lake) et 30214 (Formation de Forillon). L'échantillon de la Formation de Pirate Cove a une valeur de rapport moins élevée (0,46) que celle de l'échantillon 23525, même s'il est plus

mature. Ceci pourrait être dû à une surestimation de la réflectance de l'échantillon 31115, comme expliqué plus haut. L'échantillon 31141 (Formation de York Lake) a le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ pour le C_{29} qui est le plus élevé des échantillons de roche, mais sa valeur de la réflectance estimée de la vitrinite n'est pas la plus élevée (0,93 %; tableau 3.10). Finalement, l'échantillon 30214 (Formation de Forillon) a une valeur de rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ pour le C_{29} inférieure à celle de l'échantillon 13209 (Formation de Forillon), même si ce dernier est moins mature que l'échantillon 30214. Même si les corrélations semblent imprécises, elles corrèlent avec la littérature (Waples et Machihara, 1993).

Puisque les huiles ont toutes des valeurs de rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C_{29} supérieures ou égales à 0,58, elles sont donc considérées comme matures.

Les figures 3.31 montrent, quant à elles, la corrélation qu'il y a entre la réflectance estimée de la vitrinite et les rapports 20S/(20R + 20S) (figure 3.31a) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ (figure 3.31b) pour le C₂₉. On peut voir que dans les deux cas, les rapports corrèlent bien avec la réflectance estimée de la vitrinite (carré du coefficient de corrélation de 0,5335 pour le rapport 20S/(20R + 20S) et de 0,4859 pour le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$). La courbe de tendance entre le rapport 20S/(20R + 20S) et la réflectance estimée de la vitrinite corrèle bien avec la courbe de Goodarzi et al. (1989; figure 3.31a). Bien qu'il y ait une faible corrélation entre le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ et la réflectance estimée de la vitrinite, ces résultats s'accordent assez bien avec la courbe de Goodarzi et al. (1989), puisque la réflectance de nos successions est relativement élevée (figure 3.31b). Ce paramètre plafonne à des valeurs de la réflectance supérieures à 0,7% (figure 3.31b). La courbe de Goodarzi et al. (1989) de la figure 3.31b a été modifiée, puisque la valeur maximale atteinte par le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ est de 0,7 (Peters et Moldowan, 1993). Nos échantillons arrivent dans la partie inférieure de la courbe de Goodarzi et al. (1989; figure 3.31b). Par conséquent, le rapport 20S/(20R + 20S) est un meilleur indicateur de maturation que le rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$. S'il n'y a pas une excellente corrélation entre nos échantillons et ce qu'il y a dans la littérature (figures 3.31), c'est dû au fait que nos échantillons sont souvent matures et supramatures en termes de génération d'huile. Par conséquent, ils se situent à l'endroit où les courbes de la littérature atteignent un plateau,

c'est-à-dire là où il n'y a plus d'évolution des rapports en fonction de l'augmentation de la maturation thermique (figures 3.31).

L'échantillon 30214 (Formation de Forillon) n'a pas été inclus dans la corrélation des rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ avec la réflectance estimée de la vitrinite. Ceci est dû au fait que l'échantillon 30214 a des valeurs pour les rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ (0,28 et 0,54 respectivement) qui sont inférieures à ce qu'elles devraient être pour un échantillon supramature en termes de génération d'huile (réflectance estimée de la vitrinite : 1,99 %). Pour avoir une valeur de rapport 20S/(20R + 20S) de 0,28, il faudrait que la réflectance estimée de la vitrinite de l'échantillon 30214 soit de 0,53 %, alors que pour avoir une valeur de rapport $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ de 0,54, il faudrait que la réflectance estimée de la vitrinite soit de 0,70 %.

Une explication plausible de la faible valeur du rapport 20S/(20R + 20S) de l'échantillon 30214 est qu'il y a deux générations de migrabitume dans cet échantillon. Il y aurait eu une première génération de migrabitume qui aurait atteint des valeurs de réflectance de près de 2,0 %. La deuxième génération de migrabitume aurait migré après que la première génération est maturée. La deuxième génération de migrabitume aurait des valeurs de réflectance entre 0,55 et 0,70 %. Un phénomène semblable a été observé dans les successions du Cambro-Ordovicien de la Gaspésie (Bertrand *et al.*, 2003). Les valeurs de réflectance des migrabitumes étaient entre 1,8 et 2,8 %, alors que les valeurs de réflectance des gouttelettes de migrabitume étaient de 0,70 % seulement. L'échantillon 30214 pourrait donc être un réservoir et non pas une roche mère.

Les échantillons d'huile ont une mauvaise corrélation entre les rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ et les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite. Cette mauvaise corrélation serait due au fait que les hydrocarbures auraient migré à partir d'une roche mère extérieure au puits contenant les huiles.

3.4.2.1.2- Triterpanes

En ce qui concerne les triterpanes, c'est le fragmentogramme m/z 191 qui est utilisé pour les identifier (Peters et Moldowan, 1993). Les rapports des triterpanes

No échantillon	Formation/groupe	Type	Puits	Profondeur	Ts/Tm	CPI	R _H
		échantillon		(pieds)			(%)
13164	Indian Cove	Roche		Surface	0,67	1,04	1,00
13209	Forillon	Roche		Surface	7,45	1,04	1,08
13222	Indian Cove	Roche		Surface	0,38	1,04	0,82
23525	Anse-à-Brillant/York River	Roche		Surface	0,19	1,27	0,55
30214	Forillon	Roche		Surface	0,30	1,29	1,99
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle-La Vieille	Roche		Surface	0,66	1,04	0,68
30960	Gascons	Roche		Surface	ND	1,07	0,87
31093	Indian Cove	Roche		Surface	ND	0,90	1,8
31115	Pirate Cove	Roche		Surface	0,10	1,34	0,7
31135	Saint-Léon	Roche		Surface	ND	1,17	2,92
31141	York Lake	Roche		Surface	3,44	1,17	0,9
31303	Mictaw	Roche	7	Surface	2,71	1,06	0,9
31355	Macasty	Roche	LGCP	1308-1338	1,89	1,09	0,8
31356	Macasty	Roche	LGCP	1353-1383	1,33	1,06	0,8
31357	Macasty	Roche	LGCP	1413-1443	1,67	1,05	0,8
31363	Macasty	Roche	LGPL	3202-3227	4,10	1,08	1,1
31364	Macasty	Roche	LGPL	3105-3125	6,17	1,04	1,1.
31365	Macasty	Roche	LGPL	2990-3015	3,26	1,01	1,1
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	4,59	1,06	1,1
JNX-2006-HAL-001	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	1,84	1,03	0,60
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	Huile	1890FC036	Tête de puits	1,53	1,04	0,7
P.O.T. no 16	York River	Huile	1894FC050	Tête de puits	2,35	1,06	0,6
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	Huile	1984FC109	Tête de puits	0,70	1,02	0,7
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	Huile	1987FC115	Tête de puits	0,96	1,02	0,8

Tableau 3.11 : Rapport Ts/Tm servant à déterminer la maturation thermique et valeurs de l'indice de carbone préférentiel (CPI). R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

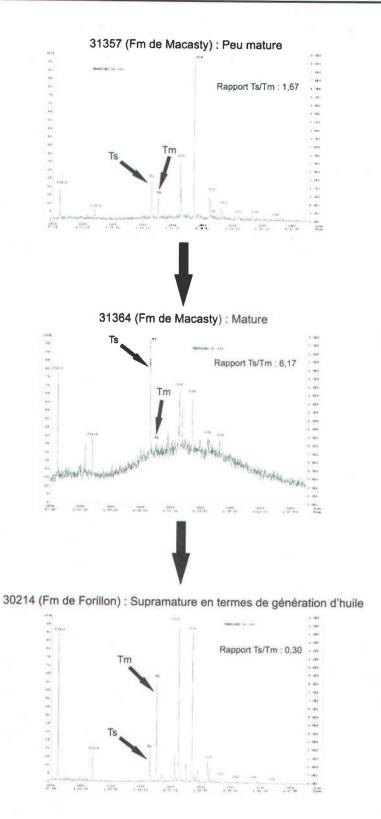


Figure 3.32 : Exemples de fragmentogrammes de masse m/z 191 montrant un changement dans le rapport Ts/Tm avec l'augmentation de la maturation.

servent à déterminer la maturation thermique des roches et des huiles (Hunt, 1995; Waples et Machihara, 1993).

3.4.2.1.2.1- Rapport Ts/Tm

Le seul rapport des triterpanes qui est utilisé ici est le rapport du 18α(H)-22,29,30-trisnorneohopane (Ts) sur 17α(H)-22,29,30-trisnorhopane (Tm). Le rapport Ts/Tm est un indicateur de maturité (Peters et Moldowan, 1993). En effet, lorsque la maturation augmente, le pic Tm disparaît graduellement, alors que le pic Ts augmente (Peters et Moldowan, 1993). Ce rapport est le meilleur indicateur de maturation pour évaluer les huiles provenant d'un même faciès organique (Hunt, 1995). Les huiles et les roches provenant d'une source carbonatée ont des valeurs de rapport faibles, tandis que ceux provenant des shales ont des valeurs de Ts/Tm élevées.

Le tableau 3.11 montre les valeurs du rapport Ts/Tm pour tous les échantillons. Les valeurs du rapport pour les échantillons de roche varient entre 0,10 et 7,45, alors qu'elles varient entre 0,70 et 4,59 pour les échantillons d'huile.

La figure 3.32 montre les fragmentogrammes m/z 191 de trois échantillons (31357, 31364 et 30214) montrant la maturation thermique croissante. L'échantillon 31357 (Formation de Macasty) provient de strates qui sont peu matures, alors que l'échantillon 30214 (Formation de Forillon) provient des strates les plus matures. L'échantillon 31357 provient d'un puits où la Formation Macasty est moins mature que celui d'où provient l'échantillon 31364. Puisque la lithologie est constante, il s'agit de la même formation composée de shale, la valeur du ratio Ts/Tm dans le premier échantillon est plus faible que dans le dernier échantillon. Par contre, l'échantillon 30214 qui provient de la Formation de Forillon, une formation carbonatée, a la plus petite valeur du rapport Ts/Tm même si cette formation est supramature en termes de génération d'huile. L'augmentation des valeurs de Ts/Tm avec la maturation thermique ne se voit que si on compare des lithologies identiques. En effet, les formations calcaires montrent

généralement des rapports Ts/Tm inférieurs à ceux des formations de shales (Hunt, 1995). De plus, lorsqu'on mesure des valeurs de réflectance supérieures à 1,4 % sur des échantillons, les valeurs du rapport Ts/Tm ne changent plus en fonction de la maturation thermique (Hunt, 1995).

En ce qui concerne les huiles, celle du puits Junex et al. Galt no 3 a une valeur du rapport Ts/Tm (4,59) qui se rapproche d'une valeur du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (tableau 3.11). La valeur de la réflectance estimée de la vitrinite pour les deux puits est la même, 1,14 et 1,11 % respectivement (tableau 3.11). Pour les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2, les valeurs du rapport Ts/Tm (1,84 et 1,53 respectivement) se rapprochent des valeurs du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 (tableau 3.11). Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite des puits Junex et al. Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2 et 16 et Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ont été calculées à partir des valeurs de la réflectance des autres puits situés à proximité. Une valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite a été calculée pour le même intervalle de profondeur ainsi que pour la même formation pour chaque puits. Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite pour ces trois puits se situent au début de la fenêtre à huile (valeurs entre 0,68 et 0,80 %; tableau 3.11). La valeur du rapport Ts/Tm de l'huile du puits P.O.T. no 16 (2,35) est semblable à celle de l'échantillon du Groupe de Mictaw (tableau 3.11). La valeur de la réflectance estimée de la vitrinite du puits P.O.T. no 16 est de 0,64 %, alors que celle de l'échantillon 31303 (Groupe de Mictaw) est de 0.93 % (tableau 3.11). Une explication de cette différence de réflectance est que les huiles du puits P.O.T. no 16 auraient migré. L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 a une valeur du rapport Ts/Tm (0,70) qui est proche de celle des échantillons 13164 (Formation d'Indian Cove) et 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille; tableau 3.11). La valeur de la réflectance estimée de la vitrinite du puits Pétro Gaspé Galt no 3 est la même que celle de l'échantillon 30959 (0,70 et 0,68 % respectivement; tableau 3.11). Par contre, elle diffère de celle de l'échantillon 13164 (1,0 %). Finalement, l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 a une valeur du rapport Ts/Tm (0,96) qui ne se rapproche d'aucune autre valeur.

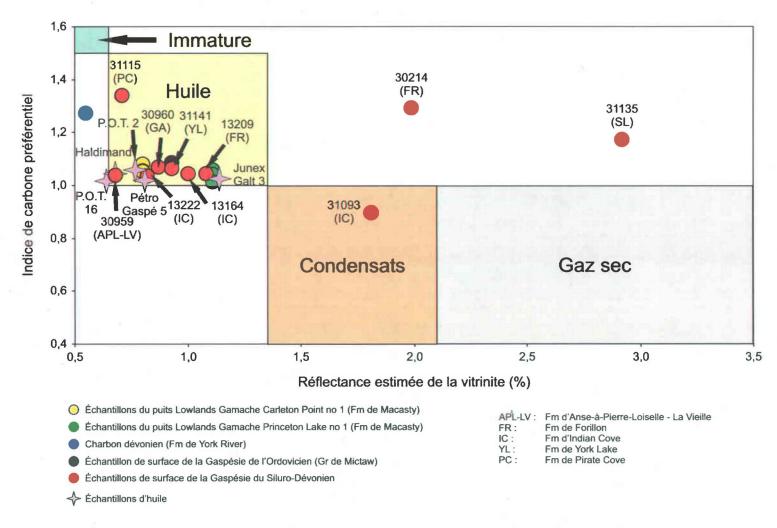


Figure 3.33 : Stades de génération des hydrocarbures des échantillons de surface et de puits en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de carbone préférentiel.

3.4.2.2- Indice de carbone préférentiel

L'indice de carbone préférentiel (CPI) est un paramètre qui peut être utilisé pour évaluer la maturation (Hunt, 1995). Cet indice fait un rapport entre l'abondance relative des alcanes normaux ayant un nombre de carbones impairs versus ceux ayant un nombre de carbones pairs (Peters et Moldowan, 1993). Le calcul se fait à partir de l'équation suivante :

Équation 3.5 : CPI =
$$[(C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}/C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}) + (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}/C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})]/2$$

Des valeurs inférieures à 1 indiquent que l'échantillon analysé est supramature en termes de génération d'huile (Hunt, 1995). Des valeurs entre 1 et 1,5 signifient que l'huile ou l'extrait organique est dans la fenêtre à huile, alors que des valeurs supérieures à 1,5 indiquent que l'échantillon analysé est immature (Hunt, 1995).

Le tableau 3.11 montre les valeurs de l'indice de carbone préférentiel pour les échantillons d'huile et de roche. Les valeurs de l'indice de carbone préférentiel se situent entre 0,9 et 1,35. Les résultats montrés dans le tableau 3.11 indiquent que la majorité des échantillons d'huile ou d'extrait organique analysés sont au seuil de la supramaturité. Seul un extrait provenant de la Formation d'Indian Cove serait véritablement supramature en termes de génération d'huile (échantillon 31093). Trois des extraits organiques indiquent que nos échantillons sont au milieu de la fenêtre à huile (tableau 3.11) : le charbon (échantillon 23525), un calcaire de la Formation de Forillon (échantillon 30214) et un mudstone provenant de la Formation de Pirate Cove (échantillon 31115).

La figure 3.33, quant à elle, présente les stades de génération des hydrocarbures atteints par les échantillons de surface et de puits en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice de carbone préférentiel. Les échantillons qui se trouvent à l'intérieur des champs de stades de génération des hydrocarbures ont un indice de carbone préférentiel qui dépend uniquement de la maturation atteinte. L'indice de carbone préférentiel est compatible avec la maturation. Les échantillons qui se situent au-dessus des champs des stades de génération des hydrocarbures indiquent qu'il y a eu migration

d'hydrocarbures moins matures que les hydrocarbures autochtones à la roche. La situation est inverse si les résultats d'analyses se situent en dessous des mêmes champs de stades de génération des hydrocarbures (apport d'hydrocarbures plus matures). En ce qui concerne le charbon dévonien de la Formation de York River, il y aurait eu une migration d'huile plus mature que celle générée par le charbon dans celui-ci, puisque la valeur de l'indice de carbone préférentiel (1,27; tableau 3.11) est inférieure à la valeur prévue par la maturation thermique (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 0,55 %; tableau 3.11). Les échantillons 30214 (Formation de Forillon) et 31135 (Formation de Saint-Léon) contiennent une huile qui est moins mature que la roche. Cette huile proviendrait d'une roche qui se trouve dans la fenêtre à huile, contrairement aux échantillons 30214 et 31135 qui se trouvent dans le stade à gaz sec (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite : 1,99 et 2,92 %).

En ce qui concerne l'échantillon 30214, sa valeur basse de l'indice de carbone préférentiel (1,29) confirme une fois de plus la présence de deux générations de migrabitume. En effet, sa valeur de la réflectance estimée de la vitrinite étant de 1,99 % (tableau 3.11), l'échantillon 30214 se trouve donc dans le stade à gaz sec. Puisque l'indice de carbone préférentiel indique que cet échantillon se trouve dans la fenêtre à huile, il y aurait donc une première génération de migrabitume qui aurait maturé jusqu'à près de 2,0 %, et une deuxième génération de migrabitume qui aurait migré après la maturation de la première. C'est cette deuxième génération de migrabitume qui se situe dans la fenêtre à huile.

Finalement, il se peut qu'il y ait eu une petite expulsion d'hydrocarbures des échantillons 13164 (Formation d'Indian Cove), 13209 (Formation de Forillon), 13222 (Formation d'Indian Cove), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille), 30960 (Formation de Gascons), 31141 (Formation de York Lake) ainsi que des échantillons des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Priniceton Lake no 1 (Formation de Macasty) et de l'échantillon du Groupe de Mictaw.

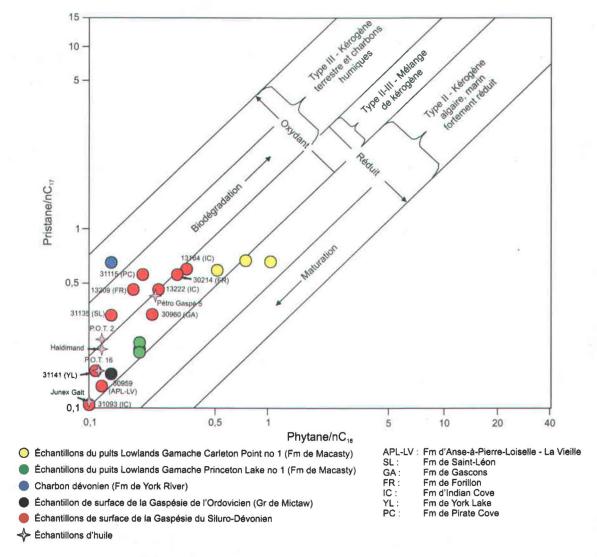


Figure 3.34 : Pristane/nC₁₇ versus phytane/nC₁₈ servant à déterminer le milieu de dépôt. Modifiée de Hunt (1995).

3.4.2.3- Pristane/nC₁₇ versus phytane/nC₁₈

Le rapport pristane/nC₁₇ versus le rapport phytane/nC₁₈ varie en fonction du milieu de dépôt, de la nature de la matière organique à l'origine de l'huile, de la maturation et du degré de biodégradation des échantillons d'huile ou d'extrait organique analysés. La figure 3.34 illustre cette relation.

Sur la figure 3.34, on remarque que les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 sont décalés par rapport à ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1. Ce décalage est dû au fait que les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 sont plus matures que ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1. Les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 suivent d'ailleurs la courbe de la maturation.

Les échantillons d'extrait organique 13209 (Formation de Forillon), 31115 (Formation de Pirate Cove), 31135 (Formation de Saint-Léon) et le charbon dévonien (Formation de York River) proviendraient d'un milieu oxydant et d'un kérogène de type III (terrestre). Tous les autres échantillons d'extrait organique ainsi que les échantillons d'huile se trouvent dans le champ de composition occupé par les milieux intermédiaires entre ceux qui sont oxydants et ceux qui sont réduits. La matière organique d'origine serait un mélange de kérogènes des types II et III. Par contre, les échantillons d'huile Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2 et Pétro Gaspé Galt no 5 et les échantillons 13164 et 13222 (Formation d'Indian Cove), 30214 (Formation de Forillon) et 30960 (Formation de Gascons) se situent à la limite entre les kérogènes de types II-III et III (figure 3.34). De plus, il y a un échantillon du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 qui se situe dans la zone du milieu réduit et il aurait un kérogène de type II. Un autre échantillon de ce puits se trouve à la limite entre les kérogènes de types II-III et II.

Les échantillons d'huile des puits Junex *et al.* Galt no 3 et P.O.T. no 16 auraient une composition similaire à celle des échantillons 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille), 31093 (Formation d'Indian Cove), 31141 (Formation d'Indian Cove) et 31303 (Groupe de Mictaw). Les échantillons 30959, 31093 et 31141 proviennent de roches siluro-dévoniennes, alors que l'échantillon 31303 provient d'une roche ordovicienne. Finalement, l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 aurait une composition semblable à celle des échantillons 13209 (Formation de Forillon), 13222 (Formation d'Indian Cove) et 30969 (Formation de Gascons). Ces échantillons de roche proviennent tous de roches siluro-dévoniennes.

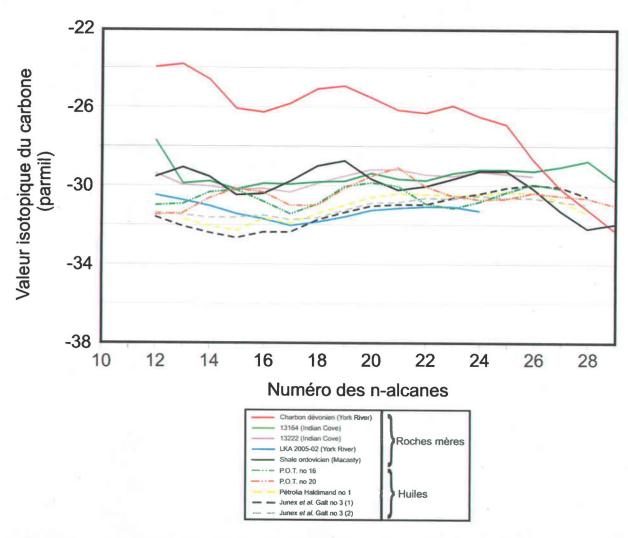


Figure 3.35 : Rapports isotopiques de carbone-13 pour des échantillons de roche et d'huile. Modifiée de Rodgers et al. (1998) et Roy (2004).

3.4.2.4- Composition isotopique

La figure 3.35 présente la variation des rapports isotopiques du carbone pour les alcanes normaux. Il a été prouvé que l'analyse de la composition isotopique est une méthode valable pour faire des corrélations huile – huile et huile – roche mère (Peters et Moldowan, 1993). La composition isotopique de l'huile est la même que celle de la roche mère (Hunt, 1995). Cinq échantillons d'extrait organique de roche mère (le charbon dévonien, un échantillon de la Formation de Macasty, deux échantillons de la Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) et un autre échantillon de la Formation de York River (LKA-2005-02; la localisation de cet échantillon est montrée à la figure 1.2)) et cinq échantillons d'huile (huiles des puits P.O.T. no 16 et 20, Junex *et al.* Galt no 3 et Pétrolia Haldimand no 1) ont été analysés. L'échantillon d'huile du puits Junex *et al.* Galt no 3 (1) a été pris à une profondeur de 1600 m, alors que l'échantillon d'huile de Junex *et al.* Galt no 3 (2) a été pris à une profondeur de 1686 m.

La plupart des échantillons d'huile et d'extrait sont dans la même gamme de valeurs de rapport isotopique. Il n'y a que le charbon dévonien de la Formation de York River qui montre une composition isotopique différente des autres échantillons. Les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1 et Junex *et al.* Galt no 3 présentent des courbes de rapport isotopique qui se ressemblent. Les courbes des huiles des puits P.O.T. no 16 et 20 sont très similaires. Pour les échantillons de roche, il n'y a que les échantillons de la Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) qui montrent des courbes de rapport isotopique semblables. Bien que tous les échantillons, excepté le charbon, se trouvent dans la même gamme de valeurs, aucune huile ni aucune roche mère n'a de courbes identiques.

Il est possible de vérifier par une méthode statistique que deux compositions isotopiques sont soit similaires ou différentes. La méthode statistique que nous avons utilisée est celle du test t de Student (www.pratiquesciences sociales.net/upload/fiche_test_student.pdf). Ce test sert à comparer les courbes entre elles deux par deux. Pour faire cette comparaison, la moyenne des différences d'écart entre les compositions isotopiques de deux échantillons est calculée. Cette différence peut soit être

grande ou petite. Théoriquement, cette différence suit une distribution t de Student. La distribution t de Student est semblable à une distribution normale mais est adaptée à de petits échantillons (moins de cent mesures; www.pratiquesciences sociales.net/upload/fiche test student.pdf). Si la valeur absolue de la différence moyenne des compositions isotopiques est plus grande que la valeur indiquée dans la table pour le nombre d'alcanes normaux sur lequel est calculé cette différence moins 1 (nombre de degré de liberté de la distribution t de Student; Snedecor et Cochran, 1967), les compositions isotopiques des deux huiles ou extraits organiques comparés sont différentes. Par contre, si la valeur absolue de différence moyenne est plus petite que celle de la table (Snedecor et Cochran, 1967), les compositions isotopiques des deux huiles ou extraits organiques peuvent être considérées comme statistiquement les mêmes. Les chances de se tromper étant, dans le cas présent, inférieur à une fois sur cent.

No échantillon	Moyenne	Écart-type moyenne	t Student	t table
13164 - 13222	0,15	0,13	1,22	2,533
13164 - Macasty	0,56	0,28	1,99	2,473
13222 - Macasty	-0,01	0,15	-0,08	2,533
LKA-2005-02 - Haldimand	-0,15	0,20	-0,72	2,634
LKA-2005-02 - Junex Galt 1	0,30	0,21	1,43	2,593
LKA-2005-02 - Junex Galt 2	-0,10	0,14	-0,50	2,593
Macasty - P.O.T. no 20	0,50	0,28	1,77	2,473
P.O.T. no 16 - P.O.T. no 20	-0,08	0,12	-0,67	2,510
Haldimand - Junex Galt 1	0,15	0,12	1,27	2,510
Haldimand - Junex Galt 2	0,01	0,08	0,13	2,510
Junex Galt 1 - Junex Galt 2	-0,14	0,13	-1,11	2,490

Tableau 3.12 : Résultats du test t de Student pour les échantillons qui sont significatifs.

Haldimand: Puits Pétrolia Haldimand no 1, Junex Galt 1: Puits Junex *et al.* Galt no 3 (1) et Junex Galt 2: Puits Junex *et al.* Galt no 3 (2). La moyenne représente la différence moyenne entre deux compositions isotopiques. Les valeurs de t table pour le niveau de probabilité donné, $\alpha = 0.01$, ont été prises dans Snedecor et Cochran (1967).

Le tableau 3.12 présente les comparaisons des paires de compositions isotopiques qui sont identiques. Tous les résultats du test t de Student se trouvent dans l'Appendice W.

L'huile du puits Pétrolia Haldimand no 1 et les deux huiles du puits Junex *et al.* Galt no 3 (Junex Galt 1 et Junex Galt 2) se ressemblent entre elles (tableau 3.12). Ces huiles ont une composition isotopique des alcanes normaux qui ressemble à celle de l'échantillon LKA-2005-02 de la Formation de York River. De plus, les huiles des puits P.O.T. no 16 et 20 ont des compositions isotopiques des alcanes normaux qui se ressemblent. Seule la composition isotopique des alcanes normaux du puits P.O.T. no 20 est semblable à celle de l'extrait de la Formation de Macasty. Finalement, les deux extraits de la Formation d'Indian Cove (13164 et 13222) ainsi que l'extrait de la Formation de Macasty ont des compositions isotopiques des alcanes normaux semblables.

3.4.4- Discussion sur les corrélations

Les huiles de tous les puits ont une composition d'hydrocarbures à dominance saturée (tableau 3.8). Cette composition est une caractéristique des huiles qui ont un haut degré de maturité et/ou de migration (Pelet *et al.*, 1986). De plus, puisque les huiles sont composées d'environ 60 % d'hydrocarbures saturés et que la moyenne des composés lourds totalise moins de 20 %, cela indique qu'elles sont dans la catégorie des huiles paraffiniques – naphténiques (Tissot et Welte, 1984).

La perte d'une partie de la fraction légère (huiles des puits P.O.T. no 16 et Pétro Gaspé Galt no 5) pourrait être due à de l'évaporation (Tissot et Welte, 1984). En effet, ces huiles ont été collectées à la tête de puits abandonnés qui s'écoulaient à la surface. L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 est, quant à elle, biodégradée, car elle présente une perte majeure de presque tous ses alcanes normaux (figure 3.26; Tissot et Welte, 1984). Par contre, cette huile n'est pas totalement biodégradée, car le pristane et le phytane (isoprénoïdes) sont encore visibles sur les chromatogrammes (Peters et Moldowan, 1993).

Si l'on compare les résultats obtenus pour le rapport pristane/phytane (tableau 3.9) avec ceux obtenus dans la figure 3.34, on s'aperçoit qu'il y a des différences entre les résultats du rapport pristane/phytane et ceux de la figure 3.34. En effet, les valeurs obtenues du rapport pristane/phytane pour les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3,

P.O.T. no 16 et Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 indiquent que leurs roches mères d'origine étaient marines (valeurs inférieures à 2; tableau 3.9). Par contre, ces valeurs ne fonctionnent pas parfaitement avec la figure 3.34, puisque d'après cette figure, aucune huile ne proviendrait seulement d'un milieu marin. Le tableau 3.9 a été interprété selon la méthode de Peters et Moldowan (1993), alors que la figure 3.34 a été interprétée selon la méthode de Hunt (1995). Les différences d'interprétation de nos résultats en fonction du tableau 3.9 et de la figure 3.34 sont dues au fait que Peters et Moldowan (1993) interprètent le rapport pristane/phytane d'une façon différente de celle de Hunt (1995). Les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ne proviendraient donc pas seulement de roches mères d'origine marine, tel que vu dans le diagramme ternaire (figure 3.27). Par conséquent, la figure 3.34 (pristane/nC₁₇ versus phytane/nC₁₈) serait plus proche de la réalité que la signification des chiffres obtenus qui est expliquée par Peters et Moldowan (1993). Les résultats de la figure 3.34 et du diagramme ternaire (figure 3.27) se rapprochent au niveau des environnements de dépôt.

L'absence de stéranes de type C₃₀ indique clairement que tous nos extraits organiques et d'huiles provenant de puits ne sont pas post-dévoniens. L'interprétation de l'âge des ces huiles ne peut pas aller beaucoup plus loin à partir de la composition des stéranes. Le ratio entre la proportion des C28/C29, un indicateur d'âge (Waples et Machihra, 1993) est incohérent. Toutefois, l'interprétation des stéranes réguliers C₂₇, C₂₈ et C₂₉ a révélé que les échantillons d'huile et de roche se séparaient en deux groupes. Le premier groupe d'extraits organiques proviendrait de milieux marins et estuariens, alors que le deuxième groupe proviendrait de milieux plus terrestres (figure 3.27). Les roches ordoviciennes se retrouvent seulement dans le groupe des milieux marins. Il y a aussi des roches dévoniennes dans ce groupe. Les indices d'huile des puits gaspésiens, qui proviennent tous de successions dévoniennes, se distribuent dans les deux groupes. Pour les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5, elles auraient comme origine une roche mère silurienne ou dévonienne. Pour les autres huiles (celles des puits Junex et al. Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16), il est impossible de distinguer les huiles provenant des roches ordoviciennes et celles qui proviennent de roches dévoniennes.

En ce qui concerne les rapports de maturation 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$, ils ont montré qu'il y avait une bonne corrélation entre eux et avec la réflectance estimée de la vitrinite (figure 3.30). Ils peuvent donc être utilisés pour déterminer la maturation des échantillons. Toutefois, la combinaison de ces deux rapports ne peut toutefois fonctionner que lorsque la maturation thermique ne dépasse pas le milieu de la fenêtre à huile (Hunt, 1995). Il n'y a donc que six extraits organiques de roche qui donnent des résultats intéressants.

Les seuls échantillons pour lesquels les valeurs des rapports coïncident avec le rang de maturation sont 13222 (Formation d'Indian Cove), 23525 (Formation de York River), 30959 (Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle — La Vieille) ainsi que tous les échantillons de la Formation de Macasty du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1. L'échantillon 23525 est le seul qui provient d'une succession immature. L'échantillon 30959 indique que la Formation d'Anse-à-Pierre-Loiselle — La Vieille est au début de la fenêtre à huile, alors que la Formation d'Indian Cove, d'où provient l'échantillon 13222, et la Formation de Macasty, dans le puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1, sont au milieu de la fenêtre à huile.

Les résultats de l'échantillon 30214 (Formation de Forillon) ont montré qu'il y avait deux générations de migrabitume dans cet échantillon. La première génération a atteint des valeurs de réflectance d'environ 2,0 %, alors que la deuxième génération de migrabitume a migré après que la première génération ait maturé. Les valeurs de réflectance de la deuxième génération de migrabitume se situraient entre 0,55 et 0,7 %. Ce phénomène a été observé avec le rapport 20S/(20R + 20S) et avec l'indice de carbone préférentiel. Le fait d'avoir une valeur basse du rapport 20S/(20R + 20S) (0,28) et une valeur élevée de la réflectance estimée de la vitrinite (1,99 %) ne peut être expliqué que par la présence de deux générations de migrabitume.

Les échantillons 31303 (Groupe de Mictaw) et ceux des puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 (Formation de Macasty) ont des valeurs de rapport Ts/Tm qui sont élevées (entre 1,89 et 6,17). Ces valeurs confirment que ces roches sont des shales. De plus, les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 et 31303 montrent des valeurs de rapport Ts/Tm plus

élevées, puisqu'ils sont plus matures que ceux du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 (tableau 3.11).

Les valeurs 7,45 et 3,44 du rapport Ts/Tm pour les échantillons 13209 et 31141 des formations de Forillon et York Lake sont anormalement élevées pour des calcaires. Une explication possible pour cette valeur est que la valeur du Eh était basse (Peters et Moldowan, 1993). L'échantillon 30214 de la Formation de Forillon a une valeur de rapport Ts/Tm très basse pour un shale (0,30). Ceci est dû au fait qu'il est supramature en termes de génération d'huile. Les valeurs élevées du rapport Ts/Tm pour les puits Junex et al. Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16 indiqueraient que leur origine serait un shale. Pour les puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5, leur origine serait probablement un calcaire. Puisque l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 n'est que légèrement biodégradée, le rapport Ts/Tm n'est pas influencé. Le Ts et le Tm, qui sont des hopanes, commencent à être attaqués que lorsqu'une huile n'est que très fortement biodégradée (Hunt, 1995).

Dans le cas de la détermination du milieu de dépôt par le rapport pristane/nC₁₇ versus phytane/nC₁₈ (figure 3.34), les huiles et les extraits de roche proviendraient, pour la majorité, de milieux intermédiaires, entre les milieux oxydants et réduits. Le kérogène serait un mélange des types II et III. Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, et P.O.T. no 2 et 16 ont une composition similaire à celle des roches ordoviciennes (Groupe de Mictaw) ainsi qu'à celle des roches siluro-dévoniennes (formations d'Anse-à-Pierre-Loiselle – La Vieille et d'Indian Cove). Par contre, l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 a une composition similaire à celle des roches siluro-dévoniennes seulement (formations de Gascons, de Forillon et d'Indian Cove). Ces résultats corroborent les conclusions que l'on peut tirer du diagramme ternaire de la composition des stéranes C₂₇ à C₂₉.

Les échantillons d'huiles et d'extraits de roche ont presque tous des valeurs d'indice de carbone préférentiel supérieures à 1. Le seul échantillon ayant une valeur inférieure à 1 est le 31093 de la Formation d'Indian Cove (tableau 3.11). Cette valeur indique que la roche mère de cette huile était au stade supramature en termes de

génération d'huile (la valeur de la réflectance estimée de la vitrinite est de 1,81 %; Hunt, 1995). Toutes les autres analyses indiquent que les roches mères étaient matures (valeurs de l'indice de carbone préférentiel entre 1,0 et 1,35) lorsqu'elles ont généré ces huiles. Elles étaient donc toutes dans la fenêtre à huile potentielle (Hunt, 1995).

Par contre, les roches analysées ne sont pas toutes dans la fenêtre à huile potentielle lorsque l'on regarde les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (tableau 3.11). En plus de l'échantillon 31093, les échantillons 30214 (Formation de Forillon) et 31135 (Formation de Saint-Léon) sont aussi supramatures en termes de génération d'huile (les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont de 1,99 et 2,92 % respectivement). Finalement, l'échantillon 23525 (charbon dévonien de la Formation de York River) est immature (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 0,55 %). Par conséquent, l'indice de carbone préférentiel ne donne pas toujours le bon niveau de maturation (Peters et Moldowan, 1993; Hunt, 1995).

En ce qui concerne l'échantillon 30214 (Formation de Forillon), les résultats des biomarqueurs ne fonctionnent pas. Ceci serait probablement dû au fait que cet échantillon est supramature en termes de génération d'huile (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 1,99 %) et qu'il contient deux générations de migrabitume.

Finalement, pour ce qui est de la composition isotopique des alcanes normaux, aucune huile ne montre une courbe qui ressemble en tous points à celle d'un extrait de roche, même si toutes les courbes, sauf celle du charbon dévonien, varient dans la même gamme de valeurs (figure 3.35). Par contre, on observe des ressemblances entre les courbes de composition isotopique des huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1, Junex *et al.* Galt no 3 et P.O.T. no 16 et 20 ainsi qu'entre les extraits de roche des échantillons 13164 et 13222 (Formation d'Indian Cove) et celui de l'échantillon de la Formation de Macasty.

3.5- Discussion

Les résultats d'analyses du carbone organique total (COT) sur les roches brutes montrent que la grande majorité des successions paléozoïques de la Gaspésie sont pauvres en matière organique. Par contre, dans le cadre de cette étude, les analyses de Rock Eval sur les roches brutes ont permis de déterminer qu'il y a quelques roches mères à hydrocarbures potentielles en Gaspésie. Dans le cadre de cette étude, les roches mères à hydrocarbures potentielles sont soit ordoviciennes (Groupe de Mictaw) ou silurodévoniennes. Dans les unités siluro-dévoniennes, on retrouve les formations de Forillon, de Mann et de York River. Le fait que la Formation de Mann puisse être localement une roche mère potentielle à hydrocarbures est nouveau dans la littérature. Puisqu'il n'y a qu'une seule valeur élevée de COT pour la Formation de Mann, il serait bon de faire d'autres analyses sur cette formation dans le secteur Ouest de la région Sud pour vérifier s'il n'y a pas d'autres valeurs élevées de COT. Pour le Groupe de Mictaw, il y a cinq échantillons sur sept qui ont des valeurs de COT supérieures à 1,0 % (Appendice E). Ce groupe serait donc favorable à la production d'huile à plus de 70 %. Dans cette étude, les formations siluro-dévoniennes ne seraient que localement des roches mères à hydrocarbures. Il n'y a souvent qu'un ou deux échantillons par secteur étudié qui ont des valeurs de COT supérieures à 1,0%.

Dans les travaux antérieurs, plusieurs autres formations sont déjà considérées comme des roches mères potentielles à hydrocarbures. Ces roches sont soit ordoviciennes ou dévoniennes. Le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle, les formations de Grosses-Roches, de Rivière Ouelle et le Mélange de Cap-Chat sont les roches mères potentielles ordoviciennes de la Zone de Humber (Bertrand et *al.*, 2003). Dans le secteur Ouest de la région Nord de la Gaspésie, le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle peut atteindre des valeurs de COT de 2,7 % (Bertrand et Malo, 2003; Roy, 2004). Il est donc favorable à la production d'huile. Par contre, le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle n'atteint que localement des valeurs élevées de COT (Bertrand et Malo, 2003; Roy, 2004). Dans la Zone de Humber, les roches cambro-ordoviciennes peuvent atteindre des valeurs de près de 1,6 % (Bertrand *et al.*, 2003).

Pour les roches dévoniennes, il y a les formations de Forillon et de York River qui peuvent être localement potentiellement des roches mères à hydrocarbures. Pour la Formation de Forillon, elle est favorable à la production de gaz dans le secteur des Monts Berry (valeurs de COT de 0,7 % environ; Bertrand et Malo, 2003) et dans le secteur Est de la région Nord (valeur de COT de 0,6 %; Bertrand et Malo, 2001). La Formation de Forillon est aussi favorable à la production d'huile dans le secteur Ouest de la région Nord (valeur de COT de 1,7 %; Roy, 2004) et dans le secteur Est de la région Nord (valeurs de COT de 1,6 %; Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Pour la Formation de York River, elle est favorable au gaz dans le secteur des Monts Berry (valeur de COT de 0,7 %; Bertrand et Malo, 2003), mais elle est favorable à l'huile dans le secteur Est de la région Nord de la Gaspésie (valeurs de COT peuvent atteindre plus de 5,0 %; Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001).

Finalement, la formation de Popelogan et le Membre de Ritchie Brook (Formation de Boland Brook) sont localement des roches mères potentielles à hydrocarbures dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick (Bertrand et Malo, 2004a). La Formation de Popelogan est d'âge Ordovicien moyen et elle est équivalente au Groupe de Mictaw. L'âge de la Formation de Boland Brook est de l'Ordovicien tardif (Wilson *et al.*, 2004). La Formation de Boland Brook est un équivalent de la Formation de Garin (Wilson *et al.*, 2004). La Formation de Popelogan peut atteindre localement une valeur de COT de 1,8 %, tandis que dans le Membre de Ritchie Brook les valeurs de COT atteignent localement 0,7 et 1,5 % (Bertrand et Malo, 2004a).

Les analyses de Rock Eval effectuées à l'IFP sur des échantillons de Macasty de l'île d'Anticosti ont confirmé les études précédentes qui démontrent que la Formation de Macasty est une bonne roche mère (Bertrand, 1987; 1990). Les échantillons du puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1 indiquent que cette formation est encore une très bonne roche mère à huile, tandis que les échantillons du puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 montrent que la Formation de Macasty n'est plus qu'une bonne roche mère à huile. Ce déclassement de la qualité des roches de la Formation de Macasty dans le puits Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 est dû à une maturation thermique plus élevée dans ce puits que dans le puits Lowlands Gamache Carleton Point no 1.

No échan- tillon	Formation/groupe	Puits	Profondeur (pieds)	Туре	Maturité	Présence d'hy- drolyse/oxydation
13209	Forillon		Surface	II	Mature	Oui
23525	York River		Surface	II-III	Immature	Non
30214	Forillon		Surface	II-III	Supramature	Non
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		Surface	II	Mature	Non
31093	Indian Cove		Surface	II-III	Supramature	Oui
31115	Pirate Cove		Surface	III	Mature	Oui
31135	Saint-Léon		Surface	II-III	Supramature	Oui
31141	York Lake		Surface	II-III	Mature	Oui
31303	Mictaw		Surface	II	Mature	Non
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	I-II	Mature	Non
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	I-II	Mature	Non
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	I-II	Mature	Non
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	I-II	Mature	Non
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	I-II	Mature	Non
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	I-II	Mature	Non

Tableau 3.13 : Résumé du type de matière organique, de la maturation et de l'hydrolyse probable du kérogène dans le milieu de dépôt ou au cours de la diagenèse. LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

Le tableau 3.13 fait un résumé du type de matière organique, de la maturité et de la présence du phénomène d'hydrolyse et/ou d'oxydation du kérogène après la diagenèse ou par météorisation dans les échantillons pour lesquels le kérogène a été extrait. Pour déterminer le type de matière organique dans toutes les roches mères potentielles identifiées, 1) les résultats du Rock Eval, 2) les résultats d'analyses élémentaires (CHO) mis sur un diagramme van Krevelen, 3) les interprétations déduites des chromatogrammes obtenus par des analyses de S₂ analyseur, 4) les résultats de la pétrographie sur lame de kérogène, et 5) les résultats des études antérieures (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001; Roy, 2004) ont été utilisés. La maturation, quant à elle, a été déterminée à partir des valeurs de réflectance des divers types de kérogène (zooclastes, migrabitume et phytoclastes), traduits en termes de réflectance de la vitrinite et d'analyses de Rock Eval sur les roches brutes. Le phénomène d'hydrolyse et/ou d'oxydation a été déterminé par le déplacement des échantillons dans le diagramme van Krevelen par rapport à la réflectance estimée de la vitrinite (figure 3.19). Par contre, puisqu'il y a un déplacement en hydrogène et en oxygène, ce serait plus de l'hydrolyse que de l'oxydation (Tissot et

Welte, 1984). Ce déplacement en hydrogène et en oxygène peut avoir un impact sur la détermination de la nature du kérogène. Par exemple, l'échantillon 31093 (Formation d'Indian Cove) aurait un kérogène de type III selon la figure 3.19. Par contre, puisqu'il a subi de l'hydrolyse, sa position réelle devrait être près de l'échantillon 30214, soit à l'endroit où les trois courbes se rejoignent puisqu'il est supramature en termes de génération d'huile (réflectance estimée de la vitrinite : 1,81 %). Finalement, il a été déterminé que l'échantillon 31093 a un kérogène des types II et III et non pas seulement de type III. Globalement, les kérogènes des échantillons analysés dans le cadre de ce projet sont de type II, de type III ou un mélange de ces deux types. Toutefois, la matière organique de la Formation de Macasty, considérant le rang de maturation thermique atteint par les successions échantillonnées, serait un mélange des types I et II.

Les mêmes analyses de Rock Eval ont été effectuées par deux laboratoires différents, celui de la CGC à Calgary et celui de l'IFP à Paris. Les résultats des deux laboratoires montrent certaines différences, mais qui ne sont significatives que pour des roche très pauvres et non-roches mères. Ces différences se voient sur plusieurs paramètres : COT, S₂, T_{max}, potentiel génétique (figures 3.7, 3.8, 3.9 et 3.10). Toutefois, ces différences ne sont importantes que pour la T_{max} qui fonctionne mal peu importe le laboratoire. Ces différences ont peu d'impact sur l'interprétation du potentiel en huile et en gaz, mais en ont sur la nature du kérogène présent dans les roches et sur la maturation thermique qui est attribuée aux formations des échantillons analysés.

Les analyses de biomarqueurs montrent un chevauchement de la composition des huiles et des extraits de roche des successions ordoviciennes et siluro-dévoniennes. La meilleure séparation est obtenue avec la composition des stéranes. Bien que plusieurs huiles (Pétrolia Haldimand no 1, Junex et al. Galt no 3 et P.O.T. no 2) montrent une composition très similaire aux extraits de roche provenant de successions ordoviciennes (Formation de Macasty et Groupe de Mictaw), il n'y a qu'une huile qui montre une composition comparable aux extraits tirés des successions dévoniennes (Pétro Gaspé Galt no 5). La distribution des alcanes normaux sur des chromatogrammes en phase gazeuse confirme cette relation. Toutefois, des extraits de roches dévoniennes (formations de

Forillon et de York Lake) montrent des compositions en stéranes très similaires aux formations ordoviciennes. L'origine des extraits de roche dans ces échantillons est la question qui reste en suspens : sont-ils autochtones à ces formations dévoniennes ou résultent-ils d'une saturation en huile qui provient de plus bas dans la stratigraphie, présument de l'Ordovicien ?

Il est donc difficile de distinguer les huiles d'origine ordovicienne de celles qui sont d'origine silurienne ou dévonienne. Il y a plusieurs raisons au fait qu'il soit difficile de distinguer l'origine des huile. La première raison est que la nature de la matière organique pouvant produire potentiellement la majorité de l'huile est la même entre l'Ordovicien, le Silurien et le Dévonien. On retrouve, entre autre, les mêmes algues (Gloeocapsomorpha prisca, Botryococcus, Tasmanites) à ces différentes époques (Combaz, 1980). La deuxième raison est qu'il soit possible que certaines huiles soient un mélange d'huiles provenant de roches ordoviciennes et de roches siluro-dévoniennes. La distribution des alcanes normaux dans l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 le suggère (Appendice R). L'échantillon 31141 (Formation de York Lake) montre une distribution des alcanes normaux similaire à Pétro Gaspé Galt no 5 et sa composition en stéranes est anormale par rapport à la majorité des extraits de roches siluro-dévoniennes. Finalement, la dernière raison est que la composition des huiles ait changée avec la maturation et la biodégradation. Il est alors impossible de déterminer l'origine des huiles.

Les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1, Junex *et al.* Galt no 3 et P.O.T. no 2 et 16 sont d'origine marine, tandis que celle puits Pétro Gaspé Galt no 5 est au moins partiellement d'origine terrestre. Les caractéristiques de l'huile obtenue du puits Pétro Gaspé Galt no 3, surtout la quasi-disparition des alcanes normaux, indiquent clairement de la biodégradation. Par conséquent, les résultats sur les biomarqueurs de cette huile ne peuvent être utilisés pour déterminer son origine.

CHAPITRE 4 MODÉLISATION

Trop de lecture peut étouffer le génie.

Jean le Rond d'Alembert



CHAPITRE 4 MODÉLISATION

4.1- Cinétique de la dégradation et de la conservation du kérogène

4.1.1- Notions théoriques

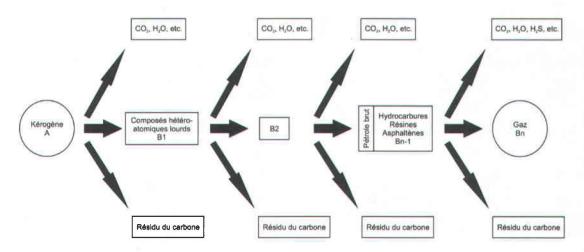


Figure 4.1 : Schéma général de dégradation du kérogène. Modifiée de Tissot et Espitalié (1975) d'après le modèle de Tissot (1969).

La figure 4.1 présente le schéma général de la dégradation du kérogène. Le kérogène étant une macromolécule composée de chaînes et de groupes fonctionnels, les liens entre ces chaînes et ces groupes peuvent être brisés lorsque la profondeur d'enfouissement et la température augmentent (Tissot et Welte, 1984). Lorsque ces liens sont brisés, il y a alors production de nouveaux produits, qui sont d'abord des composés hétéroatomiques lourds et des corps simples comme de l'eau et du gaz carbonique (CO₂). Plus il y a de ruptures de liens, plus les molécules organiques deviennent petites, jusqu'à ce qu'elles forment des hydrocarbures. Un modèle mathématique de la génération du pétrole a été introduit en premier par Tissot (1969). Ce modèle était basé sur les cinétiques de la dégradation du kérogène suivant le schéma de la figure 4.1. Les

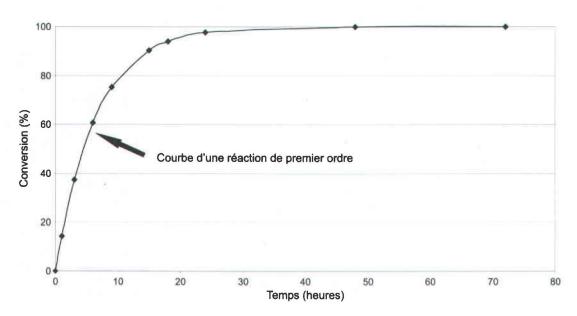


Figure 4.2 : Exemple d'un graphique servant à déterminer si la réaction est d'ordre 1. Cet exemple représente le craquage thermique du nC₂₅ à une température de 400 °C. Tirée de Béhar et Vandenbroucke (1996).

cinétiques de dégradation sont différentes d'un type de kérogène à l'autre, puisqu'il y a des différences dans la composition chimique des différents types de kérogène (Tissot et Welte, 1984).

La réaction de décomposition d'un réactif donné se fait selon la réaction :

Équation 4.1 :
$$\frac{dC}{dt} = -kC^n$$

où C est la concentration de kérogène en fonction du temps (t), n est l'ordre de la réaction et k est la constante de vitesse qui dépend de la température. L'ordre de la réaction est déterminé de façon expérimentale. Pour déterminer si la réaction est d'ordre 1, il suffit de placer sur un graphique le temps (en heures) versus le pourcentage de conversion du réactif en hydrocarbures (figure 4.2) Plusieurs études portant sur le craquage des hydrocarbures saturés et aromatiques ont démontré que cette réaction est en général d'ordre 1 (Béhar et Vandenbroucke, 1996; Béhar et al., 1999; 2002). Cependant, des études ont démontré que l'ordre d'une réaction peut être différent de 1 et qu'il peut changer en fonction de la température et de la composition du système (Scacchi et al., 1980; Savage et al., 1989; Dominé, 1991). Par contre, dans le cas du craquage du kérogène, l'ordre 1 est imposé.

La constante de vitesse de dégradation varie avec la température selon la loi d'Arrhenius :

Équation 4.2 :
$$k = Ae^{-E/RT}$$

où les paramètres cinétiques sont le facteur de fréquence (A : décrit le taux de formation des hydrocarbures en s⁻¹) et l'énergie d'activation (E : représente la quantité de chaleur requise pour dégrader un composant en kcal/mol). R est la constante des gaz parfaits (8,314 × 10⁻³ kJ/molK ou 1,986 cal/molK) et T est la température absolue (en Kelvin; Tissot, 1969). Dans la nature, la température augmente en fonction de l'enfouissement qui est fonction du temps et du taux de la subsidence (Tissot et Welte, 1984). Cependant, avant de calculer les valeurs de l'énergie d'activation et du facteur de fréquence, il faut déterminer la valeur de la constante de vitesse de dégradation.

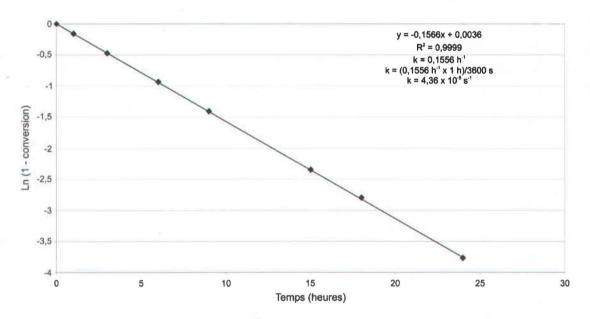


Figure 4.3 : Exemple d'un graphique utilisé pour le calcul de la vitesse de dégradation du kérogène. Cet exemple représente le craquage thermique du nC₂₅ à une température de 400 °C. Cette figure représente le logarithme de la courbe de la figure 4.2. Tirée de Béhar et Vandenbroucke (1996).

Le paramètre k est aussi fonction du temps. Il y a deux façons de déterminer la constante de vitesse de dégradation à partir du taux de conversion du kérogène, soit par la perte de poids du réactif ou par la valeur du S₂ mesurée par l'appareil de Rock Eval 6.

Lorsque normalisée, la quantité résiduelle de réactif est donc égale à 1 moins le taux de conversion. Un graphique est alors construit à partir du temps (en heures) et du logarithme naturel de 1 moins le taux de la conversion, sachant que :

Équation 4.3 :
$$\log k = (1 - \text{conversion})$$

La figure 4.3 montre un exemple de ce type de graphique pour une température donnée. La vitesse de dégradation d'un réactif à cette température est la valeur de la pente de la droite qui intercepte l'ordonnée à l'origine. La vitesse de dégradation d'un réactif étant aussi fonction de la température, pour avoir la gamme la plus étendue de vitesses de conversion, il est nécessaire de faire plusieurs expériences avec différentes températures (Béhar et Vandenbroucke, 1996).

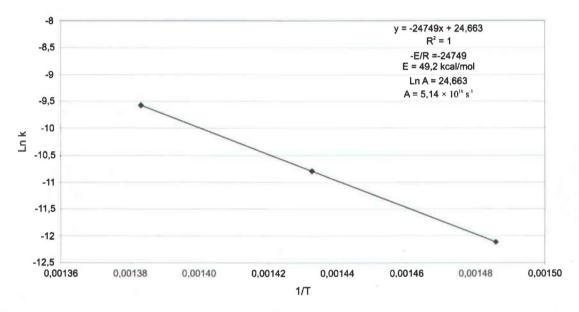


Figure 4.4: Exemple d'un diagramme d'Arrhenius. Exemple pour le 9-méthylphénanthrène. Tirée de Béhar *et al.* (1999).

Les vitesses de dégradation ayant été déterminée au laboratoire à plusieurs températures, les valeurs de A et de E peuvent alors être déterminées par le diagramme d'Arrhenius, c'est-à-dire que les valeurs de 1/T (T étant la température) sont mises en abscisse alors que les valeurs du logarithme naturel de k sont mises en ordonnée ($\ln k = \ln A - E/RT$). Le diagramme se fait souvent avec quatre températures différentes et, donc, avec quatre vitesses de dégradation (Béhar *et al.*, 1999). L'énergie d'activation sera donc

déterminée par la pente de l'équation de la droite, car E/R est égal à la pente, tandis que le logarithme naturel du facteur de fréquence sera la valeur de l'ordonnée à l'origine. La figure 4.4 montre un exemple d'un diagramme d'Arrhenius. Par contre, il est important que le diagramme d'Arrhenius montre une excellente linéarité (Béhar et Vandenbroucke, 1996; Béhar *et al.*, 1999; 2002). Si cette condition n'est pas respectée, les valeurs de l'énergie d'activation et du facteur de fréquence ne pourront pas être calculées.

À partir de la loi d'Arrhenius, les valeurs de l'énergie d'activation et du facteur de fréquence d'un kérogène peuvent alors être déterminées à partir des données expérimentales. La constante de vitesse de dégradation du kérogène et le taux de conversion en hydrocarbures, le logarithme de k, peuvent à leur tour être calculés pour des conditions géologiques de température. Il est important de ne pas minimiser les erreurs dans la partie laboratoire, puisque toute erreur produite va se propager dans les applications géologiques.

4.1.2- <u>Acquisition expérimentale des paramètres cinétiques de la dégradation et de la conversion du kérogène en hydrocarbures</u>

Trois stades de dégradation du kérogène sont déterminés. Le premier a lieu lorsque les températures sont inférieures à 350 °C. Il y a alors une petite perte de poids du kérogène, due à la production d'eau et de CO₂. Ce stade corrèle avec celui de la diagenèse et il correspond au stade immature des hydrocarbures (pouvoirs réflecteurs inférieurs à 0,5 %; Héroux *et al.*, 1979; Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995). Le deuxième stade se produit à des températures entre 350 et 470-500 °C. C'est le principal stade de dégradation du kérogène. La perte de poids est à son maximum. Ce stade correspond à la catagenèse et il correspond aux stades de la fenêtre à huile (pouvoirs réflecteurs entre 0,65 et 1,35 %), des condensats (pouvoirs réflecteurs entre 1,35 et 2,10 %) et à gaz sec (pouvoirs réflecteurs entre 2,10 et 2,50 %; Héroux *et al.*, 1979; Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995). Finalement, le dernier stade a lieu lorsque les températures sont supérieures à 470-500 °C. Il y a une perte de poids qui se fait jusqu'à 600 °C. Cette perte est très

No échan-	Formation	Puits	Profondeur	СОТ	(%)	S2	IH	T _{max}	CR	IO	Type	Oxydé	Hydrolysé
tillon			(pieds)	RB	KD	(mg/g)	(mg/gC)	(°C)	(%)	(mg/gC)	MO		
13209	Forillon		Surface	0,46	33,70	84,6	251	437	25,88	8	II	Non	Oui
23525	York River		Surface	54,43	71,78	285,6	398	430	46,39	7	II-III	Non	Non
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	5,13	53,01	273,6	516	433	29,50	5	П	Non	Non

Tableau 4.1 : Résultats des analyses de Rock Eval des kérogènes des trois échantillons choisis pour les analyses de cinétique. COT : Carbone organique total, RB : Roche brute, KD : Kérogène, IH : Indice d'hydrogène, T_{max} : Température maximale de pyrolyse au pic S₂, CR : Carbone résiduel, IO : Indice d'oxygène, MO : Matière organique et LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1.

petite et très lente. Ce stade corrèle avec la métagenèse et il correspond au stade à gaz sec (pouvoirs réflecteurs supérieurs à 2,50 %; Héroux *et al.*, 1979; Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995).

Les paramètres cinétiques du craquage du kérogène ont été déterminés par les données expérimentales obtenues par la maturation artificielle du kérogène. Cette maturation est réalisée dans un système de pyrolyse qui est soit ouvert ou soit fermé (Béhar *et al.*, 1997). Dans le cas de cette étude, la pyrolyse a été faite en milieu ouvert, en utilisant l'appareil de Rock Eval 6. La température de chauffe se situait entre 300 et 700 °C. Les résultats sont ensuite placés dans le logiciel GeoKin pour obtenir les paramètres cinétiques qui seront utilisés pour la modélisation.

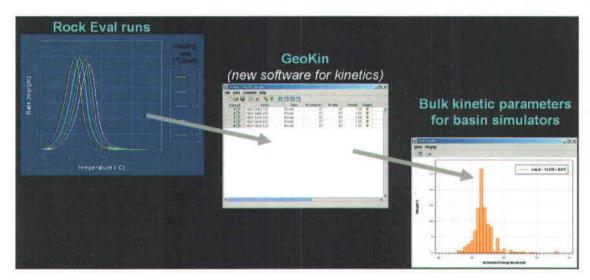


Figure 4.5 : Exemple d'un échantillon analysé par cinétique globale et qui a ensuite été modélisé.

Pour pouvoir construire un diagramme d'Arrhenius, il faut avoir plusieurs vitesses de chauffe. Les vitesses de chauffe sont de 2, 5, 10, 15 et 25 °C par minute. Les données obtenues au laboratoire sont ensuite entrées dans un système d'optimisation qui permet, en imposant un ordre 1 de la loi d'Arrhenius, de calculer une distribution d'énergie d'activation pour un facteur de fréquence constant. Un exemple est montré à la figure 4.5. De plus, les valeurs du potentiel partiel total peuvent être déduites. Le potentiel partiel total représente la proportion d'hydrocarbures qui est générée dans une gamme d'énergie d'activation (E) par rapport à la quantité totale d'hydrocarbures générés par le kérogène.

Puisque les kérogènes peuvent varier considérablement dans leur composition, il y a des différences dans leurs cinétiques de dégradation, incluant les taux de réaction (Hunt, 1995). Ainsi, il est impossible de déterminer un seul et unique paramètre pour la génération des hydrocarbures des divers types de roche mère (Tissot et Welte, 1984).

L'étude géochimique a permis de mettre en évidence deux types de matière organique (II et III) ainsi qu'un phénomène d'hydrolyse pour les types II à l'échelle régionale. Aussi, pour déterminer les potentiels en hydrocarbures de la région étudiée, il est indispensable de les calculer à partir d'échantillons immatures non oxydés et non hydrolysés et d'échantillons immatures hydrolysés de type II. Pour cela, trois échantillons ont été sélectionnés et les données géochimiques sont récapitulées dans le tableau 4.1. Ces données ont été obtenues lors des analyses de Rock Eval 6 sur les kérogènes des trois échantillons choisis, soit les échantillons 13209, un calcaire de la Formation de Forillon, 23525, un charbon dévonien de la Formation de York River, et 31357, un shale de la Formation de Macasty provenant du puits Lowland Gamache Carleton Point no 1 (voir le chapitre précédent).

Le charbon a été choisi pour représenter les niveaux riches en matière organique de la Formation de York River. De plus, ce charbon est immature (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 0,55 %), ce qui est utile pour les analyses de cinétique. Il n'y a pas beaucoup d'autres roches en Gaspésie qui sont riches en matière organique et qui sont immatures. Le charbon a la même composition en matière organique que les autres roches de la Formation de York River (Bertrand, 1987; Bourque et al., 2003). Les échantillons des formations de Forillon (13209) et de Macasty (31357) sont de type II, alors que l'échantillon de la Formation de York River (23525) est un mélange des types II et III. L'échantillon de la Formation de York River est immature (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 0,55 %), alors que les échantillons des formations de Forillon et de Macasty sont matures (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite : 1,08 et 0,80 %, respectivement). Aucun échantillon n'est oxydé. Par contre, l'échantillon 13209 a, quant à lui, été hydrolysé (voir le Chapitre 3, Section 3.2.5). Les valeurs de COT pour les roches brutes sont de 54,43 % pour l'échantillon de York River, de 5,13 % pour l'échantillon de Macasty et de 0,48 % pour l'échantillon de Forillon (les valeurs de COT sont celles obtenues dans les laboratoires de l'IFP).

Énergie d'activation	13209 (Fm de Forillon,	type II hydraté)	31357 (Fm de Maca	asty, type II)	23525 (Fm de York R	River, type II-III)
(kcal/mol)	Coefficient d'Arrhenius	Potentiel partiel	Coefficient d'Arrhenius	Potentiel partiel	Coefficient d'Arrhenius	Potentiel partie
12	(s ⁻¹)	(%)	(s ⁻¹)	(%)	(s ⁻¹)	(%)
40	$1,2 \times 10^{14}$	0,36	$1,2 \times 10^{14}$	0,16	9.9×10^{15}	0,03
42	$1,2 \times 10^{14}$	0,40	$1,2 \times 10^{14}$	0,20	9.9×10^{15}	0,04
44	$1,2 \times 10^{14}$	0,75	$1,2 \times 10^{14}$	0,43	9.9×10^{15}	0,06
46	$1,2 \times 10^{14}$	1,20	$1,2 \times 10^{14}$	0,90	9,9 × 10 ¹⁵	0,10
48	$1,2 \times 10^{14}$	1,91	$1,2 \times 10^{14}$	1,57	$9,9 \times 10^{15}$	0,19
50	$1,2 \times 10^{14}$	4,59	$1,2 \times 10^{14}$	4,16	$9,9 \times 10^{15}$	0,38
52	$1,2 \times 10^{14}$	6,64	$1,2 \times 10^{14}$	7,70	$9,9 \times 10^{15}$	0,77
54	$1,2 \times 10^{14}$	55,94	$1,2 \times 10^{14}$	64,10	9.9×10^{15}	1,43
56	$1,2 \times 10^{14}$	23,06	1.2×10^{14}	15,19	$9,9 \times 10^{15}$	3,69
58	$1,2 \times 10^{14}$	4,28	$1,2 \times 10^{14}$	2,59	$9,9 \times 10^{15}$	16,59
60	$1,2 \times 10^{14}$	0,00	$1,2 \times 10^{14}$	1,47	9.9×10^{15}	54,43
62	$1,2 \times 10^{14}$	0,57	$1,2 \times 10^{14}$	0,78	9.9×10^{15}	17,29
64	$1,2 \times 10^{14}$	0,29	$1,2 \times 10^{14}$	0,77	9.9×10^{15}	5,00
	IH max. (mg/gC)	251	IH max. (mg/gC)	516	IH max. (mg/gC)	398
	IH exp. (mg/gC)	251	IH exp. (mg/gC)	516	IH exp. (mg/gC)	398

Tableau 4.2 : Résultats des analyses de cinétique pour les échantillons 13209 (Formation de Forillon), 31357 (Formation de Macasty) et 23525 (Formation de York River). Fm : Formation, IH max. : Indice d'hydrogène calculé par le logiciel GeoKin et IH exp. : Indice d'hydrogène mesuré par Rock Eval 6 sur les kérogènes.

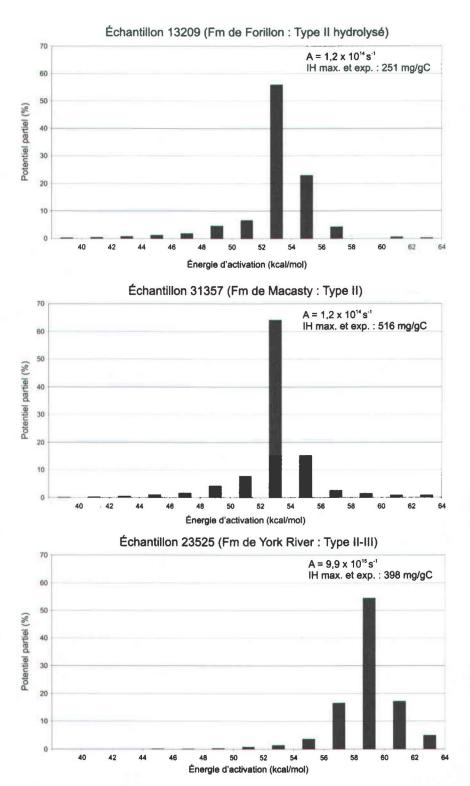


Figure 4.6: Distribution des énergies d'activation et des potentiels partiels pour les échantillons analysés pour la cinétique. IH max.: Indice d'hydrogène calculé par le logiciel GeoKin et IH exp.: Indice d'hydrogène mesuré par Rock Eval 6 sur les kérogènes.

Temp	érature	R	13209 (1	Fm de Forillo	n, type II hy	drolysé)	31357 (Fm de Macasty, type II)				
(°C)	(°K)	(cal/molK)	Α	E	Е		Α	E		k	
			(s ⁻¹)	(kcal/mol)	(cal/mol)	(s ⁻¹)	(s ⁻¹)	(kcal/mol)	(cal/mol)	(s ⁻¹)	
80	353	1,986	$1,2 \times 10^{14}$	54,0	54004,8	$4,1 \times 10^{-20}$	$1,2 \times 10^{14}$	54,1	54058,6	$4,0 \times 10^{-20}$	
100	373	1,986	$1,2 \times 10^{14}$	54,0	54004,8	$3,0 \times 10^{-18}$	$1,2 \times 10^{14}$	54,1	54058,6	3.0×10^{-18}	
120	393	1,986	$1,2 \times 10^{14}$	54,0	54004,8	$1,0 \times 10^{-16}$	$1,2 \times 10^{14}$	54,1	54058,6	$1,0 \times 10^{-16}$	

Tableau 4.3 : Valeurs des vitesses de dégradation des échantillons de type II.

4.1.3- Résultats des analyses cinétiques

Dans le tableau 4.2, la valeur de 1,2 × 10¹⁴ s⁻¹ représente le facteur de fréquence pour les échantillons des formations de Forillon et de Macasty. Cette valeur est semblable aux valeurs obtenues pour des kérogènes de type II par Tegelaar et Noble (1994) et par Béhar *et al.* (1997). Le facteur de fréquence du charbon de la Formation de York River est légèrement plus élevé que celui des deux autres échantillons (valeur de 9,9 × 10¹⁵ s⁻¹). Cette valeur pour le coefficient d'Arrhenius est elle aussi proche des valeurs obtenues par Tegelaar et Noble (1994) et par Béhar *et al.* (1997) pour les kérogènes de type III.

La figure 4.6 montre la distribution des énergies d'activation et des potentiels partiels décrits dans le tableau 4.2 pour les trois échantillons analysés. Les valeurs du potentiel partiel total ont été normalisées en pourcentage. Pour les échantillons des formations de Forillon et de Macasty, la plus grande distribution des réactions se trouve entre les énergies d'activation allant de 52 à 56 kcal/mol. Cette distribution est relativement étroite, ce qui est caractéristique des kérogènes de type II (Tissot et Welte, 1984; Ungerer et Pelet, 1987; Tegelaar et Noble, 1994; Béhar et al., 1997; Peters et al., 2006). Dans le chapitre précédent, le type de matière organique de la Formation de Macasty a été déterminé comme un intermédiaire entre les types I et II. Par contre, puisque les énergies d'activation donnent un type II, la Formation de Macasty a donc été traitée ici comme un type II. Dans le cas de l'échantillon de la Formation de York River, la plus importante distribution des réactions a lieu entre des énergies d'activation qui sont plus élevées que les deux autres échantillons, soit entre 56 et 62 kcal/mol. Ces valeurs sont caractéristiques des kérogènes de type III (Tissot et Welte, 1984; Ungerer et Pelet, 1987; Béhar et al., 1997).

Le tableau 4.3 montre les valeurs de la vitesse de dégradation (k) qui ont été calculées à partir des paramètres obtenus au laboratoire (énergie d'activation et facteur de fréquence) à trois températures différentes pour les deux échantillons de type II. Ce tableau sert à démontrer que les vitesses de dégradation pour une même température sont les mêmes peu importe que l'échantillon soit oxydé ou non ou hydrolysé ou non, et ce,

pour un même type. En effet, les valeurs des paramètres A et E de l'équation d'Arrhenius (Équation 4.2) pour ces deux kérogènes étant presque identiques, et ce, pour une température donnée (qui est l'ultime variable de cette équation), les valeurs des constantes de dégradation de ces deux kérogènes sont identiques. Dans le tableau 4.3, il n'y a qu'une seule énergie d'activation. Celle-ci est la valeur moyenne calculée à partir du potentiel partiel.

4.2- Modélisation de bassin

La modélisation de bassin sert à déterminer l'histoire d'un bassin dans le temps (Tissot et Welte, 1984; Ungerer et al., 1984). Pour ce faire, l'évolution géologique et le potentiel en hydrocarbures d'une roche mère sont recrés. Pour reconstruire les bassins sédimentaires à travers le temps, il faut utiliser un modèle de restauration, soit de «backstripping» (modèle 1). Ce modèle utilise le taux de compaction des sédiments. Il sert aussi à calculer la charge du sédiment sur le socle. À partir de ce calcul, un modèle géodynamique peut être utilisé (modèle 2). Celui-ci sert à reproduire l'histoire du flux de chaleur (Ungerer et al., 1984). La température de chaque unité sédimentaire à travers le temps peut alors être déterminée. Un modèle cinétique de maturation de la matière organique peut ensuite être utilisé pour déterminer où et quand les hydrocarbures ont été générés (modèle 3).

Par la suite, un modèle de migration peut être utilisé (modèle 4). Ce modèle détermine la quantité d'hydrocarbures qui a été expulsée des roches mères grâce à la compaction (Ungerer et al., 1984). Ce modèle sert aussi à déterminer la quantité d'hydrocarbures qui a été piégée. Finalement, un dernier modèle peut être utilisé dans la modélisation, soit le modèle thermodynamique (modèle 5). Ce modèle sert à calculer la migration des hydrocarbures qui sont en phase gazeuse (Ungerer et al., 1984).

4.2.1- Applications

Le logiciel utilisé dans cette étude pour la modélisation est TEMIS 1D qui a été développé à l'IFP. Le simulateur de bassin de TEMIS est utilisé pour déterminer la génération, l'expulsion et la migration des hydrocarbures (Schneider *et al.*, 2000). En plus des données de cinétique obtenues par GeoKin, d'autres paramètres doivent être pris en considération dans TEMIS. Pour le 1D, il faut mettre les données de géométrie actuelle (profondeur et épaisseur des couches), la lithologie de chaque couche et la porosité qui est associée aux lithologies (dans TEMIS, la porosité est calculée à partir du type de lithologie), l'âge de chaque couche et les hauteurs érodées. Il est aussi important de connaître la chronologie des événements. Les hauteurs d'érosion peuvent être déterminées par la méthode de Dow (1977).

Dans le cadre de ce projet, une modélisation de différents puits a été faite pour déterminer quand la génération et la migration des hydrocarbures ont eu lieu. Trois puits de la Gaspésie ont été modélisés : deux puits qui se situent dans la partie Nord-Est de la Gaspésie (Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1), tandis que le dernier se trouve dans la partie Sud-Ouest de la Gaspésie (HQPG Miguasha-Ouest no 1). La figure 1.3 montre la localisation des puits. Deux puits ont été choisis pour le Nord-Est de la Gaspésie pour pouvoir faire des comparaisons. Ces puits ont aussi été choisis parce qu'ils sont bien documentés (Bertrand et Malo, 2001; 2006). Seul le résultat final est présenté.

Les modèles qui sont utilisés suivent la séquence suivante (Ungerer et al., 1984) :

- 1) l'histoire de l'enfouissement et de la compaction est reconstruite et la subsidence du bassin à travers le temps est déterminée par la méthode de «backstripping»;
- l'histoire de la température pour chaque unité sédimentaire est calculée à partir des variations du flux de chaleur qu'il y a eues dans le temps;
- 3) les résultats de température sont ensuite utilisés dans le modèle de maturation permettant la détermination de la fenêtre à huile à travers le temps.

La méthode de «backstripping» utilisée tient compte des variations d'épaisseur des unités sédimentaires lors de l'enfouissement et de la paléobathymétrie. Les variations d'épaisseur des unités sédimentaires durant la compaction dépendent du type de sédiment, du taux de sédimentation, des possibilités de drainage des fluides expulsés et de la

transformation, de la cimentation et des processus de dissolution des minéraux durant la diagenèse (Ungerer *et al.*, 1984). La compaction est donc calculée à partir des relations qui existent entre la porosité et la profondeur d'enfouissement.

La variation du flux de chaleur peut servir à déterminer l'histoire de la température d'un bassin, car les changements de température sont contrôlés par l'enfouissement, le flux de chaleur et le mode de transfert de la chaleur (Ungerer et al., 1984). Un modèle thermique doit tenir compte du transfert vertical de chaleur par la conduction et l'expulsion des fluides lors de la compaction ainsi que des propriétés thermiques des sédiments avec l'enfouissement. Le modèle fournit donc l'histoire de la température des unités sédimentaires et lorsqu'il est couplé avec un modèle cinétique, il donne la maturation de la matière organique (Tissot et Espitalié, 1975).

La modélisation de la maturation de la matière organique tient compte du fait que la maturation est contrôlée par la température et le temps. La pression est un paramètre de second ordre (Tissot et Welte, 1984). Par contre, la principale force d'expulsion de l'huile est la compaction de la roche mère sous la charge sédimentaire (migration primaire). La compaction dans les sédiments est due à une augmentation de la densité globale et à une perte de la porosité qui s'accompagnent d'une augmentation de la pression effective, en fonction de la température et du temps (Tissot et Welte, 1984). Le taux de compaction est gouverné par les propriétés physiques et chimiques d'un sédiment et par le taux de l'expulsion des fluides à l'intérieur des pores. La compaction est considérée comme un important facteur dans la migration des hydrocarbures, puisqu'elle provoque l'écoulement du fluide à travers les sédiments.

Pour calibrer le modèle de l'histoire thermique d'un puits, c'est un modèle de maturation de la vitrinite basé sur les changements dans la composition de la vitrinite avec le temps et la température qui est utilisé. Ce modèle est appelé Easy%R_o, et il utilise une série de réactions parallèles d'Arrhenius d'ordre 1 avec une distribution des énergies d'activation (Sweeney et Burnham, 1990). Lorsque le modèle Easy%R_o est appliqué à des niveaux stratigraphiques multiples, il peut alors être utilisé pour calculer des profils du pourcentage de la réflectance de la vitrinite avec la profondeur. Ces profils pourront ensuite être comparés aux données réelles mesurées dans les forages. Ce modèle peut être appliqué pour des valeurs de la réflectance de la vitrinite allant de 0,3 à 4,5 %. Le

Groupe	Formation Membre		Lithologie	Pro	fondeur (m)	Épaisseur	Âge (Ma)	
				Sommet	Base	(m)	Sommet	Base
Grès de Gaspé	York River	Anse-à-Brillant	Grès, shale	0	675	675	397,5	407
Calcaires supérieurs de Gaspé	Indian Cove		Calcaires cherteux	675	1460	785	407	408,4
Calcaires supérieurs de Gaspé	Shiphead		Calcaires silteux, grès	1460	1875	415	408,4	409,8
Calcaires supérieurs de Gaspé	Forillon		Calcaires cherteux	1875	2410	535	409,8	411,2
Chaleurs	Indian Point		Mudstones calcareux, calcaires, siltstones	2410	3285	875	411,2	416
					Profondeur (m)	3285		

Tableau 4.4 : Données stratigraphiques du puits Gulf Sunny Bank no 1. Tiré de Amyot (1984).

No échan-	Formation	Profond	eur (m)		Résult	ats Rock E	Eval		Résultats réfle	ectance	Intervalle
tillon		Supérieure	Inférieure	COT	T _{max}	IH	IO	R _H	Zone pré-	Zone HC	roche
				(%)	(°C)	(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	métamorphisme		mère
13077	York River	308	309	0,36	453	186	7	0,74	Catagenèse	Fenêtre à huile	
13089	York River	607	610	0,57	457	219	7				
13093	Indian Cove	688	693	0,24	432	205	8	0,92	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14001	Indian Cove	846	849	0,40	448	282	10				
14006	Indian Cove	919	925	0,25	442	266	12	0,81	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14015	Indian Cove	1046	1047					0,89	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14022	Indian Cove	1148	1151	0,18	442	244	12				
14037	Indian Cove	1376	1377	0,35	442	169	7	0,96	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14047	Shiphead	1544	1547	0,26	442	98	9	0,96	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14049	Shiphead	1604	1607	0,47	445	107	18				
14053	Shiphead	1672	1675	0,41	443	124	5	0,95	Catagenèse	Fenêtre à huile	
28700	Forillon	1907	1907	0,61	455	99	52	0,93	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28701	Forillon	1910	1910	0,51	451	90	73	1,19	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28702	Forillon	1013	1913	0,56	449	80	50	1,19	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28703	Forillon	1914	1914	0,60	451	85	52	1,00	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28704	Forillon	1932	1932	0,62	448	78	52	1,18	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28705	Forillon	1932	1933	0,70	443	78	70	1,20	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
14072	Forillon	1933	1936	0,56	448	76	6				1
28706	Forillon	1969	1969	0,41	453	92	39	1,22	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
28707	Forillon	1970	1970	1,75	452	83	17	1,21	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
28708	Forillon	1995	1996	0,67	444	70	91	1,23	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
28709	Forillon	1996	1996	1,16	452	74	16	1,24	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
28710	Forillon	1999	1999	0,74	456	78	22	1,23	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
28711	Forillon	2001	2001	0,72	446	71	57	1,17	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
28712	Forillon	2009	2009	0,23	459	122	70	1,24	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28713	Forillon	2017	2017	0,35	447	111	60	1,24	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28714	Forillon	2018	2018	0,70	ND	240	93	1,16	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28715	Forillon	2038	2038	0,29	453	124	86	1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile	3

No échan-	Formation	Profond	eur (m)		Résult	ats Rock E	Eval		Résultats réfle	ectance	Intervalle
tillon		Supérieure	Inférieure	COT	T _{max}	IH	IO	R _H	Zone pré-	Zone HC	roche
			1	(%)	(°C)	(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	métamorphisme		mère
28716	Forillon	2040	2040	0,58	442	110	34	1,13	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
14079	Forillon	2041	2045	0,18	447	62	2	1,22	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28717	Forillon	2042	2042	0,21	460	125	252	1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28718	Forillon	-2042	2043	0,56	454	104	55	1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28719	Forillon	2044	2044	0,45	454	108	33	1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28720	Forillon	2050	2050	0,73	439	84	37	1,47	Catagenèse	Condensats	3
28721	Forillon	2054	2054	0,24	449	116	67	1,26	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28722	Forillon	2056	2056	0,27	448	133	59	1,26	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28723	Forillon	2059	2059	0,87	447	122	41	1,18	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28724	Forillon	2119	2119	0,60	ND	140	70	1,06	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
28725	Forillon	2121	2121	0,34	440	98	132	1,29	Catagenèse	Fenêtre à huile	3
14086	Forillon	2143	2144	0,64	442	47	7				3
28726	Forillon	2209	2209	0,37	442	112	43	1,33	Catagenèse	Fenêtre à huile	4
28727	Forillon	2210	2210	0,50	445	90	48	1,05	Catagenèse	Fenêtre à huile	4
14094	Forillon	2258	2280	0,38	430	82	3				4
14095	Forillon	2267	2270			1		0,99	Catagenèse	Fenêtre à huile	4
14099	Forillon	2340	2373	0,10	428	134	11				4
14110	Indian Point	2498	2501					1,67	Catagenèse	Condensats	
14121	Indian Point	2771	2775	0,40	432	29	2	1,88	Catagenèse	Condensats	
14128	Indian Point	2989	2993	0,46		0	2				
14130	Indian Point	3047	3049	0,29		0	1	1,69	Catagenèse	Condensats	
14133	Indian Point	3138	3141	0,23		11	3				
14141	Roncelles	3367	3370	0,27		0	2				
14143	Roncelles	3446	3449	0,15		0	0	2,23	Catagenèse	Gaz sec	

Tableau 4.5 : Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits Gulf Sunny Bank no 1. COT : Carbone organique total, T_{max} : température maximale de pyrolyse au pic S₂, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, R_H : Réflectance estimée de la vitrinite et HC : Hydrocarbures. L'intervalle roche mère correspond à l'intervalle de la Formation de Forillon dans lequel l'échantillon appartient (affilié au tableau 4.7). Modifié de Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001; 2004b).

logarithme du %R_o corrèle assez bien avec la température maximale d'exposition (Sweeney et Burnham, 1990).

Avant de pouvoir déterminer les quantités et le moment où les roches mères ont généré les hydrocarbures, il faut calibrer le modèle Easy%R_o avec les données de réflectance obtenues pour les échantillons analysés. Pour ce faire, il faut déterminer les températures qu'il y avait à la surface du sédiment au moment de son dépôt, ainsi que les valeurs du flux de chaleur ou du gradient géothermique et les hauteurs d'érosion. Il est donc important de faire une recherche bibliographique afin de trouver ces informations. Ces dernières pourront ensuite être comparées avec les résultats de la modélisation pour voir s'il y a une concordance ou une discordance entre les deux. Pour chaque puits, plusieurs simulations ont été nécessaires avant d'avoir la meilleure optimisation entre les données de réflectance et le modèle Easy%R_o.

Finalement, c'est le logiciel de modélisation qui va calculer les différences de saturation. La saturation se fait au fur et à mesure que les roches mères génèrent des hydrocarbures. Donc, au temps zéro, la saturation est elle aussi de zéro.

4.2.1.1- Puits Gulf Sunny Bank no 1

4.2.1.1.1- Ajustement des données de réflectance

Le tableau 4.4 présente les données stratigraphiques du puits Gulf Sunny Bank no 1. Le tableau 4.5 montre les résultats de Rock Eval et de réflectance estimée de la vitrinite pour ce puits compilés dans la synthèse géologique de la Gaspésie de Bourque *et al.* (2003). Ce sont ces valeurs qui ont servi pour la modélisation.

Pour le puits Gulf Sunny Bank no 1, c'est le modèle de Bertrand et Malo (2001) qui a été testé. Ce modèle est basé sur une profondeur d'enfouissement maximale de la colonne stratigraphique actuelle de 3500 m qui a été calculée par la méthode de Dow (1977). Les formations érodées sont celles de Malbaie, de Battery Point et une partie du York River (au sommet du puits), ainsi que d'une formation équivalente à celle de

Événement	Groupe	Formation	Âge (Ma)	Épaisseur	Épaisseur	Gradient géo-
			Sommet	sédimentée (m)	érodée (m)	thermique (°C/km)
Surface			0			21
Discordance 2			2		500 de York River	21
			-		1000 de Battery Point	
					500 de Carbonifère	
Sédimentation		Équivalent de Bonaventure	340	500		21
Discordance 1			345		1000 de Battery Point	21
					1000 Malbaie	
Sédimentation	Grès de Gaspé	Malbaie	390	1000		24
Sédimentation	Grès de Gaspé	Battery Point	395	2000		24
Sédimentation	Grès de Gaspé	York River/Anse-à-Brillant	397,5	1175		24
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Indian Cove	407	785		24
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Shiphead	408,4	415		24
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Forillon	409,8	535		24
Sédimentation	Chaleurs	Indian Point	411,2	875		24

Tableau 4.6: Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits Gulf Sunny Bank no 1. Les épaisseurs des formations d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead, d'Indian Cove et de York River/Anse-à-Brillant sont les épaisseurs actuelles prises dans le puits Gulf Sunny Bank no 1.

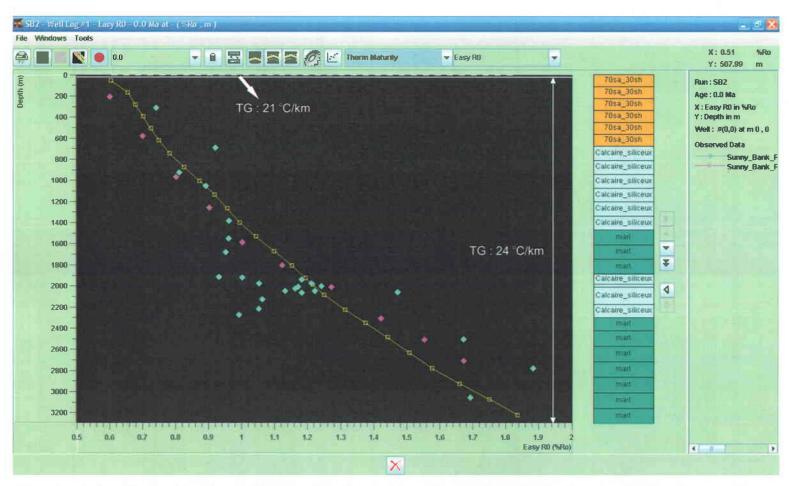


Figure 4.7 : Simulation finale du puits Gulf Sunny Bank no 1 avec un enfouissement maximal de 3500 m avec un gradient géothermique variable dans le temps. Les points roses représentent la droite de régression linéaire de Bertrand et Malo (2001), alors que les points bleus représentent les valeurs expérimentales de la réflectance estimée de la vitrinite des mêmes auteurs et la courbe en jaune, les résultats de notre simulation avec TEMIS. TG : Gradient géothermique.

Bonaventure. Pour le modèle de Bertrand et Malo (2001), les gradients géothermiques ont été estimés entre 23 et 28 °C/km, avec une moyenne de 27 °C/km (Bertrand et Malo, 2001). Le modèle que Bertrand et Malo (2001) ont utilisé pour calculer la température maximale lors de l'enfouissement pour chaque profondeur dont la réflectance est connue est celui de Baker et Pawlewicz (1986). Ce modèle tient compte seulement de la température comme facteur de la maturation thermique de la matière organique. Il ne tient pas compte du temps. La température maximale atteinte lors de l'enfouissement est donc surestimée. Dans le cas de ce projet, les gradients géothermiques déterminés par le logiciel TEMIS 1D sont de 24 °C/km de la sédimentation de la Formation d'Indian Point à celle de la Formation de Malbaie et de 21 °C/km de la première discordance à aujourd'hui (tableau 4.6). Ce sont ces gradients qui corrèlent le mieux avec les données de la réflectance estimée de la vitrinite (modèle Easy%R_o). Dans la modélisation, le gradient géothermique est l'inconnu. On modélise donc le gradient en fonction des données de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'histoire de l'enfouissement. C'est un processus d'itération.

Pour calibrer le modèle Easy%R_o avec le logiciel TEMIS 1D, deux approches sont possibles : il faut soit faire varier le flux thermique ou le gradient géothermique. Il est plus réaliste d'utiliser le flux thermique. Par contre, dans notre cas, la méthode par le flux thermique n'a pas fonctionné. Nous avons donc privilégié l'approche la plus simplifiée, soit celle du gradient géothermique.

Le tableau 4.6 présente l'historique du puits Gulf Sunny Bank no 1, qui comprend les périodes de sédimentation et de discordance (érosion) avec leur âge respectif ainsi que les valeurs des gradients géothermiques utilisées pour la modélisation. Plusieurs simulations avec différentes valeurs de gradient géothermique ont été nécessaires avant d'obtenir la meilleure correspondance entre la courbe modélisée et les données réelles (figure 4.7).

Après plusieurs essais, c'est un gradient géothermique variant dans le temps qui donne le résultat le plus compatible avec les données expérimentales de la réflectance estimée de la vitrinite et les données stratigraphiques. Un gradient géothermique de 24 °C/km lors de la sédimentation de la Formation d'Indian Point jusqu'à la sédimentation

de la Formation de Malbaie et un gradient géothermique de 21 °C/km de la première discordance à aujourd'hui ont été déterminés par le logiciel. Ce scénario donne une meilleure correspondance entre la courbe modélisée et les données expérimentales et stratigraphiques (figure 4.7). Dans le cas de notre étude, la hauteur totale d'érosion est de 4000 m même si l'enfouissement maximal n'a été que de 3500 m. Les formations de Battery Point et de Malbaie ont toutes deux été érodées de 1000 m pendant la première période d'érosion, alors que les formations de York River, de Battery Point et celle du Carbonifère ont été érodées de 500, 1000 et 500 m respectivement pendant la deuxième période d'érosion (tableau 4.6).

Les points de la droite de régression linéaire de la simulation effectuée par Bertrand et Malo (2001) dans ce puits ont été ajoutés aux données de réflectance (points de couleur rose; figure 4.7) pour montrer que la simulation actuelle (en jaune) corrèle mieux à ces dernières données.

4.2.1.1.2- Génération et migration des hydrocarbures

Formation	I	ntervalle	COT (%)			
	No	(m)	Actuel	Initial		
Forillon	1	1875-1970	0,60	1,00		
Forillon	2	1970-2000	1,00	1,75		
Forillon	3	2000-2160	0,45	0,80		
Forillon	4	2160-2410	0,30	0,50		

Tableau 4.7 : Valeurs du COT actuel et initial pour la roche mère utilisée dans la modélisation du puits Gulf Sunny Bank no 1.

Après avoir calibré le système, les données cinétiques ont ensuite été incorporées au modèle. Dans le cas du puits Gulf Sunny Bank no 1, ce sont les roches de la Formation de Forillon qui ont les valeurs de COT les plus élevées (voir le profil du puits Gulf Sunny Bank no 1 dans Bertrand et Malo, 2001). C'est donc la Formation de Forillon qui est considérée comme roche mère. Donc, ce sont les données cinétiques de l'échantillon 13209 (Formation de Forillon) qui ont été utilisées dans la modélisation. Le tableau 4.7 présente les valeurs du COT actuel et initial de la roche mère. La valeur du

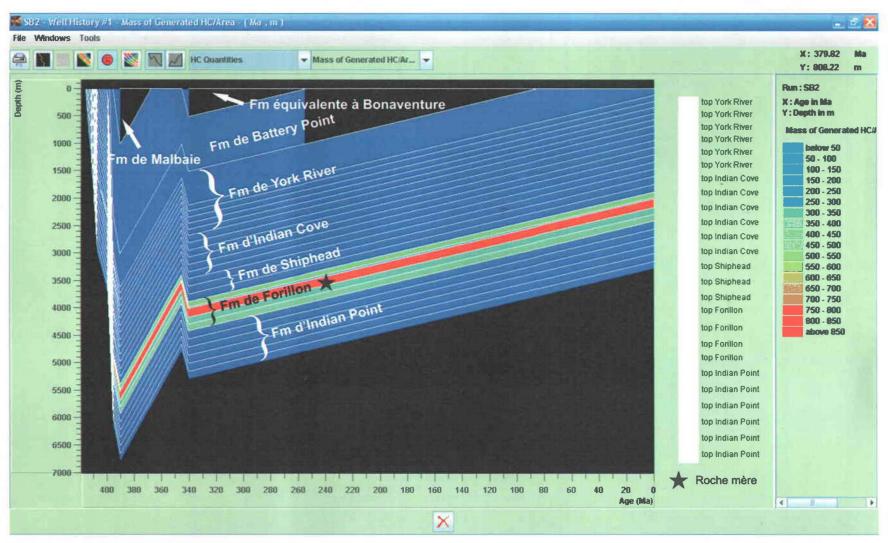


Figure 4.8a : Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 de 418 millions d'années à aujourd'hui.

La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

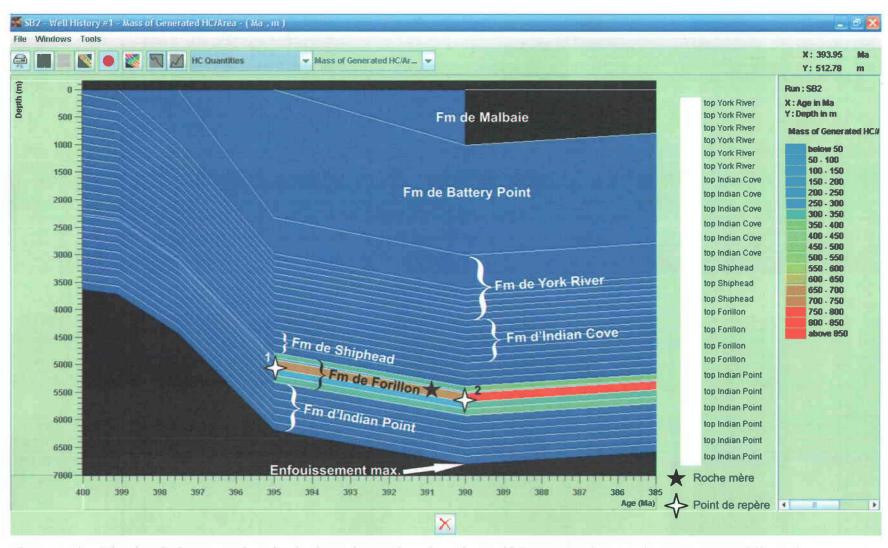


Figure 4.8b: Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 de 400 à 385 millions d'années. La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

COT actuel représente la moyenne des valeurs du COT prises dans l'intervalle considéré (Bertrand et Malo, 2004b), alors que la valeur du COT initial a été calculée à partir de la formule décrite dans le Chapitre 3 pour trouver le COT initial. Pour la modélisation, c'est la valeur du COT initial qui a été utilisée. Pour déterminer le COT actuel de chaque intervalle, la moyenne des valeurs du COT a été calculée, et ce, pour chaque intervalle. Tous les échantillons inclus dans chaque intervalle ont été pris en compte.

Pour vérifier si cette simulation fonctionne, il faut vérifier la courbe du taux de transformation du kérogène. Le taux de transformation est le rapport du pétrole (huile et gaz) qui est formé par le kérogène par rapport au potentiel génétique qui est la quantité totale de pétrole que le kérogène est capable de générer, soit l'équivalent de l'indice de production du Rock Eval (Tissot et Welte, 1984). Le taux de transformation dépend de la nature du matériel organique ainsi que de l'histoire géologique subséquente, c'est-à-dire de la variation de température dans le temps. Il dépend donc du gradient géothermique, de la subsidence et de la tectonique (Tissot et Welte, 1984). Le taux de transformation a une valeur de 0 à de faibles profondeurs et il augmente progressivement à 1 lorsque tous les hydrocarbures ont été générés.

Dans le cas du puits Gulf Sunny Bank no 1, le taux de transformation calculé par le logiciel lors de la modélisation est d'environ 1 pour la Formation de Forillon. Les hydrocarbures auraient donc tous été produits.

Les figures 4.8 montrent l'histoire de la génération des hydrocarbures et expriment les quantités générées en termes de kg d'hydrocarbures par m² de surface au sol. Pour arriver à cette «unité», il a fallu multiplier la hauteur de la formation en mètre qui génère par la quantité d'hydrocarbures par m³ (kg d'hydrocarbures/m² de roche). La figure 4.8a montre la génération des hydrocarbures de façon plus générale (à partir de 418 millions d'années jusqu'à aujourd'hui), alors que la figure 4.8b montre la génération des hydrocarbures de façon plus détaillée (entre 400 et 385 millions d'années). Les figures de la génération des hydrocarbures se lisent en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol». Les hydrocarbures de la Formation de Forillon auraient commencé à être générés il y a 395 millions d'années vers 5000 m de profondeur (point 1 sur la figure 4.8b) et ils

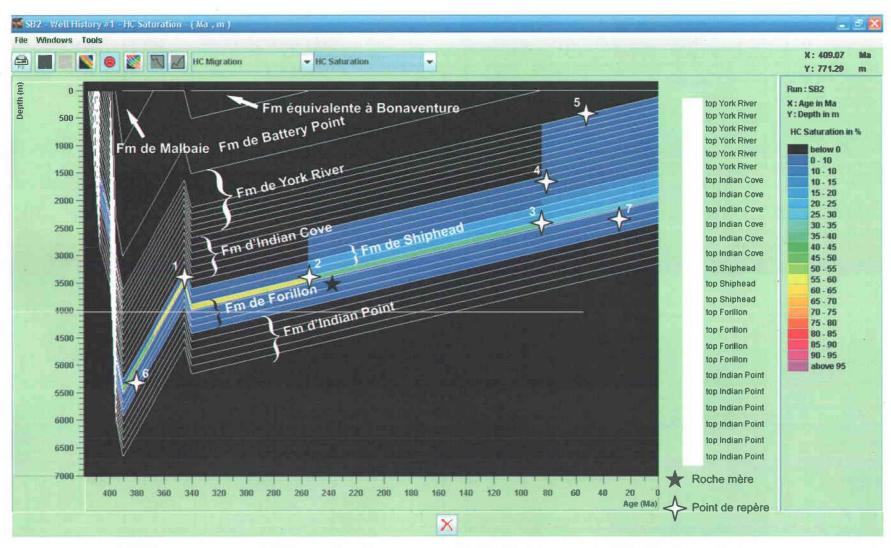


Figure 4.9a : Saturation en huile dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 418 millions d'années à aujourd'hui.

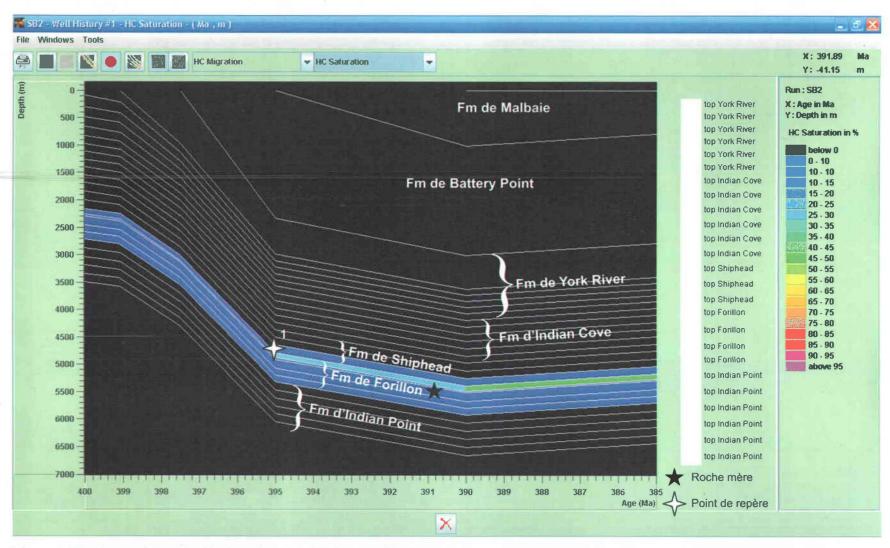


Figure 4.9b : Saturation en huile dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 400 à 385 millions d'années.

auraient fini d'être généré il y a 390 millions d'années, lors de l'enfouissement maximal (point 2 sur la figure 4.8b). La quantité d'hydrocarbures passe de 0 kg d'hydrocarbures/ m² (couleur bleu foncé) à une valeur variant entre 250 et 700 kg d'hydrocarbures/ m² (couleur allant du bleu au orange; point 1 sur la figure 4.8b). La fin de la génération des hydrocarbures est indiquée par le fait qu'il n'y a pas de changement dans la quantité d'hydrocarbures produits (point 2 sur la figure 4.8b). Les couleurs restent les mêmes de 390 millions d'années à aujourd'hui (figure 4.8a).

Les figures 4.9, quant à elles, montrent la saturation en huile dans les successions du puits Gulf Sunny Bank no 1 (la saturation est en pourcentage). À partir de la saturation, on peut déduire la migration primaire. Pour qu'il y ait de la migration, il faut que le pourcentage de saturation augmente dans les roches mères, puis qu'il diminue. La migration des hydrocarbures de la roche mère vers les autres formations a commencé il y a environ 395 millions d'années, et ce, seulement pour la couche supérieure de la Formation de Forillon (l'intervalle situé entre 1875 et 1970 m), puisque le premier intervalle de la Formation de Shiphead commence à saturer en huile (point 1 sur la figure 4.9b). Le deuxième intervalle de la Formation de Shiphead commence à saturer en huile il y a 345 millions d'années (point 1 sur la figure 4.9a). La saturation dans la roche mère aurait augmenté jusqu'au Carbonifère. La principale expulsion des hydrocarbures aurait eu lieu entre 255 et 85 millions d'années (points 2 et 3 sur la figure 4.9a), vu que c'est durant cette période que les formations d'Indian Cove et de York River commencent à être saturées en huile (point 4 sur la figure 4.9a). La migration des hydrocarbures se serait poursuivie jusqu'à aujourd'hui puisque la saturation en huile atteint presque le sommet de la Formation de York River (point 5 sur la figure 4.9a). La migration se serait faite vers le haut de la colonne, vers les formations de Shiphead, d'Indian Cove et de York River. Pour les autres intervalles de la Formation Forillon, entre 1970 et 2410 m, il ne semble pas y avoir eu de migration primaire, car les résultats de notre simulation indiquent que le niveau de saturation de ces intervalles est toujours resté bas (points 6 et 7 sur la figure 4.9a).

Groupe	Formation	Membre	Lithologie	Pro	fondeur (m)	Épaisseur	Âge (Ma)
				Sommet	Base	(m)	Sommet	Base
Grès de Gaspé	York River	Anse-à-Brillant	Grès, shale	0	450	450	397,5	405
Grès de Gaspé	York Lake		Grès calcareux	450	490	40	405	407
Calcaires supérieurs de Gaspé	Indian Cove		Calcaires cherteux	490	1530	1040	407	408,4
Calcaires supérieurs de Gaspé	Shiphead		Calcaires argileux, silstones dolomitiques, dolomies argileuses	1530	1820	290	408,4	409,8
Calcaires supérieurs de Gaspé	Forillon		Calcaires cherteux, siltstones	1820	2800	980	409,8	411,2
Chaleurs	Indian Point		Calcaires argileux, siltstones calcareux, grès	2800	2850	50	411,2	416
Roches cambro-ordoviciennes			Shale	2850	3360	510	472	478
					Profondeur (m)	3360		

Tableau 4.8 : Données stratigraphiques du puits Soquip Gaspé Sud no 1. Tiré de Amyot (1984).

No échan-	Formation/	Profondeu	r (mètres)		Résulta	its Rock E	val		Résultats réfle	ectance	Intervalle
tillon	groupe	Supérieure	Inférieure	COT	T _{max}	IH	IO	R_{H}	Zone pré-	Zone HC	roche
				(%)	(°C)	(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	métamorphisme		mère
14231	York River	150	160	0,18	450	199	10	0,69	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14235	York River	300	310	0,22	445	22	1	0,98	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14237	York River	380	390	0,19	447	23	1	0,95	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14241	Indian Cove	530	540	0,18	442	167	9	0,82	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14245	Indian Cove	680	690	.0,16	447	197	15	0,83	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14249	Indian Cove	835	845	0,15	440	178	11	1,03	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14253	Indian Cove	990	995	0,16	445	259	9	1,03	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14258	Indian Cove	1190	1205	0,32	412	224	12	1,07	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14260	Indian Cove	1290	1300	0,16	447	171	8	1,11	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14263	Indian Cove	1445	1450	0,16	447	146	8	1,11	Catagenèse	Fenêtre à huile	
14266	Shiphead		1560	0,36							1
14267	Shiphead	1600	1610	0,25	447	137	4	1,09	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
14268	Shiphead		1645	0,35							11
14269	Shiphead		1680	0,30							1
14270	Shiphead		1715	0,24							1
14271	Shiphead	1755	1765	0,34	445	121	3	1,22	Catagenèse	Fenêtre à huile	1
14272	Shiphead		1790	0,26							1
14273	Shiphead		1835	0,42							1
14274	Forillon		1870	0,46							1
14275	Forillon		1915	0,37							1
14276	Forillon		1950	0,46							1,
14277	Forillon		1990	0,10							2
14278	Forillon	1 M	2030	0,11		Σ					2
14279	Forillon	2060	2070	0,10	437	109	34	1,31	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
14280	Forillon		2100	0,10							2
14281	Forillon		2135	0,15							2
14282	Forillon		2180	0,13							2
14283	Forillon	2215	2225	0,15	437	171	6	1,30	Catagenèse	Fenêtre à huile	2

No échan-	Formation/	Profondeu	r (mètres)	3	Résulta	ats Rock E	val		Résultats réfle	ectance	Intervalle
tillon	groupe	Supérieure	Inférieure	COT (%)	T _{max} (°C)	IH (mg/gC)	IO (mg/gC)	R _H (%)	Zone pré- métamorphisme	Zone HC	roche mère
14284	Forillon		2270	0,14							2
14285	Forillon		2305	0,13							2
14286	Forillon		2335	0,11							2
14287	Forillon	2370	2380	0,14	442	137	5	1,31	Catagenèse	Fenêtre à huile	2
14288	Forillon		2420	0,17							2
14289	Forillon		2450	0,19							2
14290	Forillon		2485	0,23							2
14291	Forillon	2530	2540	0,23							2
14292	Forillon		2570	0,26							2
14293	Forillon	2600	2610	0,24							2
14294	Forillon		2640	0,31							2
14295	Forillon	2670	2680	0,38	447	97	2				3
14296	Forillon		2720	0,49							3
14297	Forillon	2755	2765	0,51							3
14298	Forillon		2795	0,44							3
14300	Roches C-O		2915	1,28							1
14301	Roches C-O		2950	0,87							1
14302	Roches C-O		2990	1,10							1
14303	Roches C-O		3025	0,77							1
14304	Roches C-O	3055	3065	0,65	487	63	3	1,67	Catagenèse	Condensats	1
14305	Roches C-O		3110	0,61							1
14306	Roches C-O		3145	0,69							1
14307	Roches C-O		3180	0,83							1
14308	Roches C-O	3225	3235	1,16	457	77	2	1,43	Catagenèse	Condensats	1
14309	Roches C-O		3260	0,75							1

No échan-	Formation/	Profondeu	r (mètres)	0	Résulta	ts Rock E	val		Résultats réfle	ctance	Intervalle
tillon	groupe	Supérieure	Inférieure	COT	T _{max}	IH	IO	R _H	Zone pré-	Zone HC	roche
1 12				(%)	(°C)	(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	métamorphisme		mère
14310	Roches C-O		3295	0,56							
14311	Roches C-O		3335	0,97							
14312	Roches C-O	3350	3354	1,12	457	60	3	1,41	Catagenèse	Condensats	

Tableau 4.9 : Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits Soquip Gaspé Sud no 1. Roches C-O : Roches cambro-ordoviciennes, COT : Carbone organique total, T_{max} : température maximale de pyrolyse au pic S₂, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, R_H : Réflectance estimée de la vitrinite et HC : Hydrocarbures. L'intervalle roche mère correspond à l'intervalle des roches cambro-ordoviciennes et des formations de Forillon et de Shiphead dans lequel l'échantillon appartient (affilié au tableau 4.11). Modifié de Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001; 2004b).

Événement	Groupe	Formation	Âge (Ma)	Épaisseur	Épaisseur	Gradient géo-
			Sommet	sédimentée (m)	érodée (m)	thermique (°C/km)
Surface			0			20
Discordance 3			2		500 de York River 1000 de Battery Point 500 de Carbonifère	20
Sédimentation		Équivalent de Bonaventure	340	500		20
Discordance 2			345		4000 de Malbaie 1000 de Battery Point	20
Sédimentation	Grès de Gaspé	Malbaie	390	4000		16
Sédimentation	Grès de Gaspé	Battery Point	395	2000		16
Sédimentation	Grès de Gaspé	York River/Anse-à-Brillant	397,5	950		16
Sédimentation	Grès de Gaspé	York Lake	405	40		16
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Indian Cove	407	1040		16
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Shiphead	408,4	290		16
Sédimentation	Calcaires supérieurs de Gaspé	Forillon	409,8	980		16
Sédimentation	Chaleurs	Indian Point	411,2	50		16
Discordance 1			418		1000 de roches C-O	25
Sédimentation	Roches cambro-ordoviciennes		472	1510		25

Tableau 4.10 : Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1. C-O : Roches cambro-ordoviciennes

Les épaisseurs des formations d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead, d'Indian Cove, de York Lake et de York

River/Anse-à-Brillant sont les épaisseurs actuelles prises dans le puits Gulf Sunny Bank no 1.

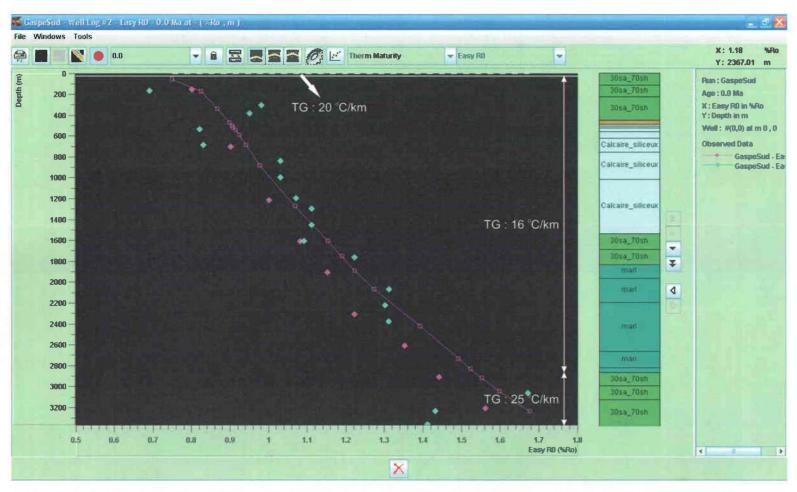


Figure 4.10 : Simulation finale du puits Soquip Gaspé Sud no 1 avec un enfouissement maximal de 6500 m avec un gradient géothermique variable dans le temps. Les points roses représentent la droite de régression linéaire de Bertrand et Malo (2001), alors que les points bleus représentent les valeurs expérimentales de la réflectance estimée de la vitrinite des mêmes auteurs et la courbe en mauve, les résultats de notre simulation avec TEMIS. TG : Gradient géothermique.

4.2.1.2- Puits Soquip Gaspé Sud no 1

4.2.1.2.1- Ajustement des données de réflectance

Pour le puits Soquip Gaspé Sud no 1, le tableau 4.8 présente les données stratigraphiques, tandis que le tableau 4.9 montre les résultats de Rock Eval et de la réflectance estimée de la vitrinite. Le tableau 4.10 montre l'histoire de l'enfouissement des successions du puits Soquip Gaspé Sud no 1.

La figure 4.10 montre les résultats de la meilleure simulation pour le calage des résultats de la réflectance estimée de la vitrinite et l'histoire de l'enfouissement des successions du puits Soquip Gaspé Sud no 1. Comme pour le puits Gulf Sunny Bank no 1, les points de la droite de régression linéaire de la simulation effectuée par Bertrand et Malo (2001) dans ce puits ont été ajoutés aux données de réflectance (points de couleur rose; figure 4.10) pour montrer que la simulation actuelle (en mauve) corrèle mieux à ces dernières données. Bertrand et Malo (2001) indiquent que la hauteur d'érosion de 7000 m qui est estimée avec la méthode de Dow (1977) est dans ce puits irréaliste. Cependant, pour pouvoir avoir le meilleur calage possible, un enfouissement maximal de 6500 m a été nécessaire. Puisque le puits Soquip Gaspé Sud no 1 est situé près du puits Gulf Sunny Bank no 1, certaines hauteurs d'érosion sont les mêmes. Pendant la première période d'érosion qui a créé la première discordance, 1000 m de roches cambro-ordoviciennes ont été érodées. Durant la deuxième période d'érosion, 1000 m et 4000 m des formations de Battery Point et de Malbaie ont été érodées respectivement, alors que durant la troisième période d'érosion, 500 m et 1000 m des formations de York River et de Battery Point ainsi que 500 m d'une formation équivalente à la Formation de Bonaventure ont été érodées.

Puisque le gradient de la réflectance du puits Soquip Gaspé Sud no 1 est plus faible que celui du puits Gulf Sunny Bank no 1 (Bertrand et Malo, 2001), les gradients géothermiques du puits Soquip Gaspé Sud no 1 sont différents et plus faibles que ceux du puits Gulf Sunny Bank no 1. Lors de la modélisation du puits Soquip Gaspé Sud no 1, le logiciel a déterminé que les gradients géothermiques étaient de 25 °C/km de la

sédimentation des roches cambro-ordoviciennes à la première discordance, de 16 °C/km de la sédimentation de la Formation d'Indian Point à celle de la Formation de Malbaie et de 20 °C/km de la deuxième discordance à aujourd'hui.

4.2.1.2.2- Génération et migration des hydrocarbures

Formation/groupe	I	ntervalle	COT (%)	
	No	(m)	Actuel	Initial
Shiphead	1	1530-1820	0,31	0,50
Forillon	1	1820-1950	0,44	0,80
Forillon	2	1950-2650	0,15	0,30
Forillon	3	2650-2800	0,44	0,80
Roches cambro-ordoviciennes	1	2850-3360	0,90	1,80

Tableau 4.11 : Valeurs du COT actuel et initial pour les roches mères utilisées dans la modélisation du puits Soquip Gaspé Sud no 1.

Pour le puits Soquip Gaspé Sud no 1, il y a trois roches mères : 1) les roches cambro-ordoviciennes, 2) la Formation de Forillon, et 3) la Formation de Shiphead. Les formations de Forillon et de Shiphead ont des valeurs de COT actuelles faibles (tableau 4.11). Par contre, leurs valeurs de COT initiales pouvaient atteindre des valeurs de 0,5 et 0,8 %, ce qui indique un potentiel gazéigène (figures 3.1 et 3.3; Hunt, 1995). Donc, pour les formations de Forillon et de Shiphead, ce sont les données cinétiques de l'échantillon 13209 (Formation de Forillon) qui ont été utilisées. Les valeurs du COT initial prises pour la modélisation se trouvent dans le tableau 4.11. Pour déterminer le COT actuel de chaque intervalle, comme dans le cas du puits Gulf Sunny Bank no 1, la moyenne des valeurs du COT a été calculée, et ce, pour chaque intervalle. Tous les échantillons inclus dans chaque intervalle ont été pris.

En ce qui concerne les roches cambro-ordoviciennes, elles ont des teneurs en COT élevées (supérieures à 1,0 %; voir le profil du puits Soquip Gaspé Sud no 1 dans Bertrand et Malo, 2001). Elles sont donc riches en matière organique sur une épaisseur de plus de 500 mètres (tableau 4.9). De plus, elles ont des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite qui sont supérieures à 1,4 % (tableau 4.9). Les autres roches datant du Cambro-Ordovicien et ayant des valeurs de COT et de réflectance élevées sont le Black Shale

Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle (COT: entre 1,5 et 2,7 %, réflectance: environ 2,6 %; Roy, 2004) et la Formation de Rivière Ouelle (COT: entre 1,0 et 2,0 %, réflectance: environ 2,0 %; Bertrand *et al.*, 2003). Les données de COT et de réflectance des roches cambro-ordoviciennes du puits Soquip Gaspé Sud no 1 sont donc comparables avec celles du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et de la Formation de Rivière Ouelle. Le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et le faciès de mudstone noir de la Formation de Rivière Ouelle ont tous les deux des caractéristiques pétrographiques similaires à celles de la Formation de Macasty. Leurs roches contiennent de la matière organique amorphe, des graptolites et du migrabitume (Bertrand, 1987; Bertrand *et al.*, 2003; Roy, 2004). De plus, il a été démontré que la composition isotopique du carbone (8C₁₃) du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et celle de la Formation de Macasty sont semblables (Roy, 2004).

Dans la modélisation de bassin, il faut connaître les paramètres cinétiques de la roche mère. Les paramètres cinétiques sont obtenus par la maturation artificielle du kérogène en laboratoire. Il est préférable de déterminer ces paramètres à partir d'une roche immature. Nous avons donc utilisé le shale noir de la Formation de Macasty (échantillon 31357), parce que ce shale a plusieurs caractéristiques pétrographiques et géochimiques communes avec la roche mère possiblement située à la base du puits, soit le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et/ou la Formation de Rivière Ouelle. À défaut d'avoir les paramètres cinétiques d'une roche mère du bassin étudié, on peut choisir les paramètres cinétiques dans un tableau fourni par le logiciel TEMIS 1D. On choisira alors les paramètres d'une roche mère semblable à celle que l'on présume être la roche mère de notre bassin. Nous avons cru qu'il était préférable d'utiliser les paramètres cinétiques obtenus avec le shale noir de la Formation de Macasty qui est située dans le vaste bassin paléozoïque des Appalaches de la région de Gaspésie -Anticosti même si les roches cambro-ordoviciennes et les roches du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et/ou la Formation de Rivière Ouelle ne proviennent pas d'un contexte tectonique semblable. Les types de matière organique et les types de fossile ne sont pas déterminés par le contexte tectonique. Par contre, le moment de la génération et de la migration des hydrocarbures vont dépendre du contexte

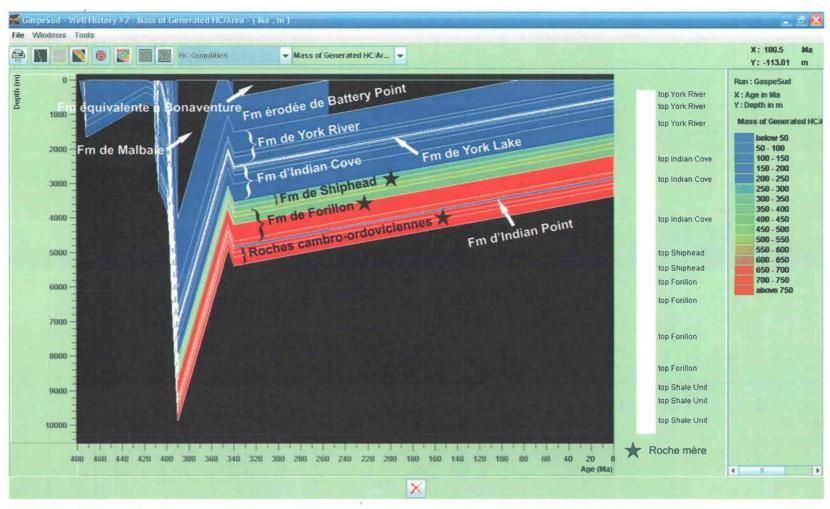


Figure 4.11a: Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 de 480 millions d'années à aujourd'hui. La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

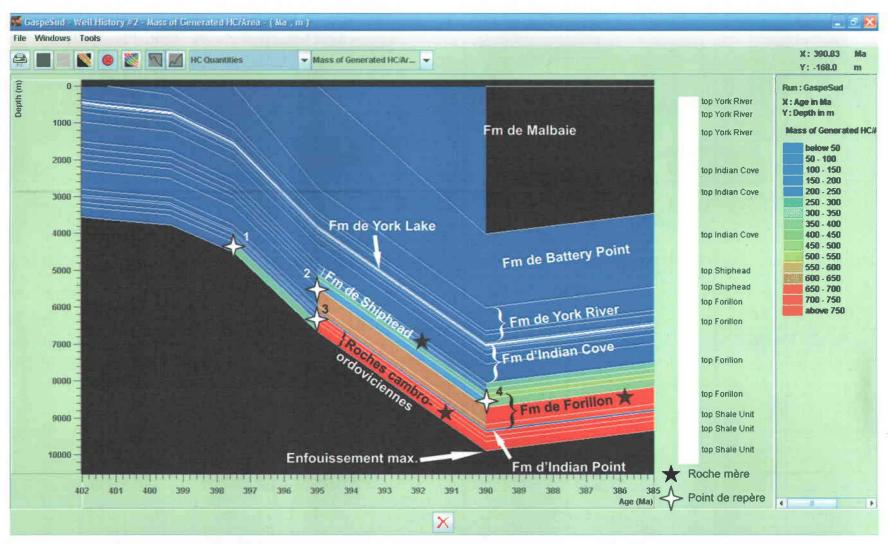


Figure 4.11b : Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 de 402 à 385 millions d'années. La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

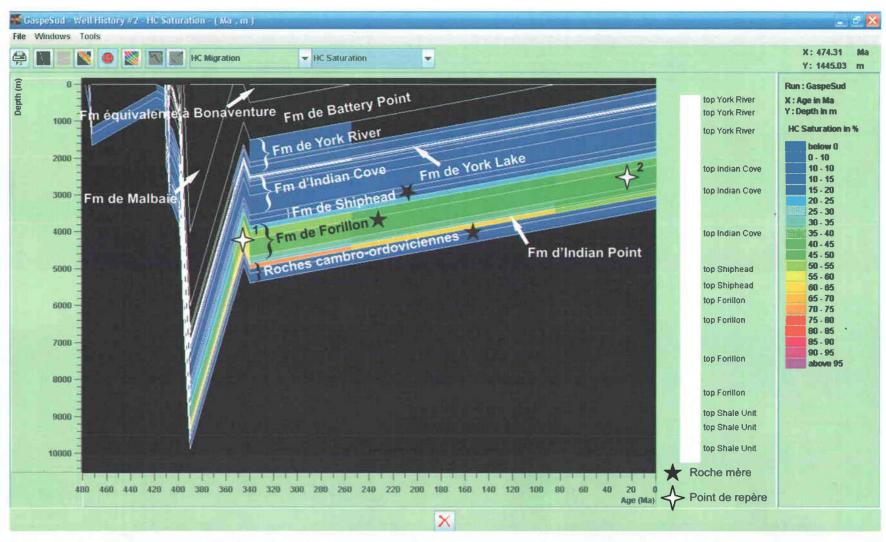


Figure 4.12a : Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 480 millions d'années à aujourd'hui.

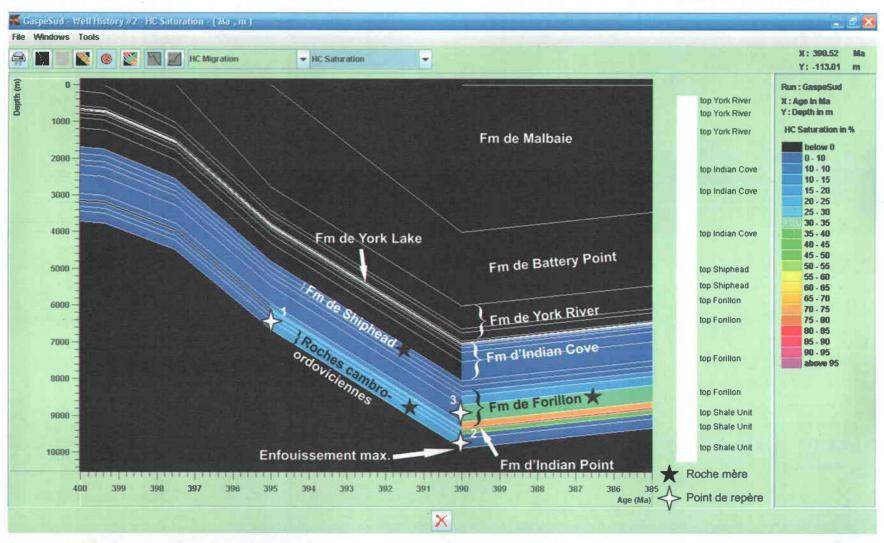


Figure 4.12b : Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 400 à 385 millions d'années.

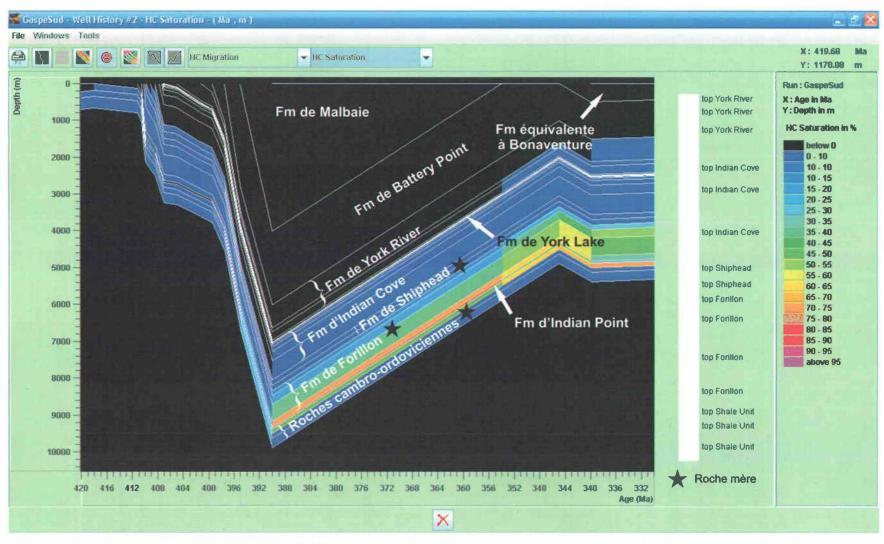


Figure 4.12c : Saturation en huile dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 420 à 330 millions d'années.

tectonique.

Le taux de transformation de la matière organique du puits Soquip Gaspé Sud no 1 calculé est d'environ 1 pour les roches cambro-ordoviciennes. Pour la Formation de Forillon, le taux de transformation varie entre 0,8 et 1, alors que pour la Formation de Shiphead, il varie entre 0,72 et 0,76. Par conséquent, tous les hydrocarbures potentiels des roches cambro-ordoviciennes ont entièrement été générés. Par contre, le potentiel ultime de génération en hydrocarbures n'est réalisé qu'entre 72 et 76 % dans la Formation Shiphead et à plus de 80 % dans la Formation de Forillon.

Les figures 4.11 montrent l'histoire de la génération des hydrocarbures de façon générale dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1. La figure 4.11a montre l'histoire de la génération des hydrocarbures à partir de 480 millions d'années jusqu'à aujourd'hui, alors que la figure 4.11b montre l'histoire de la génération des hydrocarbures de façon plus détaillée, entre 400 et 385 millions d'années. Les hydrocarbures des roches cambroordoviciennes auraient commencé à être générés il y a 397,5 millions d'années (point 1 sur la figure 4.11b). C'est à ce moment qu'il y a eu une augmentation de la quantité d'hydrocarbures générés par m². La quantité d'hydrocarbures passe de 0 kg d'hydrocarbures/m² de roche (couleur bleu foncé) à une valeur de 300 à 350 kg d'hydrocarbures/m² de roche (couleur allant du bleu au vert; point 1 sur la figure 4.11b). En ce qui concerne les hydrocarbures des formations de Forillon et de Shiphead, ils auraient commencé à être produits il y a 395 millions d'années (point 2 sur la figure 4.11b). La quantité d'hydrocarbures passe de 0 kg d'hydrocarbures/m² (couleur bleu foncé) à une valeur variant entre 250 et 650 kg d'hydrocarbures/m² (couleur allant du bleu au orange; point 2 sur la figure 4.11b) pour la Formation de Forillon. Pour la Formation de Shiphead, la quantité d'hydrocarbures passe de 0 kg d'hydrocarbures/m² (couleur bleu foncé) à 200 kg d'hydrocarbures/m² (couleur bleue pâle; point 2 sur la figure 4.11b). Les hydrocarbures auraient fini d'être générés il y a 395 millions d'années pour les roches cambro-ordoviciennes (point 3 sur la figure 4.11b) et il y a 390 millions d'années pour les formations de Forillon et de Shiphead, lors de l'enfouissement maximal (point 4 sur la figure 4.11b). Il n'y a alors plus d'augmentation de la quantité

d'hydrocarbures générés par m² de surface au-dessus du puits (les couleurs restent alors les mêmes; points 3 et 4 sur la figure 4.11b).

Les figures 4.12 montrent la saturation des formations du puits Soquip Gaspé Sud no 1 en hydrocarbures en fonction du temps. La figure 4.12a présente la saturation en huile pour l'intervalle de temps compris entre 480 millions d'années à aujourd'hui, alors que les figures 4.12b et c montre la saturation en huile de façon plus détaillée (entre 400 et 385 et entre 420 et 330 millions d'années respectivement. Si ces intervalles ont été choisis, c'est pour mieux voir la saturation et la migration des hydrocarbures. Pour les roches cambro-ordoviciennes, la migration des hydrocarbures aurait commencé il y a 395 millions d'années pour les deux intervalles du bas (point 1 sur la figure 4.12b). Il y a alors une saturation qui se fait vers le haut, vers le sommet des roches cambroordoviciennes et vers les formations d'Indian Point et de Forillon (point 1 sur la figure 4.12b). L'expulsion des hydrocarbures aurait été très rapide et cette migration primaire se serait terminée lors de l'enfouissement maximal, il y a 390 millions d'années (point 2 sur la figure 4.12b). Il y a alors eu une diminution de la saturation dans ces intervalles. Pour le sommet des roches cambro-ordoviciennes et la Formation de Forillon, la migration aurait commencé il y a 390 millions d'années, lorsque la saturation en huile augmente brusquement (point 3 sur la figure 4.12b). La migration se serait probablement poursuivie jusqu'à aujourd'hui, puisque la saturation en huile reste toujours élevée (points 1 et 2 sur la figure 4.12a). La migration se serait faite vers le haut de la colonne stratigraphique, vers la Formation de York River (figures 4.12a et c). En ce qui concerne la Formation de Shiphead, il se peut qu'il n'y ait pas eu de migration, car les résultats de notre simulation indiquent que le niveau de saturation de ces intervalles est toujours resté bas (figures 4.12). La forte saturation en huile de la Formation de Forillon peut avoir trois explications plausibles. La première est que la saturation provienne de la production d'hydrocarbures dans les roches de cette formation. La deuxième est que les hydrocarbures proviendraient des roches cambro-ordoviciennes, qui sont plus riches en matière organique que la Formation de Forillon, et ces hydrocarbures auraient saturé les roches de la Formation de Forillon. Finalement, la troisième explication serait que la saturation de la Formation de Forillon provienne à la fois des hydrocarbures produits par elle-même et par ceux générés par les roches cambro-ordoviciennes.

Groupe	Formation	Membre	Lithologie	Pro	fondeur (m)	Épaisseur	Âge (Ma)
	<u> </u>			Sommet	Base	(m)	Sommet	Base
	Bonaventure		Conglomérats, grès et mudstones	0	23	23	326	335
Miguasha	Fleurant/Escuminac		Grès	23	176	153	380	386
Miguasha	LaGarde/Pirate Cove		Conglomérats	176	272	96	394	398
Dalhousie	Archibald Settlement		Roches volcaniques	272	1487	1215	408	411,2
Chaleurs	Indian Point		Mudstones calcareux	1487	1682	195	411,2	416
Chaleurs	West Point	Harrison	Mudstones	1682	1987	305	416	422,9
Chaleurs	La Vieille/Gascons	u .	Mudstones	1987	2250	263	422,9	426,2
					Profondeur (m)	2250		

Tableau 4.12 : Données stratigraphiques réelles du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. Tiré de Bertrand et Malo (2006).

Groupe	Formation	Membre	Lithologie	Profondeur (m)		Épaisseur	Âge (N	Ma)
				Sommet	Base	(m)	Sommet	Base
Chaleurs	Weir		Grès	2250	2550	300	426,2	439
Matapédia			Calcaires, marnes	2550	3050	500	439	445
Grog Brook	Boland Brook		Shale	3050	3600	550	445	460
Balmoral	Popelogan		Shale	3600	3700	100	468	470
					Profondeur (m)	3700		

Tableau 4.13 : Données stratigraphiques hypothétiques du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1.

No échan-	Formation	Profondeur		Résulta	ats Rock Ev	al		Résultats réflectar	nce
tillon		(mètres)	COT	T_{max}	IH	IO	R_{H}	Zone pré-	Zone HC
			(%)	(°C)	(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	métamorphisme	
31374	Escuminac	130	0,08	427	100	300	0,57	Catagenèse	Immature
31375	Archiblad Settlement	865	0,16	434	31	138	0,63	Catagenèse	Fenêtre à huile
31376	Indian Point	1490	0,10	450	50	330	0,94	Catagenèse	Fenêtre à huile
31377	Indian Point	1625	0,26	439	69	123	0,95	Catagenèse	Fenêtre à huile
31378	Harrison	1860	0,18	449	33	161	1,02	Catagenèse	Fenêtre à huile
31379	Harrison	1965	0,12	449	25	267	1,17.	Catagenèse	Fenêtre à huile
31380	Gascon	2095	0,11	453	45	282	1,27	Catagenèse	Fenêtre à huile
31381	Gascon	2200	0,13	450	31	254	1,31	Catagenèse	Fenêtre à huile
30631	Boland Brook	Surface	0,76	ND	ND	ND	ND	ND	ND
29699	Popelogan	Surface	1,81	ND	0	13	2,3	Catagenèse	Gas sec

Tableau 4.14 : Résultats de Rock Eval et de réflectance du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. COT : Carbone organique total, T_{max} : température maximale de pyrolyse au pic S₂, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, HC : Hydrocarbures et ND : Non disponible. Tiré de Bertrand et Malo (2004a; 2006).

L'absence de migration d'hydrocarbures vers le bas de la colonne stratigraphique et la migration primaire rapide des hydrocarbures générés par les successions cambro-ordoviciennes dans les unités sus-jacents semblent indiquer qu'il n'y a pas eu de surpression dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1.

4.2.1.3- Puits HQPG Miguasha-Ouest no 1

4.2.1.3.1- Ajustement des données de réflectance

Le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 se situe dans le sud de la Gaspésie dans le flanc nord-ouest du synclinal de Ristigouche (figure 1.3). Le tableau 4.12 présente les données stratigraphiques du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. Le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 a une profondeur actuelle de 2250 m et il s'arrête à la Formation de La Vieille/Gascons. Pour pouvoir atteindre les roches mères potentielles, il a fallu continuer le puits de façon hypothétique (tableau 4.13). Les roches mères potentielles pour la région du synclinal de Ristigouche se trouvent au Nouveau-Brunswick dans le flanc sud-est du synclinal. Elles sont ordoviciennes et appartiennent à la Formation de Popelogan et au Membre de Ritchie Brook (Formation de Boland Brook; Bertrand et Malo, 2004a). La Formation de Popelogan est une unité de shale noir au sommet du Groupe de Balmoral qui comprend également les roches volcaniques de la Formation de Goulette Brook (Wilson et al., 2004). Elle est un équivalent du Groupe de Mictaw. La Formation de Boland Brook est l'unité basale du Groupe de Grog Brook qui contient à son sommet la Formation de Whites Brook (Wilson et al., 2004). Les formations de Popelogan et de Boland Brook contiennent des roches ayant des valeurs de COT supérieures à 0,5 % (tableau 4.14). La Formation de Popelogan a été rencontrée à la base du puits HQPG Miguasha-Est no 1 (la localisation du puits HQPG Miguasha-Est no 1 est montrée à la figure 1.3; Bertrand et Malo, 2006). De plus, les roches volcaniques sous le shale de la Formation de Popelogan dans le puits HQPG Miguasha-Est no 1 sont géochimiquement semblables à celles de la Formation de Goulette Brook à la base du Groupe de Balmoral au Nouveau-Brunswick (Dupuis et al., 2008), suggérant ainsi que

Événement	Groupe	Formation	Âge (Ma) Sommet	Épaisseur sédimentée (m)	Épaisseur érodée (m)	Gradient géo- thermique (°C/km)
Surface			0			30
Discordance 5			2		2000 de Bonaventure (ou de son équivalent)	30
Sédimentation		Bonaventure	326	2023		30
Discordance 4			335			30
Sédimentation	Miguasha	Fleurant/Escuminac	380	153		38
Discordance 3			386		500 m de LaGarde/Pirate Cove	38
Sédimentation	Miguasha	LaGarde/Pirate Cove	394	596		38
Discordance 2		14	398			38
Sédimentation	Dalhousie	Archibald Settlement	408	1215		38
Sédimentation	Chaleurs	Indian Point	411,2	195		38
Sédimentation	Chaleurs	West Point/Harrison	416	305		38
Discordance 1	Chaleurs	La Vieille/Gascons	422,9	263		38
Sédimentation	Chaleurs	Weir	426,2	300		38
Sédimentation	Matapédia		439	500		38
Sédimentation	Grog Brook	Boland Brook	445	550		38
Discordance 1			460			38
Sédimentation	Balmoral	Popelogan	468	100		38

Tableau 4.15 : Reconstitution des événements ayant eu lieu dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1.

l'ensemble du Groupe de Balmoral affleurant dans la boutonnière de Popelogan au Nouveau-Brunswick se continue vers le nord et est présent en sous-surface dans la région du puits de HQPG Miguasha-Est no 1.

Pour pouvoir atteindre les roches mères, nous avons utilisé l'équation du gradient de la réflectance estimée de la vitrinite du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 déterminée par Bertrand et Malo (2006) :

Équation 4.3 : $\log R_H = 0.187 * \text{Profondeur} - 0.311$ où la profondeur est en km.

Sachant que la valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite dans la Formation de Popelogan dans le puits HQPG Miguasha-Est no 1 et au Nouveau Brunswick dans l'anticlinal du même nom est de 2,3 % (Bertrand et Malo, 2004a; 2006), la profondeur de la Formation de Popelogan dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 a été calculée avec l'équation 4.3. La profondeur estimée est de 3600 m pour la Formation de Popelogan dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. Par conséquent, pour pouvoir atteindre la Formation de Popelogan à une profondeur de 3600 m, il faut ajouter toutes les formations qui se trouvent présument au-dessus de la Formation de Popelogan, soit entre la Formation de La Vieille/Gascon (tableau 4.12) et la Formation de Popelogan. La stratigraphie utilisée pour ajouter les formations manquantes est celle du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, puisque c'est là que l'on retrouve la Formation de Popelogan (Bourque *et al.*, 2001; Bertrand et Malo, 2004a; Wilson *et al.*, 2004). Les formations manquantes ont été divisées de façon proportionnelle aux épaisseurs du Nouveau-Brunswick.

Le tableau 4.14 présente les résultats de Rock Eval et de la réflectance estimée de la vitrinite du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. Pour les données de Rock Eval des formations de Popelogan et de Boland Brook, ce sont les données dans Bertrand et Malo (2004a; 2006) qui ont été utilisées. Pour la Formation de Boland Brook, il n'y a que la moyenne des valeurs de COT prises au Nouveau-Brunswick qui a été utilisée (Bertrand et Malo, 2004a). Pour la valeur de la réflectance estimée de la vitrinite de la Formation de Popelogan qui a été utilisée dans la modélisation (valeur de 2,3 %; tableau 4.14), elle

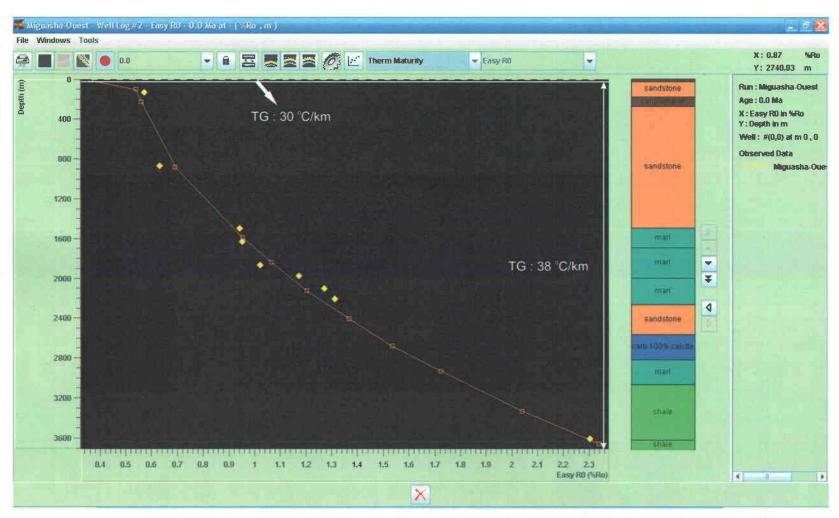


Figure 4.13 : Simulation finale du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 avec un enfouissement maximal de 2500 m avec un gradient géothermique variable dans le temps. Les points jaunes sont les données expérimentales tirées de Bertrand et Malo (2006). La ligne orangée est le résultat de notre simulation avec TEMIS. TG : Gradient géothermique.

représente la valeur moyenne entre la valeur du puits HQPG Miguasha-Est no 1 (1,77 %; Bertrand et Malo, 2006) et celle du Nouveau-Brunswick (2,93 %; Bertrand et Malo,2004a).

Le tableau 4.15 montre l'histoire de l'enfouissement des successions du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1.

La figure 4.13 montre la meilleure simulation pour le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 pour expliquer les valeurs de la réflectance mesurées incluant celle de la Formation de Popelogan hypothétiquement en profondeur. Le modèle de ce puits a été calibré à partir des données de Bertrand et Malo (2006). Ces auteurs avaient évalué une hauteur d'érosion de 2000 m pour la Formation de Bonaventure. Par contre, dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, une hauteur d'érosion de 3000 m a été calculée par la méthode de Dow (1977; Bertrand et Malo, 2004a). Dans le cadre de notre étude, une érosion totale de seulement 2500 m a été utilisée : 500 m de la Formation de LaGarde/Pirate Cove et 2000 m de la Formation de Bonaventure. Le gradient géothermique doit varier dans le temps pour expliquer les données de la réflectance. Un gradient géothermique de 38 °C/km lors de la sédimentation de la Formation de Popelogan jusqu'à la sédimentation des formations de Fleurant et d'Escuminac et un second gradient géothermique de 30 °C/km de la quatrième discordance à aujourd'hui ont été déterminés par le logiciel lors de la modélisation (tableau 4.15).

4.2.1.3.2- Génération et migration des hydrocarbures

Formation	Intervalle	COT (%)		
	(m)	Actuel	Initial	
Boland Brook	3050-3600	0,76	1,30	
Popelogan	3600-3700	1,80	3,00	

Tableau 4.16 : Valeurs du COT actuel et initial pour les roches mères utilisées dans la modélisation du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1.

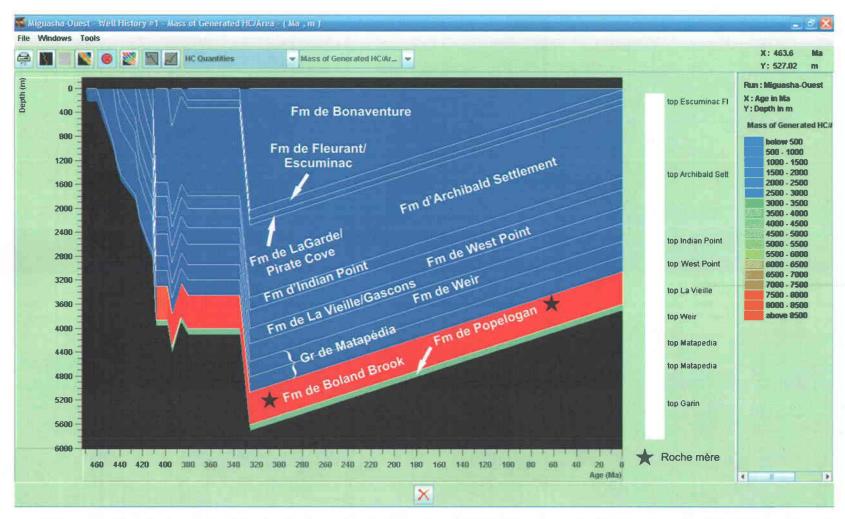


Figure 4.14a: Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 de 472 millions d'années à aujourd'hui. La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

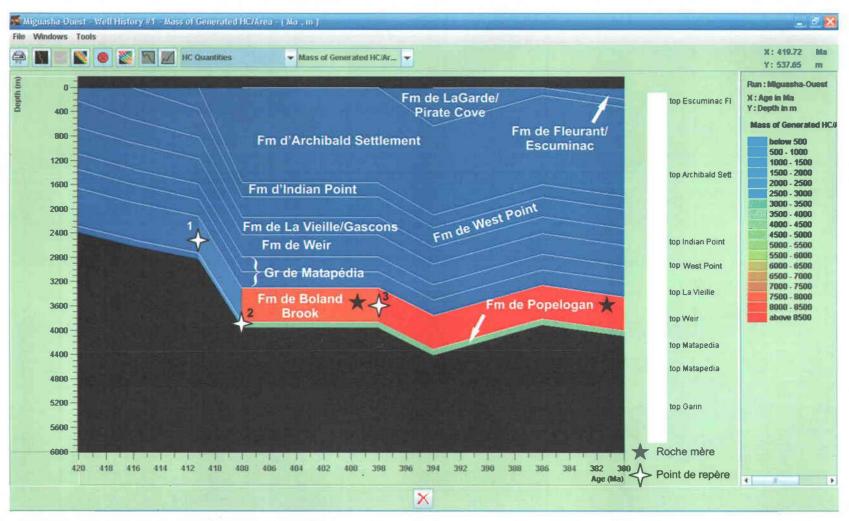


Figure 4.14b : Histoire de la génération des hydrocarbures dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 de 420 à 380 millions d'années.

La légende de la génération des hydrocarbures se lit en «quantité d'hydrocarbures par m² de surface au sol».

Les roches mères présentes dans la région du synclinal de Ristigouche sont ordoviciennes. Tel que mentionné plus haut, il s'agit des shales noirs de l'Ordovicien moyen de la Formation de Popelogan au Nouveau-Brunswick, et des mudstones gris foncé à noirs de l'Ordovicien supérieur de la Formation de Boland Brook au Nouveau-Brunswick. Cette dernière formation fait partie du Groupe de Grog Brook, un équivalent lithostratigraphique et chronostratigraphique de la Formation de Garin (Malo, 2004; Wilson et al., 2004). La Formation de Macasty est en partie équivalente en temps à la Formation de Garin (zones à spiniferus du Caradocien) et les reconstructions paléogéographiques montrent qu'il y avait probablement une connexion entre les bassins du Macasty et du Garin/Grog Brook à l'Ordovicien tardif (Malo, 2004). En ce qui concerne la Formation de Popelogan, sa pétrographie est similaire à celle de la Formation de Macasty (matière organique amorphe, graptolites et migrabitume; Bertrand, 1987). Encore une fois, à défaut d'avoir les paramètres cinétiques des roches mères présentes dans la région ou de prendre des paramètres cinétiques dans la littérature pour des roches semblables à nos roches mères (e.g. données suggérées par TEMIS), nous avons utilisé les paramètres cinétiques que nous avions déterminés pour la Formatin de Macasty pour la modélisation du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 (échantillon 31357).

Si nous avons utilisé la Formation de Macasty au lieu du Groupe de Mictaw dans les modélisations, c'est dû fait que le Groupe de Mictaw est plus mature (valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite : 1,15 %) que la Formation de Macasty (valeur de la réflectance estimée de la vitrinite : 0,80 %). De plus, si nous avons choisi la Formation de Macasty, c'est parce que la Formation de Popelogan a une pétrographie similaire à celle de la Formation de Macasty (matière organique amorphe, graptolites, migrabitume). Le Groupe de Mictaw a une pétrographie différente (trame de migrabitume) de celle de la Formation de Popelogan.

Les valeurs actuelles de COT des formations de Popelogan et de Boland Brook ont été prises au Nouveau-Brunswick (Bertrand et Malo, 2004a). La valeur actuelle de COT de la Formation de Popelogan (1,80 %; tableau 4.16) est la seule valeur de COT qui a été prise au Nouveau-Brunswick pour cette formation. Pour la Formation de Boland Brook, la valeur actuelle de COT correspond au seul échantillon de la Formation de

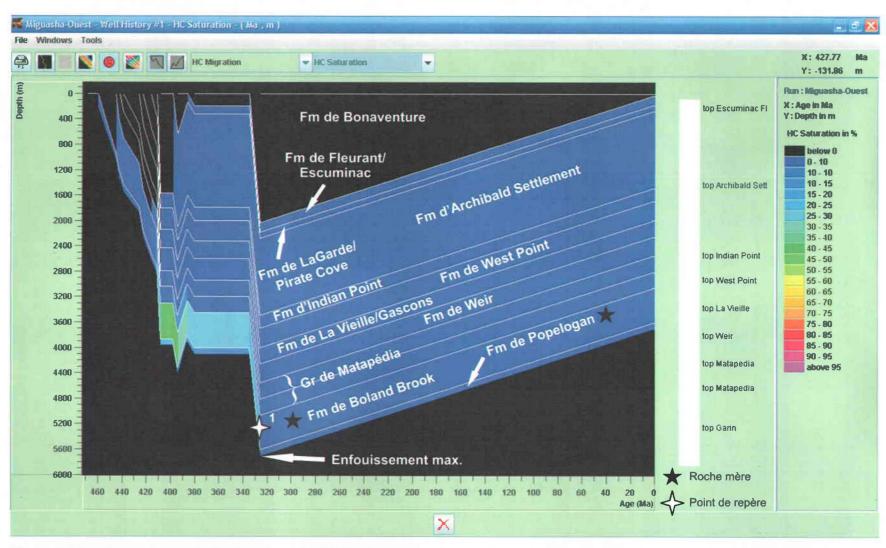


Figure 4.15a : Saturation en huile dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 472 millions d'années à aujourd'hui.

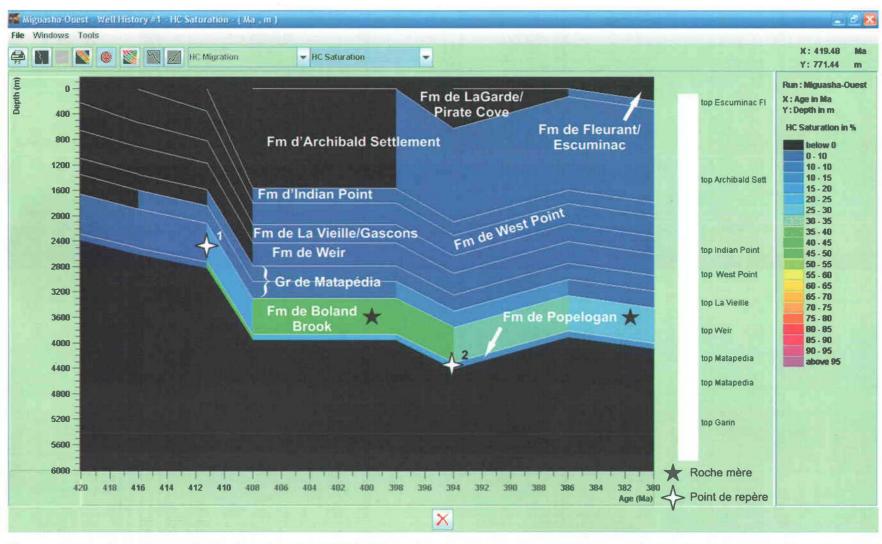


Figure 4.15b : Saturation en huile dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 montrant l'époque de la migration des hydrocarbures de 420 à 380 millions d'années.

Boland Brook du Nouveau-Brunswick ayant des valeurs de S₂ et de l'indice d'hydrogène qui étaient différentes de 0 (Bertrand et Malo, 2004a).

Puisque le taux de transformation atteint une valeur de près de 1, tous les hydrocarbures provenant des formations de Popelogan et de Boland Brook auraient été produits et expulsés.

L'histoire de la génération des hydrocarbures est montrée de façon générale (entre 472 millions d'années et aujourd'hui) à la figure 4.14a et de façon plus détaillée (entre 420 et 380 millions d'années) à la figure 4.14b. Les hydrocarbures des formations de Popelogan et de Boland Brook auraient commencé à être générés il y a 412 millions d'années (point 1 sur la figure 4.14b). Il y a alors une augmentation de la quantité d'hydrocarbures générés par m². La quantité d'hydrocarbures passe de 0 kg d'hydrocarbures/m² (couleur bleu foncé) à une valeur de 1000 à 1500 kg d'hydrocarbures/m² (couleur bleue; point 1 sur la figure 4.14b). La génération des hydrocarbures aurait pris fin il y a 408 millions d'années pour la Formation de Popelogan (point 2 sur la figure 4.14b) et il y a 398 millions d'années pour la Formation de Boland Brook (point 3 sur la figure 4.14b). La quantité d'hydrocarbures n'augmente plus dans les formations de Popelogan et de Boland (les couleurs restent les mêmes; points 2 et 3 sur la figure 4.14b).

Les figures 4.15 montrent l'histoire de la saturation en hydrocarbures des successions du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1. La migration des hydrocarbures aurait commencé il y a 411 millions d'années dans les formations de Popelogan et de Boland Brook (point 1 sur la figure 4.15b). Il y aurait alors une saturation en huile qui commence dans le Groupe de Matapédia (point 1 sur la figure 4.15b). La migration des hydrocarbures se serait terminée il y a 394 millions d'années dans la Formation de Popelogan (point 2 sur la figure 4.15b). La saturation en huile à ce moment était entre 0 et 10 % (point 2 sur la figure 4.15b). Pour la Formation de Boland Brook, la migration aurait pris fin il y a 330 millions d'années, avant l'enfouissement maximal (point 1 sur la figure 4.15a). Il y a alors eu une diminution de la saturation en huile (point 1 sur la figure

4.15a). La migration des hydrocarbures se serait faite vers le haut, vers les formations sus-jacentes (figures 4.15).

4.3- Discussion

L'objectif de ce chapitre était de caractériser la thermocinétique de kérogènes ayant pu générer les hydrocarbures observés dans la Gaspésie et de faire des simulations 1D de la genèse de ces hydrocarbures. Pour ce faire, trois échantillons de kérogène ont été analysés au laboratoire : deux échantillons contenant un kérogène de type II (formations de Macasty et de Forillon), dont un kérogène était hydrolysé, et un kérogène intermédiaire entre les types II et III (charbon dévonien de la Formation de York River).

Les paramètres cinétiques des kérogènes, soit la vitesse de dégradation du réactif selon la température, les énergies d'activation et le facteur de fréquence, ont été déterminés. Le tableau 4.2 montre les résultats du facteur de fréquence. Les valeurs du facteur de fréquence sont de 1,2 × 10¹⁴ s⁻¹ pour les kérogènes de type II et de 9,9 × 10¹⁵ s⁻¹ pour le charbon dévonien. Ces valeurs sont semblables à celles qui ont été obtenues par Tegelaar et Noble (1994) et par Béhar *et al.* (1997). Quant au tableau 4.3, il montre les valeurs de la vitesse de dégradation du réactif pour les kérogènes de type II seulement.

Ces valeurs démontrent que les vitesses de dégradation pour une même température sont les mêmes pour un même type de kérogène. La seule différence qu'il y a entre le kérogène non hydrolysé (31357 de la Formation de Macasty) et le kérogène hydrolysé (13209 de la Formation de Forillon) est la quantité d'hydrocarbures potentiellement produite. Le kérogène non hydrolysé (échantillon 31357) en produira plus que celui qui est hydrolysé (échantillon 13209), puisque la valeur du S₂ est plus élevée dans le cas où le kérogène est non hydrolysé (tableau 4.1).

En ce qui concerne l'énergie d'activation, la plus grande distribution se trouve entre 52 et 56 kcal/mol pour les kérogènes provenant des échantillons 13209 (Formation de Forillon) et 31357 (Formation de Macasty; figure 4.6), ce qui représente une distribution assez étroite. Ceci est caractéristique d'un kérogène de type II (Tissot et

Welte, 1984; Ungerer et Pelet, 1987; Tegelaar et Noble, 1994; Béhar et al., 1997; Peters et al., 2006).

En ce qui concerne le charbon dévonien de la Formation de York River, la plus grande distribution se situe entre 56 et 62 kcal/mol (figure 4.6). Ces énergies d'activation sont plus élevées que celles des kérogènes provenant des échantillons 13209 et 31357 et elles sont caractéristiques des kérogènes de type III (Tissot et Welte, 1984; Ungerer et Pelet, 1987; Béhar *et al.*, 1997).

Il n'y a pas de différence entre les kérogènes de type II hydrolysé (échantillon 13209) ou non hydrolysé (échantillon 31357) au niveau de leurs paramètres cinétiques (tableaux 4.2 et 4.3).

Toute erreur de détermination des paramètres cinétiques d'un kérogène en laboratoire (comme celui de la vitesse de dégradation d'un réactif) entraîne de grosses erreurs lorsque ces valeurs erronées sont utilisées dans un modèle géologique (Béhar *et al.*, 1999).

De plus, il est important de mesurer ses propres valeurs de cinétique pour pouvoir se rapprocher le plus de ce qui s'est passé dans le bassin. En effet, si la roche mère est la Formation de Forillon, par exemple, il faudrait avoir ses données cinétiques pour être le plus exact possible. Il serait toutefois possible de prendre les valeurs de la littérature.

Même si les puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1 sont des puits proches l'un de l'autre (figure 1.3), leurs gradients géothermiques sont très différents. En effet, de la sédimentation de la Formation d'Indian Point à celle de la Formation de Malbaie, le gradient géothermique est de 24 °C/km pour le puits Gulf Sunny Bank no 1 et de 16 °C/km pour le puits Soquip Gaspé Sud no 1 (tableaux 4.6 et 4.10). Cette différence entre les gradients paléogéothermiques corrèle avec celle des gradients de la réflectance : le gradient de la réflectance du puits Soquip Gaspé Sud no 1 est plus faible (0,08 log R_H/km) que celui du puits Gulf Sunny Bank no 1 (0,14 log R_H/km; Bertrand et Malo, 2001).

La différence entre les gradients géothermiques des puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1 s'explique par la position respective de chacun de ces puits dans le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie (Bertrand, 1987). La région Nord-Est de la

Gaspésie a été divisée en trois blocs (Amyot, 1984): 1) le bloc Nord, soit tout ce qui se trouve au nord de la faille du Bras Nord-Ouest (point 1 sur la figure 1.3), 2) le bloc Centre, soit tout ce qui se trouve entre les failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac (point 2 sur la figure 1.3), et 3) le bloc Sud, soit tout ce qui se situe au sud de la faille du Troisième Lac (point 3 sur la figure 1.3).

Lors de l'enfouissement maximal, la faille du Bras Nord-Ouest, qui est une faille normale depuis la pulsation salinique, a fait descendre le bloc Centre de la Gaspésie (Bertrand, 1987). Le socle d'âge cambro-ordovicien du bloc Nord a alors été mis en contact avec les successions sédimentaires siluro-dévoniennes du bloc Centre le long de la faille du Bras Nord-Ouest (voir la figure 3.42 de Bertrand, 1987). Le socle cambroordovicien du bloc Nord est constitué de roches métamorphiques et de serpentine (Bertrand, 1987). Ces roches métamorphiques sont de meilleurs conducteurs de chaleur que les successions sédimentaires situées à proximité (Gretener, 1981). Le flux de chaleur sera donc plus élevé dans le socle métamorphique cambro-ordovicien alors qu'il sera diminué dans les roches sédimentaires siluro-dévoniennes du puits Soquip Gaspé Sud no 1. En conséquence, le gradient de température dans les successions sédimentaires adjacentes au socle métamorphique (celles du puits Soquip Gaspé Sud no 1 en occurrence) sera plus faible que le gradient dans les successions sédimentaires qui en sont éloignées (celles du puits Gulf Sunny Bank no 1 par exemple; Bertrand, 1987). Ce phénomène est typique des anomalies thermiques qui se produisent dans des successions sédimentaires qui sont en bordure d'un soulèvement de socle plus conducteur de chaleur Des phénomènes similaires se produisent dans des successions (Gretener, 1981). sédimentaires traversées par des dômes de sel (Gretener, 1981).

Un gradient géothermique variant entre 25 et 30 °C/km pour la Formation d'Indian Point située dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick avait été présumé (Wilson *et al.*, 2004).

Le gradient de la réflectance du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 est plus élevé (0,19 log R_H/km; Bertrand et Malo, 2006) que ceux des puits Gulf Sunny Bank no1 (0,14 log R_H/km) et Soquip Gaspé Sud no 1 (0,08 log R_H/km; Bertrand et Malo, 2001). La modélisation TEMIS 1D a conséquemment mis en évidence que les paléogradients

géothermiques dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 sont beaucoup plus élevés (entre 30 et 38 °C/km) que ceux du puits Gulf Sunny Bank no1 (entre 21 et 24 °C/km) qui sont plus élevés que ceux du puits Soquip Gaspé Sud no 1 (entre 16 et 25 °C/km; tableaux 4.6, 4.10 et 4.14). Par contre, le gradient de la réflectance du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 ressemble à celui du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick (0,18 log R_H/km; Bertrand et Malo, 2004a). Le gradient de la réflectance du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick a été calculé à partir de coupes de terrain (Bertrand et Malo, 2004a).

Les gradients élevés du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 seraient dus à une plus grande activité volcanique et intrusive dans la région Sud du bassin siluro-dévonien que la région Nord. Cette hypothèse est affirmée par le contexte volcanique du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. Une autre hypothèse des gradients élevés du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 serait que ce puits est situé sur un horst, dont le socle est formé de roches volcaniques (Groupe de Balmoral). Ces roches volcaniques sont plus conductrices de chaleur que les roches sédimentaires situées à proximité.

Les roches volcaniques vont influencer la maturation lorsqu'il y a une grande épaisseur de roches volcaniques sur les roches sédimentaires. C'est alors le profond enfouissement qui cause la maturation des roches sédimentaires (Bertrand et Malo, 2004a). De plus, la maturation des roches se trouvant à proximité d'une intrusion sera perturbée (Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995; Bertrand et Malo, 2004a). La maturation sera plus élevée dans les roches se trouvant près de l'intrusion, et ce, même en profondeur, que celle des roches qui se trouvent loin de l'intrusion (Bertrand et Malo, 2004a).

En ce qui concerne le gradient géothermique, il est proportionnel au flux thermique (Gretener, 1981). Le gradient géothermique se calcule selon l'équation suivante :

Équation 4.4 :
$$\underline{\Delta T} = \underline{Q}$$

$$\Delta z \qquad k$$

où ΔT est la température, Δz la profondeur, $\Delta T/\Delta z$ est le gradient géothermique, Q le flux thermique et k la conductivité thermique (Gretener, 1981). Donc, plus le flux thermique sera élevé, plus le gradient géothermique sera fort.

Chapitre 4 Modélisation

Les régions de Miguasha dans le Sud de la Gaspésie et du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick sont des secteurs où il y a eu beaucoup de volcanisme et de magmatisme, contrairement au Nord-Est de la Gaspésie. Par conséquent, le flux thermique des régions de Miguasha et du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick est plus élevé que celui du Nord-Est de la Gaspésie. Les gradients géothermiques sont donc plus élevés dans les régions de Miguasha et du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick que le Nord-Est de la Gaspésie.

En ce qui concerne les puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1, leur enfouissement maximal est élevé (3500 et 6500 m respectivement). Ceci est dû au fait qu'il y a eu une grande sédimentation des Grès de Gaspé dans le bloc Centre de la Gaspésie causée par le basculement de ce bloc par la faille du Bras Nord-Ouest (Amyot, 1984; Bertrand, 1987). La sédimentation aurait été plus importante vers la faille du Bras Nord-Ouest, soit vers le puits Soquip Gaspé Sud no 1 (Bertrand, 1987).

Les simulations des puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1 ont montré que les hydrocarbures auraient commencé à être générés il y a environ 395 millions d'années, et ce, dans les roches mères dévoniennes (formations de Forillon et de Shiphead; figures 4.8 et 4.12). La génération se serait terminée lors de l'enfouissement maximal, il y a 390 millions d'années dans les roches mères dévoniennes (formations de Forillon et de Shiphead; figures 4.8 et 4.12). Les hydrocarbures provenant des roches cambro-ordoviciennes du puits Soquip Gaspé Sud no 1 auraient commencé à être générés il y a 397,5 millions d'années et ils auraient fini d'être produits il y a 395 millions d'années (figures 4.11).

Quant à la migration des hydrocarbures, elle aurait commencé il y a 395 millions d'années pour les roches cambro-ordoviciennes et elle se serait terminée lors de l'enfouissement maximal, il y a 390 millions d'années, durant l'orogénie acadienne (Dévonien moyen; figures 4.13). Pour les hydrocarbures provenant des roches dévoniennes, la migration aurait commencé à des âges différents pour les puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1. Dans le puits Gulf Sunny Bank no 1, les hydrocarbures provenant de la Formation de Forillon aurait migré il y a 395 millions

Chapitre 4 Modélisation

d'années (figures 4.9), alors que dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1, la migration des hydrocarbures dans la Formation de Forillon aurait commencé il y a 390 millions d'années (figures 4. 12). La migration aurait probablement continué jusqu'à aujourd'hui, et ce, pour les puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1 (figures 4.9 et 4.12). Il n'y aurait pas eu de migration d'hydrocarbures provenant de la Formation de Shiphead probablement parce qu'il n'y a pas eu assez d'hydrocarbures générés pour pouvoir amorcer l'expulsion des hydrocabures dû au fait que la Formation de Shiphead n'était pas assez riche en matière organique (COT initial de 0,50 %; figures 4. 12 et tableau 4.11).

Dans la région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, les hydrocarbures auraient tous été générés pendant l'orogénie acadienne. Quant à la migration des hydrocarbures, elle aurait commencé pendant l'orogénie acadienne pour la Formation de Forillon pour se poursuivre jusqu'à aujourd'hui. Pour les roches cambro-ordoviciennes, la migration des hydrocarbures se serait entièrement faite durant l'orogénie acadienne.

Dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1, les hydrocarbures auraient commencé à être produits il y a 412 millions d'années dans les formations de Popelogan et de Boland Brook (figures 4.14). La génération des hydrocarbures se serait terminée il y a 408 millions d'années pour la Formation de Popelogan et il y a 398 millions d'années pour la Formation de Boland Brook (figures 4.14). La migration des hydrocarbures aurait commencé il y a 411 millions d'années dans les deux formations et elle aurait fini il y a 394 millions d'années pour la Formation de Popelogan et il y a 330 millions d'années pour la Formation de Popelogan et il y a 330 millions d'années pour la Formation de Boland Brook (figures 4.15).

Pour la région Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, tous les hydrocarbures auraient été générés avant l'orogénie acadienne. Pour la Formation de Popelogan, la migration des hydrocarbures aurait commencé avant l'orogénie acadienne et elle se serait terminée pendant l'orogénie acadienne. Pour la Formation de Boland Brook, la migration des hydrocarbures aurait commencé avant l'orogénie acadienne et elle se serait terminée après l'orogénie acadienne, avant l'enfouissement maximal de cette région, il y a 325 millions d'années.

Dans tous les puits, la migration se serait faite vers le haut de la colonne stratigraphique (figures 4.9, 4.12 et 4.15).

Chapitre 4 Modélisation

Dans le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1, la Formation de Boland Brook produit plus d'hydrocarbures que la Formation de Popelogan (figures 4.14), et ce, même si la Formation de Popelogan est plus riche que celle de Boland Brook (COT actuel de 1,80 et de 0,76 % respectivement; tableau 4.16). Ceci est dû au fait que le logiciel TEMIS 1D calcule la quantité d'hydrocarbures en fonction de l'épaisseur des strates d'une formation. Par conséquent, vu que la Formation de Boland Brook est plus épaisse que celle de la Formation de Popelogan (550 et 100 m respectivement; tableau 4.13), elle génère plus d'hydrocarbures que la Formation de Popelogan.



CHAPITRE 5 DISCUSSION ET CONCLUSIONS

Piètre disciple, qui ne surpasse pas son maître! Léonard de Vinci

*	9

CHAPITRE 5 DISCUSSION ET CONCLUSIONS

L'objectif de cette étude était d'identifier le potentiel pétroligène de la Ceinture de Gaspé. Pour pouvoir atteindre cet objectif, il a fallu évaluer : 1) la maturation thermique des successions siluro-dévoniennes de la Ceinture de Gaspé, 2) identifier les roches mères à hydrocarbures, 3) analyser les corrélations possibles entre les huiles et les roches mères connues en Gaspésie et dans les régions avoisinantes (île d'Anticosti et Nord du Nouveau-Brunswick), 4) reconstruire l'histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures, et 5) déterminer le moment où a eu lieu la migration des hydrocarbures.

5.1- Potentiel pétroligène du bassin

5.1.1- Pétrographie et paragenèse minérales

La pétrographie et la paragenèse minérales ont servi à déterminer l'histoire géologique du bassin sédimentaire. Ceci a donc été utile lors de la modélisation. Il fallait remettre en contexte les événements ayant eu lieu dans le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie (Chapitre 4).

L'analyse de la pétrographie minérale a montré qu'il y a présence d'éléments structuraux (stylolites, veines). Les stylolites sont soit dus à l'enfouissement ou ils sont d'origine tectonique. Les stylolites d'origine tectonique et les veines seraient dus aux événements orogéniques ayant affecté la Gaspésie, soit la pulsation salinique (Siluro-Dévonien) et l'orogénie acadienne (Dévonien moyen). Les stylolites d'origine tectonique reconnus dans les roches du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie auraient été causés par l'orogénie acadienne, puisque la pulsation salinique a donné lieu à une tectonique d'extension en Gaspésie (Malo, 2001).

Du migrabitume et des fragments de plantes (vitrinite et/ou fusinite) ont aussi été observés dans les lames minces polies. Ces matières organiques ont été vues dispersées dans la roche ou concentrées dans les stylolites d'enfouissement et/ou d'origine tectonique. Lorsqu'il n'y a de la matière organique que dans les stylolites, il y a alors eu migration primaire d'hydrocarbures. En effet, des hydrocarbures ont circulé dans la roche en passant par les stylolites. Ils ont alors laissé du migrabitume, ou plutôt ce qui allait devenir du migrabitume.

Par contre, s'il y avait déjà du migrabitume dans la roche avant qu'il y ait formation de stylolites, soit d'enfouissement et/ou d'origine tectonique, le migrabitume qui se retrouve dans les stylolites est du à une concentration dite secondaire. Puisque le migrabitume était déjà dans la roche, il a été reconcentré dans les stylolites.

Dans les formations de Garin, de Mann, de Gascons et de York River, il y a du migrabitume primaire dans les stylolites d'enfouissement et/ou d'origine tectonique (tableau 2.1). Donc, il y a eu une migration des hydrocarbures après l'enfouissement et après la déformation de la Formation de York River qui a eu lieu à l'orogénie acadienne.

5.1.2- <u>Pétrographie de la matière organique</u>

La pétrographie de la matière organique a servi à déterminer la nature du kérogène retrouvé dans les successions de la Ceinture de Gaspé, et quelques exemples de roches mères potentielles à hydrocarbures des successions cambro-ordoviciennes adjacentes lorsque les méthodes géochimiques se révélaient inefficaces (Chapitre 3 et Section 5.1.4).

La présence de zooclastes dans les roches mères potentielles à hydrocarbures indique que la majorité de ces roches proviennent de milieux marins (tableau 2.2). Par contre, la présence de phytoclastes générateurs de gaz (inertinite et vitrinite) indique un apport de matière organique d'origine terrestre pour la plupart des roches mères potentielles à hydrocarbures retrouvées dans les successions de la Ceinture de Gaspé (tableau 2.2). Les plantes vasculaires ont commencé à apparaître à l'Ordovicien moyen, mais elles se sont beaucoup plus développées au Silurien précoce pour devenir abondantes et très largement répandues au Dévonien (Stewart, 1985; Taylor et al., 1998).

La présence de fragments de plantes dans des successions aussi vieilles que la Formation de Clemville (tableau 2.2) n'est doc pas incompatible avec les données de la littérature.

5.1.3- Maturation thermique

Le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie montre une différence de maturation thermique entre les régions Sud (anticlinorium d'Aroostook-Percé et synclinorium de la Baie des Chaleurs) et Nord (synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé). La région Sud du bassin est plus mature que la région Nord (figure 2.4). Cette différence de maturation est surtout due au fait que les roches de la région Nord sont en général plus jeunes que celles de la région Sud. Par contre, à un même niveau stratigraphique, la maturation thermique des régions Nord et Sud se ressemblent. En effet, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont similaires dans les régions Nord et Sud pour une même formation ou une formation d'âge équivalent (figures 2.3). Par exemple, le secteur Ouest de la région Nord et le secteur Est de la région Sud ont tous les deux des roches de la partie supérieure du Groupe de Chaleurs dans les stades d'hydrocarbures du gaz sec et stérile (figures 2.4, 2.5 et 2.13).

Pour la région Nord du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, il y a une plus grande partie de strates qui se trouvent dans la fenêtre à huile dans le secteur Est que dans le secteur Ouest (figure 2.4). Par contre, si on compare les valeurs de la réflectance moyenne estimée de la vitrinite des formations et groupes qui se trouvent dans les deux secteurs (figure 2.3b), on s'aperçoit que les secteurs Est et Ouest de la région Nord sont aussi matures l'un que l'autre.

Au nord et au sud des failles de Causapscal et des Monts Berry, il y a deux régions thermiquement différentes. En effet, les roches situées au nord de ces failles sont moins matures (fenêtre à huile) que celles qui sont au sud (stade d'hydrocarbures passant de la fenêtre à huile à celui du gaz sec; figure 2.4). Les roches du Groupe des Grès de Gaspé auraient été enfouies plus profondément au sud de ces failles qu'au nord (Bertrand et Malo, 2003). Cet enfouissement plus important de la partie sud est dû à une subsidence

accélérée qui aurait eu lieu au Dévonien précoce (Bourque *et al.*, 2001). Plus au sud, un autre saut de maturation important est observé en traversant la faille de Sainte-Florence, où affleurent le Groupe de Fortin, équivalent stratigraphique des Grès de Gaspé ainsi que la Formation de White Head et le Groupe de Chaleurs dans l'anticlinal de Josué.

Dans la région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, c'est le Groupe de Fortin qui a les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite les plus élevées (figure 2.3b; Appendice C). La valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite est de 4,15 % (figure 2.3b). La maturation des roches du Groupe de Fortin serait donc due à un enfouissement profond. La subsidence du Dévonien précoce serait la cause de cet enfouissement profond. Les roches du Groupe de Fortin ont par la suite subi un soulèvement à la faveur de la faille de Sainte-Florence qui a joué en chevauchement vers le nord-ouest au début de l'orogénie acadienne (Malo et Kirkwood, 1995). Les roches plus jeunes que le Groupe de Fortin déposées pendant la subsidence sont aujourd'hui érodées. Il y aurait eu 7 km de strates du Groupe des Grès de Gaspé qui se serait déposé (Hesse et Dalton, 1991). Cette épaisseur de strates peut paraître élevée, mais elle est réaliste, puisque le bassin sédimentaire a été rempli par des sédiments provenant de l'érosion de la nouvelle chaîne de montagnes formée au sud (Hesse et Dalton, 1991).

La carte de la cristallinité de l'illite réalisée par Hesse et Dalton (1991) a montré que les zones les moins matures de la région Nord se trouvent dans : 1) le secteur Est, et 2) le secteur du synclinal du Lac Huit-Milles. La cristallinité de l'illite atteint des valeurs entre 0,60 et 1,0 dans ces secteurs (Hesse et Dalton, 1991). Notre carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures (figure 2.4) a aussi démontré que ces secteurs étaient les moins matures de la région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. Par contre, la cristallinité de l'illite ne reconnaît pas le saut de maturation observé entre les successions siluro-dévoniennes du bassin de la Gaspésie et les successions cambro-ordoviciennes de la Zone de Humber dans le Nord-Est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé. Les valeurs de cet indicateur indiquent que ces successions cambro-ordoviciennes seraient au même niveau de maturation thermique que les successions siluro-dévoniennes qui sont, en général, au stade de la fenêtre à huile. Or, les successions cambro-ordoviciennes de la Zone de Humber dans ce secteur ont toutes au moins atteint le stade à gaz sec.

Quant aux zones les plus matures, elles montrent des similitudes dans les deux cartes. Ces secteurs sont : 1) la périphérie de l'intrusion de Murdochville, et 2) tout le Groupe de Fortin situé entre les failles de Sainte-Florence et de Ristigouche. Les valeurs de la cristallinité de l'illite sont alors entre 0,25 et 0,42 (Hesse et Dalton, 1991) et indiquent que l'anchizone est atteinte (Héroux *et al.*, 1979).

Toutefois, il y a des différences entre la carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures et celle de l'indice d'altération des conodontes réalisée par Nowlan et Barnes (1987) dans le Nord-Est de la Gaspésie (figures 2.4 et 2.10). La carte de l'indice de l'altération des conodontes montre que la partie située au sud de la ville de Gaspé, et ce, jusqu'à l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean est dans les stades à gaz sec et stérile (valeur de l'indice d'altération des conodontes : 4; Nowlan et Barnes, 1987). La carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures montre, quant à elle, que la partie située au sud de la ville de Gaspé est dans les stades immature et de la fenêtre à huile (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite: entre 0,4 et 1,0 %; figures 2.4 et 2.10; Bertrand et Malo, 2001). Il n'y a que dans la partie occidentale de l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean qu'il y a des similitudes entre les deux cartes. En effet, dans la carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures, la partie occidentale du synclinal de la Rivière Saint-Jean est dans le stade à gaz sec (figures 2.4 et 2.10), comme dans le cas de la carte de l'indice d'altération des conodontes (Nowlan et Barnes, 1987).

En ce qui concerne la région Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie (synclinorium de la Baie des Chaleurs et anticlinorium d'Aroostook-Percé), le niveau de maturation des successions du secteur Est est semblable à celui du secteur Ouest (figures 2.3a et 2.4). En effet, pour une même formation ou un même groupe, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite sont similaires.

La réflectance estimée de la vitrinite des roches entourant la boutonnière Maquereau-Mictaw (incluant celles du Groupe de Mictaw) et, conséquemment, la

maturation thermique de ces successions sédimentaires y sont moins élevées que dans tout le reste de la région Sud de la Ceinture de Gaspé (figure 2.4).

Le secteur près de la ville de Port-Daniel et de la boutonnière Maquereau-Mictaw montre des différences avec la réflectance estimée de la vitrinite et l'indice de coloration des conodontes (Nowlan et Barnes, 1987). Les valeurs de l'indice de l'altération des conodontes sont de 1^{1/2} près de la ville de Port-Daniel, ce qui correspond à des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite entre 0,70 et 0,85 %. Les successions se trouvent dans la fenêtre à huile (Nowlan et Barnes, 1987). En ce qui concerne les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite obtenues dans cette étude, les valeurs varient entre 0,60 et 1,9 % près de la ville de Port-Daniel (Appendice C). Les successions se trouvent donc dans les stades de la fenêtre à huile, à condensats et à gaz sec (figures 2.4 et 2.13). Plus on s'éloigne de la ville et plus on s'approche de la boutonnière Maquereau-Mictaw, plus la maturation thermique augmente dans le cas des valeurs de l'indice d'altération des conodontes (Nowlan et Barnes, 1987). Les valeurs de l'indice de coloration des conodontes passent de 1^{1/2} près de la ville de Port-Daniel à des valeurs allant de 2 à 4 près de la boutonnière Maquereau-Mictaw (Nowlan et Barnes, 1987). Ces valeurs correspondent à des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite qui se situent entre 0,85 et 3,60 %. Les successions passent donc de la fenêtre à huile au stade à gaz sec (Nowlan et Barnes, 1987). Dans le cas de la réflectance, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite entre la ville de Port-Daniel et la boutonnière Maquereau-Mictaw varient entre 0,9 et 1,9 %, ce qui correspond aux mêmes valeurs que celles retrouvées près de la ville de Port-Daniel (Appendice C).

Toutefois, il y a une similitude entre la carte de l'indice d'altération des conodontes et celle des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures : plus on s'éloigne de la ville de Port-Daniel et plus on se rapproche du centre du synclinorium de la Baie des Chaleurs, plus la maturation augmente (figures 2.14 et 2.13; Nowlan et Barnes, 1987). En effet, les valeurs de l'indice de coloration des conodontes varient entre 2 et 5 lorsque l'on s'approche du centre du synclinorium de la Baie des Chaleurs (anticlinal de Duval; Nowlan et Barnes, 1987). Ces valeurs correspondent à des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite qui varient entre 0,85 et des valeurs supérieures à 3,60 %. Les successions passent donc

de la fenêtre à huile au stade stérile. Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite varient entre 0,9 (près de la ville de Port-Daniel) et 4,2 % (dans l'anticlinal de Duval; Appendice C). Les successions passent donc de la fenêtre à huile au stade stérile.

La carte de l'indice de l'altération des conodontes de Nowlan et Barnes (1987) n'est pas très détaillée comparée à celle des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures (figure 2.4). L'échantillonnage fait par Nowlan et Barnes (1987) est très limité comparé au nôtre. Il y a donc un manque de précision sur la carte de l'indice d'altération des conodontes de Nowlan et Barnes (1987). Ce manque de précision sur la carte de l'indice d'altération des conodontes de Nowlan et Barnes (1987) peut expliquer pourquoi il y a des différences entre cette carte et la carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures. De plus, une autre raison expliquant les différences entre les deux cartes est que chaque valeur de l'indice de l'altération des conodontes couvre une large gamme de valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (Nowlan et Barnes, 1987; Hunt, 1995). L'indice de l'altération des conodontes n'avait à l'époque où Nowlan et Barnes ont fait leur carte que cinq graduations jusqu'à la fin de l'anchimétamorphisme. Pour la réflectance, si on se limite à des sauts de 0,1 %, on a cinquante graduations pour le même intervalle de maturation. Donc, la méthode de la réflectance est au moins dix fois plus précise que celle de l'indice de l'altération des conodontes. Une troisième raison expliquant la différence entre les deux cartes est que l'indice d'altération des conodontes se détermine à l'œil, soit par la couleur des conodontes, qui est variable dans un même échantillon. L'indice d'altération des conodontes est donc une mesure arbitraire, même avec une échelle de couleur. Pour la réflectance, c'est un appareil qui fait la mesure, donc c'est une mesure non arbitraire. Entre les valeurs des indices d'altération de 1 et 2, qui correspondent à des valeurs de la réflectance entre 0,2 et 1,5 %, les valeurs de l'indice d'altération des conodontes se recouvrent à 50 % chacun, ce qui constitue la quatrième raison de l'imprécision de la carte de l'indice d'altération des conodontes de Nowlan et Barnes (1987). Finalement, une cinquième et dernière raison de la différence entre la carte de l'indice de l'altération des conodontes de Nowlan et Barnes (1987) et la carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures est que

Nowlan et Barnes n'ont pas tenu compte de la géologie pour faire leurs contours d'isovaleurs. Ils ont soit utilisé un programme de contour automatique de l'époque ou ils ont fait les contours d'isovaleurs à la main comme s'il n'y avait qu'une seule et même unité stratigraphique qui replissait tout le bassin de Gaspé.

La carte de la cristallinité de l'illite (Hesse et Dalton, 1991) montre que les zones les moins matures et celles qui sont les plus matures de la région Sud de la Gaspésie sont semblables à celles montrées par notre carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures (figure 2.4). En effet, la zone la moins mature du secteur Est de la région Sud est le secteur près de la ville de Port-Daniel et de la boutonnière Maguereau-Mictaw (figures 2.4 et 2.13; Hesse et Dalton, 1991). Dalton et Hesse (1991) ont identifié la zone de faible maturation, soit «low grade metamorphic zone» qui correspond au début de la catagenèse (valeurs de la cristallinité de l'illite supérieures à 0,7° Δ2θ) qui correspondent à des valeurs de la réflectance inférieures à 1,0 %), dans le secteur de la ville de Port-Daniel, comme dans le cas de nos valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite (valeurs entre 0,6 et 0,9 %; Appendice C). Toutefois, la zone moins mature de la carte de la cristallinité de l'illite est beaucoup plus grande que celle obtenue avec les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite. En effet, près de la ville de Port-Daniel, les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite passent de 0,6 à 1,9 % (Appendice C), alors que les valeurs de la cristallinité de l'illite restent élevées dans le même secteur (valeurs supérieures à 0.7° Δ2θ; Hesse et Dalton, 1991).

Il y a une autre différence entre les deux cartes. La carte de la cristallinité de Hesse et Dalton (1991) montre qu'il y a une partie moins mature dans le secteur Est de la région Sud à l'opposé de la ville de Port-Daniel (Hesse et Dalton, 1991). Les valeurs de la cristallinité de l'illite sont entre 0,60 et 1,0° Δ2θ, ce qui correspond à des valeurs de la réflectance entre 0,2 et 1,7 %. Ces successions seraient donc entre le stade immature et le stade à condensats. Nos valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite ont montré que cette partie du synclinorium de la Baie des Chaleurs était supramature en termes de génération d'huile (stade à gaz sec, valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite entre 1,9 et 3,3 %; Appendice C). Hesse et Dalton (1991) ont attribué un «low grade metamorphic zone» au secteur occupé par le Groupe de Chaleurs inférieur entre

l'anticlinal de Duval et la faille de Garin, ainsi qu'à la Formation de Garin. Ceci est peu crédible, sauf que la cristallinité de l'illite n'est pas seulement un indicateur de maturation passive comme la matière organique, mais elle est aussi un indicateur d'hydrothermalisme (Bertrand *et al.*, 2003; Garnier *et al.*, 2007). Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite du secteur entre l'anticlinal de Duval et la faille de Garin (Groupe de Chaleurs inférieur) et à la Formation de Garin montrent que ce secteur se situent dans le stade à gaz sec et dans l'anchizone (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite supérieures à 3,0 %; Héroux *et al.*, 1979).

Les cartes de la cristallinité de l'illite et des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures montrent que les zones les plus matures se trouvent surtout dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, dans les roches de la Formation de Garin et du Groupe de Matapédia (figure 2.4; Hesse et Dalton, 1991). Il y a aussi une petite partie plus mature à l'Est de la boutonnière Maquereau-Mictaw dans les roches du Groupe de Chaleurs (figure 2.4; Hesse et Dalton, 1991). Les valeurs de la cristallinité de l'illite varient entre 0,25 et 0,60° Δ2θ, ce qui correspond à des valeurs de réflectance entre 6,0 et 1,7 %. Les valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite varient entre 2,5 et 5,7 % (Appendice C)

Les roches entourant la boutonnière Maquereau-Mictaw (incluant celles du Groupe de Mictaw) auraient été moins enfouies que les autres roches du secteur Est. Ces résultats s'expliquent bien si on considère que la boutonnière Maquereau-Mictaw a été un haut-fond pendant la sédimentation des roches du Groupe de Chaleurs et des autres unités stratigraphiques sus-jacentes (figure 2.16).

Le secteur Est de la région Sud de la Gaspésie montre une continuité avec la partie du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick située au sud de la faille de Black Lake (figure 2.15). Cette partie du Nouveau-Brunswick et le secteur Est de la région Sud ont une maturation élevée : les successions se trouvent dans les stades à gaz sec et stérile (figure 2.15).

Les valeurs élevées de la réflectance estimée de la vitrinite du secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs de la Gaspésie et la partie au sud de la faille de Black Lake au Nouveau-Brunswick seraient dues à un enfouissement profond des successions du Groupe de Chaleurs par des roches volcaniques. Aujourd'hui, l'épaisseur

des roches volcaniques dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick est de plusieurs centaines de mètres. Les roches volcaniques du secteur Est de la région Sud de la Gaspésie pourraient donc être la cause de l'enfouissement profond et auraient été érodées dans le secteur Est. Toutefois, pour atteindre le stade à gaz sec et l'anchizone observés dans les roches du Groupe de Chaleurs dans le secteur Est du synclinorium de la Baie des Chaleurs de la Gaspésie, les roches volcaniques ont dû atteindre une épaisseur de quelques kilomètres. Il se peut aussi que le niveau de maturation thermique du secteur Est de la région Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie soit dû là aussi à un enfouissement profond des roches du Groupe de Chaleurs, mais par des roches des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé, de Fortin et/ou des Grès de Gaspé.

Dans le secteur Ouest de la région Sud, la maturation thermique déterminée par la réflectance estimée de la vitrinite est la même que celle qui a été déterminée par l'indice de la coloration des conodontes par Nowlan et Barnes (1987). En effet, dans les successions de la Formation de Garin et du Groupe de Matapédia au sud de la faille de Ristigouche, l'indice de la coloration des conodontes indique que les successions sont dans les stades à gaz sec et stérile (valeurs de l'indice de 4 et 5, ce qui correspond à des valeurs de la réflectance entre 1,95 % et des valeurs de plus de 3,60 %; Nowlan et Barnes, 1987), ce qui correspond à ce qui a été obtenu avec la réflectance estimée de la vitrinite (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite : entre 2,9 et 3,8 %; figures 2.4 et 2.14; Appendice C).

La carte de la cristallinité de l'illite montre que la partie au sud de la faille de Nouvelle est la zone la moins mature du secteur Ouest (Hesse et Dalton, 1991). Les valeurs de la cristallinité de l'illite varient entre 0,6 et 0,7° Δ2θ, ce qui correspond à des valeurs de la réflectance variant entre 1,0 et 1,7 %. Cette partie est dans la «low grade metamorphic zone». Par contre, la partie située au nord de la faille de Nouvelle est la plus mature (Hesse et Dalton, 1991). Les valeurs de la cristallinité de l'illite varient entre 0,25 et 0,60° Δ2θ, ce qui correspond à des valeurs de réflectance qui varient entre 6,0 et 1,7 %. Elle est dans la zone anchimétamorphique. La carte des zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures montre aussi que la partie située au sud de la faille de Nouvelle est la moins mature et que la

partie au nord de la faille de Nouvelle est plus mature (figures 2.4 et 2.14). La partie au sud de la faille de Nouvelle est dans la fenêtre à huile (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite variant entre 0,6 et 1,35 %), alors que la partie au nord est dans les stades à gaz sec et stérile (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite : entre 1,45 et 3,8 %; figures 2.4 et 2.14; Appendice C).

La maturation thermique de la région Sud du bassin pourrait être due, en premier lieu, à un enfouissement profond des successions de la Formation de Garin et des groupes de Matapédia et de Chaleurs par le dépôt de successions des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé, de Fortin, des Grès de Gaspé et du Carbonifère. Deuxièmement, certains secteurs de la région Sud (situés au sud de la faille du Grand Pabos) auraient subi du magmatisme en profondeur et de l'hydrothermalisme comme l'indique la présence d'indices minéralisés (Malo *et al.*, 2000) et de dykes dévoniens (Doyon et Berger, 1997). La chaleur dégagée par les intrusions et la circulation des fluides hydrothermaux aurait pu faire augmenter la maturation des roches encaissantes.

Par contre, le patron de maturation thermique des secteurs situés au sud de la faille du Grand Pabos ne ressemble pas exactement à celui de l'intrusion de Murdochville (figures 2.4 et 2.8). Le patron de maturation de l'intrusion de Murdochville montre que le niveau de maturation est plus élevé à l'emplacement de l'intrusion et que plus on s'éloigne de l'intrusion, plus le niveau de maturation diminue, et ce, de façon concentrique (figures 2.4, 2.8, 2.10 et 2.11).

Dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, il y a présence d'intrusions datant du Dévonien précoce et moyen (figure 2.15). Ces intrusions n'ont influencé que localement le patron de maturation (Bertrand et Malo, 2004a). Il y a des auréoles de maturation autour des intrusions, mais elles ne sont pas aussi grandes que celles de l'intrusion de Murdochville (figure 2.15). Il n'y a donc que les successions situées à proximité des intrusions qui ont des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite élevées. Ce patron de maturation ressemble à celui du secteur Ouest de la région Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. La maturation thermique régionale de ce secteur serait donc principalement due à l'enfouissement sédimentaire, tandis que le magmatisme n'aurait influencé que localement la maturation thermique.

En général, lorsqu'il y a des intrusions, il y a du coke qui est formé. Le coke indique qu'il y a eu une chauffe rapide (Taylor et al., 1998). Cette chauffe peut être due à des fluides hydrothermaux, aux mouvements tectoniques le long d'une faille et à des intrusions (Taylor et al., 1998). Il y a présence de coke dans presque toutes les successions de la Gaspésie (tableau 2.2). La présence de coke n'est donc pas nécessairement un indicateur de chauffe rapide liée à des intrusions, mais elle pourrait être due aux mouvements tectoniques le long des failles qui à de plus grandes profondeurs doivent produire plus de chaleur sur les plans de glissement qu'à de plus faibles profondeurs. De plus, la proportion de coke augmente lorsque l'on descend dans la stratigraphie (tableau 2.2). Il y aurait donc eu une augmentation de l'hydrothermalisme et/ou de la friction entre les plans de faille en fonction de la profondeur.

De plus, la maturation thermique du secteur Ouest correspond à celle qui a été trouvée dans la région de Campbellton et de Dalhousie dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick (Bertrand et Malo, 2004a; Wilson *et al.*, 2004). En effet, les deux régions passent du stade d'hydrocarbures de la fenêtre à huile à celui des condensats et, finalement, à celui des gaz secs. À un même niveau stratigraphique, les deux régions se ressemblent. Par exemple, la Formation de Campbellton, qui est un équivalent stratigraphique des formations de LaGarde et de Pirate Cove (Wilson *et al.*, 2004) a une valeur de la réflectance estimée de la vitrinite de 0,64 % (Bertrand et Malo, 2004a). La seule valeur de la réflectance estimée de la vitrinite pour la Formation de Pirate Cove est de 0,71 % (Appendice C).

En général, les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite suivent les contacts stratigraphiques (figure 2.4). Par conséquent, la maturation thermique de la Ceinture de Gaspé est en grande partie due à de l'enfouissement. De plus, la maturation thermique du bassin siluro-dévonien de la Ceinture de Gaspé précède ou est contemporaine au plissement qui a eu lieu au Dévonien moyen (figures 2.6, 2.7 et 2.9). Même si une grande partie de la maturation thermique de la Gaspésie précède ou est contemporaine au plissement du Dévonien moyen, il y a certains secteurs dont les courbes d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite recoupent les contacts stratigraphiques et où la maturation thermique post-date le plissement. Ces secteurs sont :

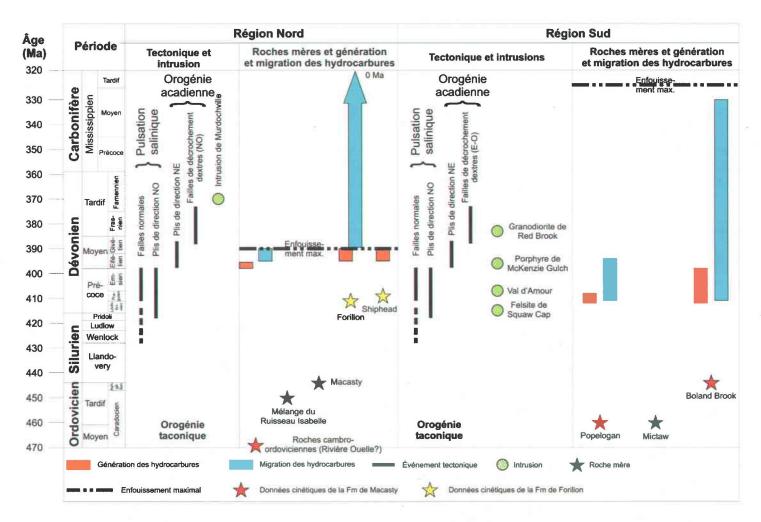


Figure 5.1 : Synthèse de la tectonique, des roches mères potentielles et de la génération et de la migration des hydrocarbures pour les régions Nord et Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie. La flèche de couleur bleue indique que la migration des hydrocarbures de la Formation de Forillon aurait continué jusqu'à aujourd'hui. Modifiée de Bertrand et Malo (2001) et Wilson et al. (2004).

1) la partie la plus occidentale du secteur Ouest de la région Nord, occupé par le synclinal du Lac Mitis (figure 2.5), 2) au sud de la faille de Nouvelle dans le secteur Ouest de la région Sud (figure 2.14), et 3) dans le secteur de la ville de Murdochville (figure 2.10). Au sud de la faille de Nouvelle, il est moins évident de voir que le patron des zones de maturation recoupe les contacts stratigraphiques comme dans le secteur de Murdochville. Dans le cas du secteur de Murdochville, c'est l'intrusion qui a influencé le patron des zones de maturation (Bertrand et Malo, 2001). Cette intrusion est survenue après l'enfouissement maximal (qui a eu lieu durant l'orogénie acadienne au Dévonien moyen), c'est-à-dire au Dévonien tardif (figure 5.1). Pour les secteurs du synclinal du Lac Mitis et au sud de la faille de Nouvelle, le patron de maturation ne ressemble pas à celui du secteur de Murdochville (figure 2.4). Il n'y a pas d'auréole. Il n'y aurait donc pas eu d'intrusion dans les secteurs du synclinal du Lac Mitis, ni au sud de la faille de Nouvelle. La maturation de ces secteurs aurait donc commencé avant le plissement du Dévonien moyen et elle se serait poursuivie pendant et après le plissement.

5.1.4- Roches mères

Les roches mères potentielles à hydrocarbures de la Ceinture de Gaspé ont pu être déterminées par les analyses de Rock Eval. Ces roches mères ont des valeurs de COT qui sont supérieures à 1,0 %. Les roches mères de la Gaspésie sont soit ordoviciennes, siluriennes ou dévoniennes. De plus, on retrouve les roches mères potentielles à hydrocarbures dans les régions Nord et Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie.

Dans la région Nord, aucune nouvelle roche mère n'a été découverte dans le cadre de cette étude. Les roches mères à hydrocarbures qui avaient été déterminées dans de précédentes études sont le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle et les formations de Rivière Ouelle, d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead et de York River (Membre de l'Anse-à-Brillant). Les successions de la Formation de Rivière Ouelle et du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle sont ordoviciennes et stratigraphiquement sous les roches du bassin siluro-dévonien, alors que celles des

formations dévoniennes d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead et de York River font partie du bassin siluro-dévonien.

Pour La Formation de Rivière Ouelle, le COT peut atteindre des valeurs de 1,50 % (Bertrand et al., 2003). L'épaisseur de strates riches en matière organique dans cette dernière unité est d'environ 25 m (Bertrand et al., 2003), mais l'épaisseur des successions qui sont probablement des équivalents stratigraphiques atteignent plus de 500 m dans le puits Soquip Gaspé Sud no 1 (Bertrand et Malo, 2001). Les roches du Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle atteignent des valeurs de COT de 2,70 % (Roy, 2004). L'épaisseur du Black Shale est indéterminée, l'unité étant limitée au nord et au sud par des failles dans la zone de faille de Shickshock Sud, dans le secteur Ouest de la région Nord (Malo et al., 2001). Dans le secteur Est, le COT peut atteindre des valeurs de plus de 1,0 % dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). L'épaisseur de la Formation d'Indian Point atteint 900 m dans le puits Gulf Sunny Bank no 1. Par contre, il n'y a qu'entre 100 et 200 m de strates qui ont un COT de 1,0 % (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Dans le secteur Ouest, le COT le plus élevé observé dans la Formation de Forillon est de 1,74 %, alors qu'il atteint une valeur semblable de 1,75 % dans le secteur Est, plus précisément dans le puits Gulf Sunny Bank no 1 (Bertrand et Malo, 2004b). Pour la Formation de Forillon, l'épaisseur de strates ayant des valeurs de COT supérieures à 0,5 % est de 125 m dans le Nord-Est de la Gaspésie (tableau 4.7). En ce qui concerne, la Formation de Shiphead, le COT peut atteindre des valeurs supérieures à 0,5 % dans les puits Soquip Blanchet no 1 et Gulf Sunny Bank no1 (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). L'épaisseur des strates les plus riches en matière organique de la Formation de Shiphead n'atteigne pas plus de 100 m (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Finalement, la Formation de York River montre des valeurs de COT qui peuvent atteindre un maximum d'environ 60 %. Cette valeur maximale est atteinte dans un charbon observé dans la partie orientale du secteur Est (Bertrand et Malo, 2004b). Par contre, la Formation de York River ne serait que localement une bonne roche mère, puisque le lit de charbon où sont trouvés les valeurs élevées de COT est mince (quelques centimètres seulement). Les lits de charbon de la Formation de York River ne sont trouvés que dans le Nord-Est de la Gaspésie au sud de la ville de Gaspé. Les valeurs de COT peuvent varier de 0,63 à 5,31 % dans de petits niveaux charbonneux dans la Formation de York River (Bertrand, 1987; Bourque et al., 2003).

Les roches de la Formation de Rivière Ouelle sont supramatures en termes de génération d'huile (valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite d'environ 2,0 %; Bertrand et al., 2003). Par conséquent, la seule méthode pour déterminer le type de matière organique est la pétrographie. La Formation de Rivière Ouelle a des caractéristiques similaires à celles de la Formation de Macasty. Les roches de la Formation de Rivière Ouelle contiennent de l'amorphinite, des graptolites et du migrabitume (Bertrand, 1987; Bertrand et al., 2003). La matière organique serait donc entre les types I et II.

Pour le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle, la pétrographie est le seul moyen de déterminer le type de matière organique, car les roches sont supramatures en termes de génération d'huile (réflectance estimée de la vitrinite supérieure à 2,3 %). Le Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle contient de l'amorphinite, du migrabitume et des graptolites (Roy, 2004). La matière organique serait donc de type II.

La Formation de Forillon est également supramature en termes de génération d'huile (réflectance estimée de la vitrinite : 1,99 %). La position de l'échantillon ayant un COT de 1,74 % dans le diagramme de l'indice d'hydrogène versus la réflectance estimée de la vitrinite (figure 3.13b) et dans le diagramme van Krevelen (figure 3.19) tombe toujours là où les chemins d'évolution des trois types de matière organique sont confondus. Puisque la Formation de Forillon contient de l'amorphinite, des migrabitumes, de la vitrinite et de la fusinite, on suppose que la matière organique de cette formation serait de types II et/ou III.

Selon le diagramme van Krevelen, la Formation de Shiphead contient de la matière organique de type II (Bertrand et Malo, 2001). Par contre, le diagramme de la détermination du type de matière organique en fonction de la réflectance estimée de la vitrinite et de l'indice d'hydrogène indique que la matière organique de la Formation de Shiphead serait intermédiaire entre les types II et III (Bertrand et Malo, 2001). Vu que la Formation de Shiphead contient de l'amorphinite, des migrabitumes, de la vitrinite et de

la fusinite, comme dans le cas de la Formation de Forillon, la matière organique de la Formation de Shiphead serait donc de types II et/ou III.

Finalement, la réflectance estimée de la vitrinite indique que l'échantillon de charbon analysé provenant de la Formation de York River est immature (0,55 %). La composition de cette roche riche en vitrinite et les chromatogrammes en phase gazeuse des extraits organiques qui en ont été tirés montrent des courbes typiques du type III (Béhar et Pelet, 1985). Le positionnement de l'échantillon de charbon dans le diagramme de l'indice d'hydrogène versus la réflectance estimée de la vitrinite (figure 3.13b) ainsi que dans le diagramme van Krevelen (figure 3.19) indique que la matière organique serait soit intermédiaire entre les types II et III ou serait de types II et/ou III. interprétation est confirmée par la valeur de l'indice d'hydrogène pour ce kérogène qui est de 398 mg/gC, valeur bien supérieure à 300 mg/gC qui est la valeur maximale pour une matière organique immature de type III (Taylor et al., 1998). Finalement, les valeurs des énergies d'activation du charbon dévonien indiquent que le kérogène du charbon dévonien est de type III (tableau 4.2; figure 4.6). Par conséquent, la matière organique contenue dans le charbon de la Formation de York River est un mélange des types II et III. Dans les autres échantillons analysés dans la Formation de York River, la matière organique contient plus de 55% de kérogène de type III (vitrinite – semi-fusinite). Elle contient aussi 25% de matière amorphe et de liptinite (type II) et le reste est du migrabitume.

Pour la région Sud, le Groupe de Mictaw et, très localement, la Formation de Mann sont les roches mères potentielles à hydrocarbures. Les roches du Groupe de Mictaw sont ordoviciennes, alors que celles de la Formation de Mann sont siluriennes. Le COT des roches du Groupe de Mictaw peuvent atteindre des valeurs supérieures à 3,0 %. Les roches du Groupe de Mictaw se situent dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs dans la boutonnière Maquereau-Mictaw (figure 1.1). L'épaisseur du faciès de shales noirs du Groupe de Mictaw est estimé à près de 100 m (De Broucker, 1987).

La matière organique des roches mères potentielles à hydrocarbures est un mélange de plusieurs types de matière organique. Les roches du Groupe de Mictaw contiennent de la matière organique amorphe, des migrabitumes et des zooclastes (tableau

2.2). La présence d'amorphinite indique plus probablement une matière organique de type I ou II, alors que les zooclastes indiquent un milieu marin, donc un type II (Hunt, 1995). Puisque la réflectance estimée de la vitrinite pour le Groupe de Mictaw est d'environ 0,9 %, ce groupe est par conséquent mature. De plus, le diagramme de l'indice d'hydrogène versus la réflectance estimée de la vitrinite montre que la matière organique contenue dans le Groupe de Mictaw serait de type II (figure 3.13a), alors que le diagramme van Krevelen indique que la matière organique est de types I et/ou II (figure 3.19). Avec la présence d'amorphinite et de zooclastes, la matière organique des roches du Groupe de Mictaw est plus probablement de type II.

La Formation de Mann ne serait que localement une roche mère, puisque qu'il n'y a qu'une seule valeur de COT, sur trois valeurs, qui est supérieure à 1,0 % dans les analyses de COT qui ont été faites dans cette formation (Appendice D). Cette valeur a été trouvée au sud de la faille de Nouvelle, dans le synclinal de Ristigouche. Une campagne d'échantillonnage plus détaillée de la Formation de Mann permettrait de préciser le potentiel roche mère de cette unité et l'épaisseur de la zone de l'unité ayant des valeurs supérieures à 1,0 %.

Les roches de la Formation de Mann sont supramatures en termes de génération d'huile (réflectance estimée de la vitrinite supérieure à 2,3 %). La pétrographie est alors le seul moyen de déterminer le type de matière organique. Pour la Formation de Mann, rendu à ce niveau de maturité, les courbes d'évolution des types de matière organique de l'échantillon ayant un COT de 1,24 % se confondent (figures 3.13a et 3.15a) et rendent toute identification du kérogène d'origine impossible. La pétrographie a démontré que la matière organique serait de type II, car il y a présence d'amorphinite, de migrabitume et de graptolites.

Les autres roches mères potentielles à hydrocarbures de la région Sud du bassin siluro-dévonien sont les formations de Popelogan et de Boland Brook. Les roches de ces deux formations sont ordoviciennes. Les successions des formations de Popelogan et de Boland Brook se trouvent dans le flanc sud du synclinal de Ristigouche au Nouveau-Brunswick. Le COT atteint une valeur de 1,81 % pour la Formation de Popelogan et peut atteindre des valeurs de 0,76 et 1,46 % pour le Membre de Ritchie Brook dans la

Formation de Boland Brook (Bertrand et Malo, 2004a). Pour la Formation de Popelogan, l'épaisseur réelle de la couche riche en matière organique n'est pas connue. Pour la Formation de Boland Brook, il n'y a qu'une petite partie au sommet de la formation qui est riche en matière organique (Bertrand et Malo, 2004a). Il s'agit du Membre de Ritchie Brook (Bertrand et Malo, 2004a).

Les formations de Popelogan et de Boland Brook sont supramatures en termes de génération d'huile. La valeur de la réflectance estimée de la vitrinite est de 2,93 % pour la Formation de Popelogan et la valeur moyenne de la réflectance estimée de la vitrinite est de 4,10 % pour le Membre de Ritchie Brook dans la Formation de Boland Brook (supramatures en termes de génération d'huile). Par conséquent, le seul moyen de déterminer le type de matière organique est la pétrographie. Les roches des deux formations contiennent de l'amorphinite, des migrabitumes et des zooclastes, ce qui indique une matière organique de type II. De plus, les roches de la Formation de Boland Brook contiennent de la liptinite, généralement associée à de la matière organique de type II. Donc, la matière organique des formations de Popelogan et de Boland serait de type II.

Enfin, il y a peu d'unités lithostratigraphiques qui soient de très bonnes roches mères à huile, c'est-à-dire qui aient des valeurs du potentiel génétique supérieures à 10 mg HC/g de roche (Hunt, 1995). Il n'y a que le Groupe de Mictaw et la Formation de York River qui soient localement de très bonnes roches mères à huile. Localement, la valeur du potentiel génétique pour le Groupe de Mictaw peut atteindre 30,2 mg HC/g, alors que celle de la Formation de York River (charbon) peut atteindre 234,3 mg HC/g.

Le reste des successions paléozoïques de la Gaspésie sont pauvres en matière organique comme le montrent les résultats d'analyses du COT dans le Chapitre 3 (90 % des teneurs en COT sont inférieures à 0,5 %).

5.1.5- Corrélations huiles – roches mères

Pour corréler les huiles soit entre elles ou avec les roches mères, des analyses de chromatographie en phase gazeuse, de biomarqueurs et de composition isotopique ainsi qu'un calcul de l'indice de carbone préférentiel ont été réalisés.

Les analyses des chromatogrammes en phase gazeuse montrent que les huiles des puits du Nord-Est de la Gaspésie (Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2, 16 et 20 et Pétro Gaspé Galt no 5) sont dominés par les hydrocarbures saturés (tableau 3.7). Les valeurs du rapport pristane/phytane indiquent que les huiles analysées dans le cadre de notre étude proviennent de roches mères d'origine marine (les valeurs du rapport pristane/phytane varient entre 1,6 et 2,5; tableau 3.9; Peters et Moldowan, 1993). Ces résultats semblent corroborer le fait que les roches ordoviciennes comme les roches du Groupe de Mictaw et de la Formation de Macasty, ainsi que les roches dévoniennes comme celles de la Formation de Forillon sont des roches d'origine marine.

Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 20 ont une composition élevée de la fraction légère (plus de 60 %; tableau 3.8). Ces huiles n'ont subi aucune évaporation ni biodégradation. L'huile du puits P.O.T. no 16 a une composition en fraction légère qui est diminuée (moins de 40 %; tableau 3.8). Cette perte de fraction légère peut être due à de l'évaporation, puisque cette huile a été récoltée à la tête d'un puits abandonné. L'huile s'écoulait à la surface.

Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1, P.O.T. no 2 et 16 ont une composition en stéranes réguliers C₂₇, C₂₈ et C₂₉ semblable à celle des extraits des formations de Macasty (Ordovicien), de Forillon (Dévonien) et de York Lake (Dévonien) ainsi que du Groupe de Mictaw (Ordovicien). L'abondance de C₂₇ dans les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 indique que ces huiles proviennent de milieux marins (figure 3.24 et Appendice Q). En ce qui concerne l'huile du puits P.O.T. no 16, elle proviendrait probablement de milieux mixtes (entre marins et terrestres), puisqu'il n'y a pas une grande différence entre les pourcentages de C₂₇ et de C₂₉ (33,0 % et 39,6 %, respectivement; Appendice Q).

Les valeurs des rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C_{29} indiquent que les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16 sont matures (tableau 3.10).

Les valeurs du rapport Ts/Tm, quant à elles, indiquent que les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16 ont comme origine un shale (tableau 3.11). Dans le cadre de cette étude, les shales étudiés proviennent de roches ordoviciennes.

La figure du rapport pristane/nC₁₇ versus le rapport phytane/nC₁₈ montre que toutes les huiles analysées proviendraient de milieux intermédiaires, entre les milieux oxydants et réduits (figure 3.34). De plus, elles auraient comme origine un mélange de kérogènes des types II et III (figure 3.34). Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16 auraient une composition semblable à celle des roches ordoviciennes et siluro-dévoniennes.

Les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3 et Pétrolia Haldimand no 1 ont une composition isotopique semblable à celle de la Formation de York River (Dévonien; figure 3.35 et tableau 3.12). L'huile du puits P.O.T. no 20 a, quant à elle, une composition isotopique qui ressemble à celle de la Formation de Macasty (Ordovicien; figure 3.35 et tableau 3.12). Finalement, les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1, Junex *et al.* Galt no 3 et P.O.T. no 16 et 20 ont une composition isotopique similaire.

Les huiles des puits Pétrolia Haldimand no 1, Junex et al. Galt no 3 et P.O.T. no 2 et no 16 montrent une composition similaire aux successions ordoviciennes (Groupe de Mictaw et Formation de Macasty). Par contre, des extraits de roches dévoniennes provenant des formations de Forillon et de York Lake ont une composition en stéranes qui ressemble aux successions ordoviciennes. Par conséquent, il est difficile de distinguer les huiles d'origine ordovicienne de celles qui sont d'origine silurienne et dévonienne. Il est donc possible que toutes les huiles des puits du Nord-Est de la Gaspésie seraient un mélange d'huile de roches ordoviciennes et dévoniennes.

L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 a une fraction légère qui est diminuée (moins de 40 %; tableau 3.8), comme dans le cas de l'huile du puits P.O.T. no 16. L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 a aussi été collectée à la tête d'un puits abandonné.

La fraction légère se serait donc évaporée. L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 est caractérisée par une quasi-absence des alcanes normaux. Par contre, les alcanes ramifiés réguliers (pristane et phytane) sont encore présents et il y a une abondance d'hydrocarbures lourds. Cette huile est caractéristique d'une huile qui est légèrement biodégradée (Tissot et Welte, 1984; Hunt, 1995).

Les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ont une composition en stéranes réguliers C₂₇, C₂₈ et C₂₉ qui ressemble à celle des extraits des formations d'Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille, d'Indian Cove et de York River. L'abondance de C₂₉ dans les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 indique que ces huiles proviennent de milieux plus proximaux que les autres huiles (figure 3.27 et Appendice Q).

Les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ont des valeurs des rapports 20S/(20R + 20S) et $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ pour le C_{29} qui indiquent que ces huiles sont matures (tableau 3.10).

Les valeurs du rapport Ts/Tm indiquent que les huiles des puits Pétro Gaspé Galt no 3 et 5 ont comme origine un calcaire (tableau 3.11). Les calcaires étudiés dans le cadre de cette étude proviennent de roches siluro-dévoniennes.

La figure du rapport pristane/nC₁₇ versus le rapport phytane/nC₁₈ indique l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 proviendraient de milieux intermédiaires, entre les milieux oxydants et réduits (figure 3.34). L'origine de cette huile serait donc un mélange de kérogènes des types II et III comme pour les huiles des puits Junex *et al.* Galt no 3, Pétrolia Haldimand no 1 et P.O.T. no 2 et 16 (figure 3.34). La composition de l'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 serait seulement similaire à celle des roches siluro-dévoniennes.

L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 5 a une distribution en alcanes normaux semblable à celle des successions siluro-dévoniennes, mais sa composition en stéranes est anormale comparée à celle des successions siluro-dévoniennes. Cette huile serait un mélange d'huiles provenant de roches ordoviciennes, siluriennes et dévoniennes.

L'huile du puits Pétro Gaspé Galt no 3 ne contient presque plus d'alcanes normaux. Par contre, les isoprénoïdes, le pristane et le phytane, sont encore présents. Cette huile est donc légèrement biodégradée. Par conséquent, les résultats sur les biomarqueurs de cette huile ne peuvent être utilisés pour déterminer son origine.

Il est important de noter que lorsque les échantillons sont matures ou supramatures en termes de génération d'huile, il est difficile d'utiliser les biomarqueurs. Si l'on veut faire des corrélations entre une huile et une roche mère supramature en termes de génération d'huile, il est alors préférable d'utiliser les rapports isotopiques qui est une excellente méthode de corrélation (Peters et Moldowan, 1993).

5.1.6- Histoire de la génération et de la migration des hydrocarbures

L'histoire de la génération et de la migration des hydrocarbures a été recrée par modélisation avec le logiciel TEMIS 1D. Puisque les modélisations ont été faites en 1D, la direction de la migration des hydrocarbures n'a pu être déterminée. Trois puits ont été modélisés : Gulf Sunny Bank no 1, Soquip Gaspé Sud no 1 et HQPG Miguasha-Ouest no 1. Les deux premiers puits sont situés dans la région Nord de la Gaspésie dans le secteur Est, alors que le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 est situé dans le secteur Ouest de la région Sud (figure 1.3).

Des données cinétiques de kérogène ont été incorporées au modèle de chacun des puits (tableau 4.2). Dans les puits Gulf Sunny Bank no 1 et Soquip Gaspé Sud no 1, ce sont les données cinétiques du kérogène extrait de la Formation de Forillon qui ont été utilisées dans le modèle, et ce, pour les formations de Forillon et de Shiphead.

Pour le puits Soquip Gaspé Sud no 1, il y a une autre roche mère potentielle, soit les roches cambro-ordoviciennes à la base du puits. Celles-ci ont plusieurs caractéristiques (pétrographiques et géochimiques) des roches de la Formation de Rivière Ouelle (Ordovicien). Il se pourrait que les roches cambro-ordoviciennes du puits Soquip Gaspé Sud no 1 appartiennent à la Formation de Rivière Ouelle. Les formations de Rivière Ouelle et de Macasty ont une pétrographie similaire. Par conséquent, ce sont les données cinétiques du kérogène extrait de la Formation de Macasty qui ont été utilisées pour la modélisation des roches cambro-ordoviciennes.

Finalement, pour le puits HQPG Miguasha-Ouest no 1, ce sont les formations de Popelogan et de Boland Brook qui sont potentiellement les roches mères. Ces deux formations sont ordoviciennes. C'est pour cela que ce sont les données cinétiques de la Formation de Macasty qui ont été utilisées dans la modélisation du puits HQPG Miguasha-Ouest no 1 (tableau 4.14). De plus, la Formation de Popelogan a une pétrographie semblable à celle de la Formation de Macasty.

La modélisation des régions Nord et Sud a montré que la région Sud du bassin siluro-dévonien avait des gradients géothermiques beaucoup plus élevés (entre 30 et 38 °C/km) que ceux de la région Nord (entre 16 et 25 °C/km). Les différences de gradients géothermiques entre les deux régions sont dues à l'activité volcanique dans le secteur du synclinal de Ristigouche (région Sud).

La figure 5.1 est une synthèse de la tectonique, des roches mères potentielles, et de la génération et de la migration des hydrocarbures pour les régions Nord et Sud du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie.

Dans la région Nord, la génération des hydrocarbures des roches cambroordoviciennes a commencé il y a 397,5 millions d'années et elle s'est terminée il y a 395 millions d'années, durant l'orogénie acadienne, pendant le plissement régional de direction nord-est (figure 5.1). Pour les formations de Forillon et de Shiphead, la génération des hydrocarbures a commencé il y a 395 millions d'années et se serait terminée il y a 390 millions d'années, lors de l'enfouissement maximal (figure 5.1). La génération des hydrocarbures de la région Nord du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie a eu lieu durant l'orogénie acadienne pendant le plissement régional de direction nord-est (figure 5.1).

La migration des hydrocarbures a commencé il y a 395 millions d'années pour les roches cambro-ordoviciennes et elle se serait terminée à l'enfouissement maximal (390 millions d'années; figure 5.1). Encore là, tout aurait eu lieu lors de la formation de plis de direction nord-est durant l'orogénie acadienne. La migration des hydrocarbures de la Formation de Forillon aurait commencé il y a 390 millions d'années et elle aurait continué probablement jusqu'à aujourd'hui (figure 5.1). La migration des hydrocarbures de la Formation de Forillon aurait commencé pendant l'orogénie acadienne, avant la formation de failles de décrochement dextres de direction nord-ouest (figure 5.1). Pour la Formation de Shiphead, les résultats de la simulation montrent que le niveau de saturation dans cette roche est resté bas. Il n'y aurait donc pas eu de migration primaire.

Le fait que les roches cambro-ordoviciennes aient généré leurs hydrocarbures au Dévonien moyen (figure 5.1) n'est possible que dans le bloc Centre (zone située entre les failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac). Ceci est dû à la maturation qui a été continue dans cette partie de la Gaspésie (Bertrand, 1987; Bertrand et Malo, 2001). Pour le bloc Nord (au nord de la faille du Bras Nord-Ouest), les successions cambro-ordoviciennes ont maturé avant que les successions siluro-dévoniennes ne se déposent (Bertrand et Malo, 2001). Si la génération des huiles des roches ordoviciennes précédait partout l'orogénie taconique, étant donné le rang élevé de la maturation atteint par ces unités, les huiles d'origine ordovicienne auraient été partiellement ou complètement détruites avant la sédimentation siluro-dévonienne.

Dans la région Sud de la Ceinture de Gaspé, la génération des hydrocarbures des formations de Popelogan et de Boland Brook aurait commencé il y a 412 millions d'années lors de la formation de failles normales et de plis de direction nord-ouest durant la pulsation salinique (figure 5.1). La génération des hydrocarbures se serait terminée il y a 408 millions d'années pour la Formation de Popelogan pendant la pulsation salinique en même temps qu'il y avait formation de failles normales et de plis de direction nord-ouest et il y a 398 millions d'années pour la Formation de Boland Brook à la fin de la pulsation salinique et au début de l'orogénie acadienne (figure 5.1).

Quant à la migration des hydrocarbures, elle aurait commencé il y a 411 millions d'années pour les deux formations lors de la pulsation salinique (figure 5.1). Elle se serait terminée il y a 394 millions d'années pour la Formation de Popelogan pendant l'orogénie acadienne lors du plissement de direction nord-est et il y a 330 millions d'années pour la Formation de Boland Brook bien après l'orogénie acadienne, mais avant l'enfouissement maximal qui a eu lieu très probablement au Carbonifère dans la région Sud (325 millions d'années; figure 5.1), plutôt qu'au Dévonien moyen comme dans la région Nord (390 millions d'années; figure 5.1).

5.2- Comparaisons avec un autre bassin

Pour comparer le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, nous avons choisi un autre bassin des Appalaches, soit celui de la région Ouest de la province de Terre-Neuve La région Ouest de Terre-Neuve se situe à l'extrémité nord-est des Appalaches dans la zone tectono-stratigraphique de Humber (Williams, 1979).

Les roches les plus riches en matière organique sont les formations de Green Point, de Black Cove et de Mainland (Fowler *et al.*, 1995). Au niveau tectonostratigraphique, ces formations sont respectivement équivalentes aux formations de Rivière Ouelle, de Macasty et de Vauréal. La Formation de Green Point est une roche cambro-ordovicienne qui contient du bitume, de la matière organique amorphe, des graptolites, des acritarches et des algues (Macauley, 1987; Williams *et al.*, 1998). Les valeurs de COT varient entre 0,6 et 5,2 % (Weaver et Macko, 1988), avec des valeurs pouvant aller jusqu'à 10,35 % dans la région de Port-au-Port (Fowler *et al.*, 1995). Les valeurs de l'indice d'hydrogène varient entre 640 et 759 mg HC/g COT (Fowler *et al.*, 1995). La Formation de Green Point présente donc un excellent potentiel à huile (Fowler *et al.*, 1995). La matière organique serait de type I-II (Fowler *et al.*, 1995).

Les formations de Black Cove et de Mainland sont des roches de l'Ordovicien moyen (Fowler et al., 1995). Elles contiennent de la matière organique amorphe et de la pyrite (Williams et al., 1998). Les valeurs de COT de la Formation de Mainland varient entre 4,29 et 6,36 %, alors que celles de l'indice d'hydrogène sont entre 481 et 517 mg HC/g COT (Fowler et al., 1995). La Formation de Mainland a elle aussi un excellent potentiel à hydrocarbures (Fowler et al., 1995). La matière organique contenue dans les roches de cette formation est aussi de type I-II (Fowler et al., 1995). En ce qui concerne la Formation de Black Cove, elle a des valeurs de COT qui varient entre 0,64 et 1,43 % (Fowler et al., 1995). Les valeurs de l'indice d'hydrogène varient entre 7 et 312 mg HC/g COT (Fowler et al., 1995). La matière organique de la Formation de Black Cove est aussi de type I-II (Fowler et al., 1995; Williams et al., 1998).

Les roches les plus riches en matière organique de la région Ouest de Terre-Neuve sont donc des roches du Cambro-Ordovicien et de l'Ordovicien, comme dans le cas de la Gaspésie (Groupe de Mictaw, Black Shale Assemblage du Mélange du Ruisseau Isabelle, Formation de Rivière Ouelle). La matière organique des roches ordoviciennes de Terre-Neuve est de type I-II, alors que celle des roches ordoviciennes en Gaspésie est plus de type II. Par contre, en Gaspésie, on retrouve des roches mères dévoniennes (formations de Forillon et de York River). Celles-ci peuvent être aussi riches en matière organique que les roches mères ordoviciennes : valeurs du COT de 1,75 % pour la Formation de Forillon et de 5,31 % pour la Formation de York River. La matière organique des roches dévoniennes est de types II et/ou III.

Les successions de la région Ouest de Terre-Neuve sont en général beaucoup moins matures que celles du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, et ce, même si elles sont plus vieilles. Ceci est dû au fait que les roches de la Gaspésie ont été enfouies beaucoup plus profondément que celles de Terre-Neuve.

Le gradient géothermique de la région Ouest de Terre-Neuve a été évalué à 25 °C/km (Williams *et al.*, 1998), ce qui ressemble au gradient déterminé pour le puits Gulf Sunny Bank no 1 (24 °C/km; Chapitre 4).

Les indices d'hydrocarbures ont été retrouvés dans les roches du Paléozoïque inférieur, soit dans les formations de Green Point (Cambro-Ordovicien) et de Lower Head (Orodvicien moyen; Fowler *et al.*, 1995), contrairement à ceux de la Ceinture de Gaspé de la Gaspésie qui ont été trouvés dans les roches du Dévonien (Lavoie et Bourque, 2001).

Comme dans le cas des huiles analysées dans le cadre de ce projet (tableau 3.7), les huiles de la région Ouest de Terre-Neuve contiennent beaucoup plus d'hydrocarbures saturés que d'hydrocarbures aromatiques (Fowler *et al.*, 1995). Par contre, les huiles de Terre-Neuve contiennent moins de distillat que celles de la Gaspésie (tableau 3.8; Fowler *et al.*, 1995).

Les valeurs du rapport pristane/phytane pour les huiles de Terre-Neuve varient entre 2,03 et 2,59, alors que celles pour les huiles de la Gaspésie se situent entre 1,58 et 2,51 (tableau 3.9; Fowler *et al.*, 1995). Ces valeurs sont assez similaires. Les huiles de

l'Ouest de Terre-Neuve ont une forte concentration en stéranes réguliers C₂₉ (Fowler *et al.*, 1995), alors que la moitié des huiles de la Gaspésie ont une forte concentration en stéranes réguliers C₂₇ (Appendice S). Les autres huiles de la Gaspésie ont une forte concentration en stéranes réguliers C₂₉ (Appendice S).

Les huiles de Terre-Neuve proviennent d'une source unique, soit la Formation de Green Point (Cambro-Ordovicien; Fowler *et al.*, 1995), alors que les huiles de la Gaspésie proviendraient de roches ordoviciennes et siluro-dévoniennes.

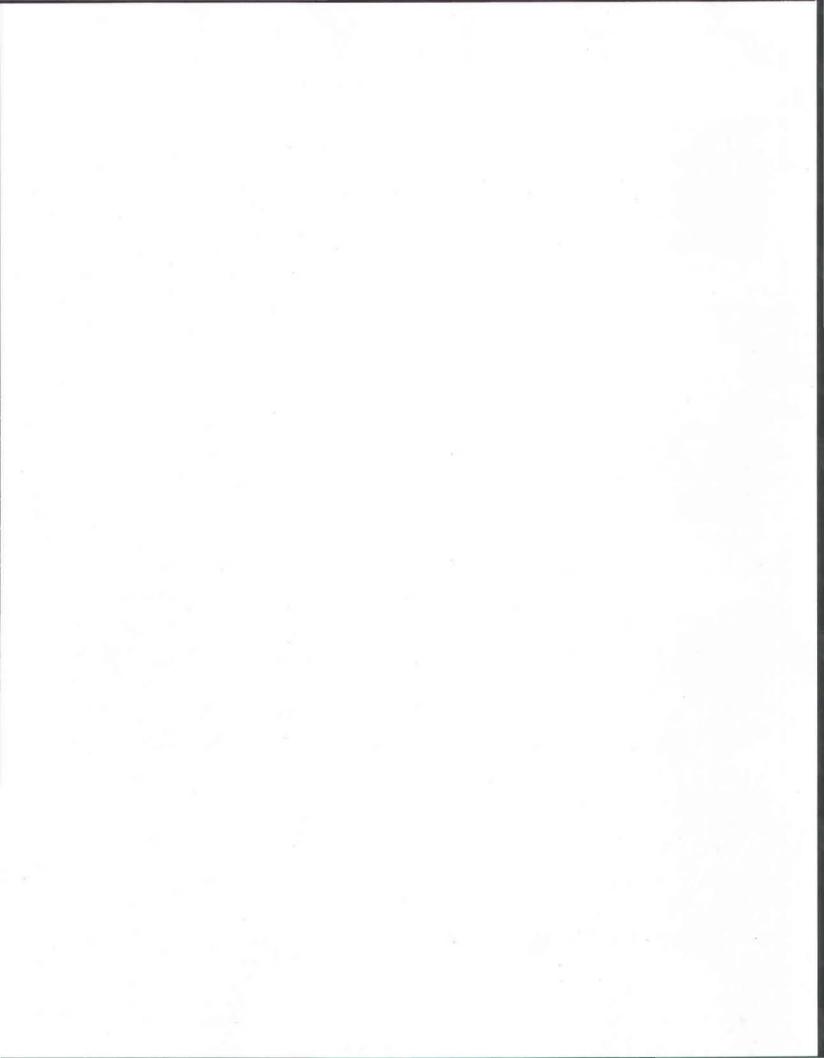
Donc, les huiles de la région Ouest de Terre-Neuve ne seraient pas les mêmes que celles du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie.

5.3- Ce qu'il reste à faire

Dans l'étude du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, il reste encore plusieurs choses à faire. En premier lieu, il faudrait faire des analyses de réflectance estimée de la vitrinite dans les secteurs qui n'ont pas encore été couverts, comme le synclinal du Mont Alexandre et l'Est du Groupe de Fortin (figure 2.4). Des coupes structurales montrant les zones d'isovaleurs de la réflectance estimée de la vitrinite et des stades de génération des hydrocarbures en sous-surface dans la région Sud de la Gaspésie servirait à voir ce qui se passe en sous-surface au niveau de la maturation thermique dans cette région. Des analyses cinétiques des shales du Groupe de Mictaw pour faire de nouvelles modélisations 1D de la région Sud du bassin siluro-dévonien pourraient aussi être réalisées. Des modélisations 2D et 3D pour tout le bassin siluro-dévonien de la Gaspésie seraient nécessaires pour mieux comprendre ce qui s'est passé dans ce bassin. Finalement, des études sur les inclusions fluides seraient utiles pour connaître, corriger et corréler les patrons de migration des hydrocarbures avec la génération des hydrocarbures d'après les modélisations et l'histoire de la porosité dans les roches.

<u>RÉFÉRENCES</u>

La véritable science enseigne, par-dessus tout, à douter et à être ignorant. Miguel de Unamuno



<u>RÉFÉRENCES</u>

- ALPERN, B. 1980. «Pétrographie du kérogène»; dans <u>Kerogen, insoluble organic matter</u> from sedimentary rocks, B. Durand, ed., Éditions Technip, Paris, France, p. 339-384.
- AMERICAN GEOLOGICAL INSTITUTE. 1984. <u>Dictionnary of geological terms</u>, third edition. Prepared y American Geological Institute, R.L. Bates et J.A. Jackson, eds., Anchor Book, New York, 571p.
- AMYOT, G. 1984. Lithostratigraphie de sous-surface de l'est de la Gaspésie. <u>Ministère</u> de l'Énergie et des Ressources du Québec, ET 83-11, 75 p., 1 annexe hors texte.
- BATES, R.L. 1987. Glossary of Geology, third edition. G. Buntebarth et L. Stegena, eds., Springer-Verlag, p. 79-93.
- BAKER, C.E. et M.J. Pawlewicz. 1986. «The correlation of vitrinite reflectance with maximum temperature in humic organic matter»; dans <u>Paleogeothermics</u>, F.G. Christiansen, ed., Grølands Geologiske Undersøgelse Bulletin 158, p. 32-39.
- BATHURST, R.G.C. 1980. <u>Carbonate sediments and their diagenesis: Developments in sedimentology 12</u>, 2^e édition. Elsevier, New York.
- BEAUSOLEIL, C., M. Malo, C. Morin, J.-Y. Laliberté et D. Brisebois. 2002. Contrasting Taconian and Acadian structural styles along the new geophysical seismic reflection profiles in western Gaspé Appalachians, Matapedia Valley. Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, Calgary, Program and Abstracts, p. 67.
- BÉHAR, F. et R. Pelet. 1985. Pyrolysis gas chromatography applied to organic geochemistry, structural similarities between kerogens and asphaltenes from related rock extracts and oils. <u>Journal of Analytical and Applied Pyrolysis</u>, vol. 8, p. 173-187.
- BÉHAR, F. et M. Vandenbroucke. 1987. Chemical modelling of kerogens. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 11, p. 15-24.

- BÉHAR, F., C. Leblond et C. Saint-Paul. 1989. Analyse quantitative des effluents de pyrolyse en milieu ouvert et fermé. Revue de l'Institut français du Pétrole, vol. 44, p. 387-411.
- BÉHAR, F. et R. Pelet. 1994. Geochemistry of asphaltenes. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 6, p. 587-595.
- BÉHAR, F. et M. Vandenbroucke. 1996. Experimental determination of the rate constants of the *n*-C₂₅ thermal cracking at 120, 400 and 800 bar: Implications for high-pressure/high-temperature prospects. Energy and Fuels, vol. 10, p. 932-940.
- BÉHAR, F., M. Vandenbroucke, Y. Tang, F. Marquis et J. Espitalié. 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. Organic geochemistry, vol. 26, p. 321-339.
- BÉHAR, F., H. Budzinski, M. Vandenbroucke et Y. Tang. 1999. Methane generation from oil cracking: Kinetics of 9-methylphenanthrene cracking and comparison with other pure compounds and oil fractions. Energy and Fuels, vol. 13, p. 471-481.
- BÉHAR, F., V. Beaumont et H.L. De B. Penteado. 2001. Rock-Eval 6 technology: Performances and developments. Oil & Gas Science and Technology Revue de l'IFP, vol. 56, p. 111-134.
- BÉHAR, F., F. Lorant, H. Budzinski et E. Desavis. 2002. Thermal stability of alkylaromatics in natural systems: Kinetics of thermal decomposition of dodecylbenzene. <u>Energy and Fuels</u>, vol. 16, p. 831-841.
- BEIN, A. et Z. Sofer. 1987. Origin of oils in Helez region, Israël implications for exploration in the eastern Mediterranean. <u>Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists</u>, vol. 71, p. 65-75.
- BERTRAND, R. 1987. «Maturation thermique et potentiel pétroligène des séries post-taconiennes du Nord-Est de la Gaspésie et de l'Île d'Anticosti (Canada)». Thèse de doctorat, Neuchâtel, Université de Neuchâtel, 676 p, http://doc.rero.ch/search.py?recid=4860&ln=f.
- 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, Canada. <u>Journal canadien des Sciences de la Terre</u>, vol. 27, p. 731-741.

- BERTRAND, R. 1991. Maturation thermique des roches mères dans les basins des basses-terres du Saint-Laurent et dans quelques buttes témoins au sud-est du Bouclier canadien. <u>International Journal of Coal Geology</u>, vol. 19, p. 359-383.
- BERTRAND, R. 1993. Standardization of solid bitumen reflectance to vitrinite in some Paleozoic sequences of Canada. <u>Energy Sources</u>, vol. 15, p. 269-287.
- BERTRAND, R. 2002. Rapport préliminaire sur la pétrographie et la réflectance de la matière organique des successions de la région du Lac Matapédia. Rapport soumis au Ministère des Ressources Naturelles du Québec, 9 p. plus les annexes.
- BERTRAND, R. et Y. Héroux. 1981. Carbone organique: indicateur potentiel de paléoenvironnements; deux exemples. <u>Journal canadien des Sciences de la Terre</u>, vol. 18, p. 1838-1849.
- BERTRAND, R., J.-C. Bérubé, Y. Héroux et A. Achab. 1985. Pétrographie du kérogène dans le Paléozoïque inférieur: méthode de préparation et exemple d'application. Revue de l'Institut français du Pétrole, Éditions Technip, vol. 40, p. 155-167.
- BERTRAND, R. et Y. Héroux. 1987. Chitinozoan, graptolite, and scolecodont reflectance as an alternative to vitrinite and pyrobitumen reflectance in Ordovician and Silurian strata, Anticosti Island, Quebec, Canada. <u>Bulletin American Association of Petroleum Geologists</u>, vol. 71, p. 951-957.
- BERTRAND, R. et M. Malo. 2001. Source rock analysis, thermal maturation and hydrocarbon generation in the Siluro-Devonian rocks of the Gaspé Belt basin, Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 49, p. 238-261.
- BERTRAND, R. et M. Malo. 2002. Source rock and oil analysis thermal maturation and hydrocarbon generation: Histories in the Siluro-Devonian rocks of the Gaspé Belt Basin, Canada. CSPG Diamond Jubilee Convention, Calgary.
- BERTRAND, R., D. Lavoie et M. Fowler. 2003. Cambrian-Ordovician shales in the Humber Zone: thermal maturation and source rock potential. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 51, p. 213-233.
- BERTRAND, R. et M. Malo. 2003. Maturation thermique, potentiel roche mère et géologie structurale des roches siluro-dévoniennes de la région des Monts Berry, Gaspésie. Rapport confidentiel pour Pétrolia Inc. 90 p.

- BERTRAND, R. et M. Malo. 2004a. Maturation thermique, potentiel roche mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. Soumis dans le cadre de Targeted Geoscience Initiative Phase 2 de la Commission Géologique du Canada. 98 p., 13 figs.
- BERTRAND, R. et M. Malo. 2004b. Maturation thermique basée sur la réflectance de la matière organique de quelques échantillons du sud de la Gaspésie. Rapport confidentiel pour Hydro-Québec, Pétrole et Gaz, INRS-ETE, rapport de recherche 731, 15 p.
- BERTRAND, R. et M. Malo. 2006. Maturation thermique et potentiel roche mère des successions traversées par les sondages : HQPG, Miguasha-Est no 1 et Miguasha-Ouest no 1. Rapport confidentiel, 29 p.
- BOURQUE, P.-A. 2001. Sea level, synsedimentary tectonics, and reefs: implications for hydrocarbon exploration in the Silurian lowermost Devonian Gaspé Belt, Québec Appalachians. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 49, p. 217-237.
- BOURQUE, P.-A., C. Gosselin, D. Kirkwood, M. Malo et P. St-Julien. 1993. Le Silurien du segment appalachien Gaspésie-Matapédia-Témiscouata: stratigraphie, géologie structurale et paléogéographie (rapport final). Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MB 93-25, 115 p.
- BOURQUE, P.-A., D. Brisebois et M. Malo. 1995. « Ceinture de Gaspé »; dans Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland, chap. 4, rév. par H. Williams, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada no 6, p. 347-387.
- BOURQUE, P.-A., M. Malo et D. Kirkwood. 2000. Paleogeography and tectonosedimentary history at the margin of Laurentia during Silurian to earliest Devonian time: The Gaspé Belt, Québec. <u>Geological Society of America Bulletin</u>, vol. 112, p. 4-20.
- BOURQUE, P.-A., D. Kirkwood et M. Malo. 2001. Stratigraphy, tectono-sedimentary evolution and paleogeography of the post-Taconian pre-Carboniferous Gaspé Belt: an overview. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 49, p. 186-201.

- BOURQUE, P.A., R. Bertrand, D. Kirkwood, D. Lavoie et M. Malo. 2003. Analyse du système pétrolier et évaluation du potentiel pétrolifère du segment appalachien de Gaspésie-Matapédia-Témiscouata au Québec. Rapport confidentiel pour Hydro-Québec, <u>INRS-ETE</u>, rapport de recherche 718, 179 p.
- BRISEBOIS, D. et J. Nadeau. 2003. Géologie de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent (22A, 22B, 22C, 22G, 22H, 21N et 21O). Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, Québec; DV 2003-08, échelle 1 : 250000.
- BUCHARDT, B., F.G. Christiansen, H. Nohr-Hansen, N.H. Larsen et P. Ostfeldt. 1989. «Composition of organic matter in source rocks»; dans <u>Petroleum Geology of North Greenland</u>, F.G. Christiansen, ed., Grølands Geologiske Undersøgelse Bulletin 158, p. 32-39.
- CAMIRÉ, G. 1995. Development of inverted metamorphic gradient in the internal domain of the Taconian belt, Gaspé Peninsula. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 32, p. 37-51.
- CAMPBELL, I. 1973. « Natural coke »; dans <u>Glossary of geology</u>, seconde édition. R. McAffe Jr et C.L. Wolf, eds., American Geological Institute, 52 p.
- CASTONGUAY, S., J.I. Carroll, N. Pinet, D. Brisebois et M. Malo. 2004. Compilation géologique, Matane-Restigouche, Les ponts géologiques de l'est du Canada, Transect 3, Québec Nouveau-Brunswick. Commission géologique du Canada, Dossier publique 4628, échelle 1/125000.
- CAWOOD, P.A., H. Williams, S.J. O'Brien et P.P. O'Neill. 1988. A geological cross-section of the Appalachian Orogen. <u>Geological Association of Canada</u>, Fieldtrip guidebook, A1, 160 p.
- CHUNG, H.M., G.E. Claypool, M.A. Rooney et R.M. Squires. 1994. Source characteristics of marine oils as indicated by carbon isotopic ratios of volatile hydrocarbons. <u>American Association of Petroleum Geologists Bulletin</u>, vol. 78, p. 396-408.
- CLEMENTZ, D.M. 1979. Effect of oil and bitumen saturation on source rock pyrolysis.

 American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 63, p. 2227-2232.

- COMBAZ, B. 1980. «Les kérogènes vus au microscope»; dans <u>Kerogen, insoluble</u> organic matter from sedimentary rocks, B. Durand, ed., Éditions Technip, Paris, France, p. 55-111.
- CONFORD, C., P. Gardner et C. Burgess. 1998. Geochemical truths in large data sets; I : Geochemical screening data. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 29, p. 519-530.
- CURIALE, J.A. 1986. Origin of solid bitumens, with emphasis on biological marker results. Organic Geochemistry, vol. 10, p. 559-580.
- CURIALE, J.A. 1992. «Molecular maturity parameters within a single oil family: A case study from the Sverdrup Basin, Arctic Canada»; dans <u>Biological Markers in Sediments and Petroleum</u>, J.M. Moldowan, P. Albrecht et R.P. Philp, eds., Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J., p. 275-300.
- CURRY, D.J. 1995. « The pyrolysis index : a rapid and reproductible technique for estimating the oil generation potential of coal and terrestrial kerogens »; dans Organic geochemistry: Developments and applications to energy, climate, environment and human history, J.O. Grimalt et C. Dorronsoro, A.I.G.O.A, Espagne, p. 763-765.
- DAVIS, G.H. et S.J. Reynolds. 1996. <u>Structural geology of rocks and regions</u>; second edition. John Wiley and Sons Inc., New York, 776 p.
- DE BROUCKER, G. 1987. Stratigraphie, pétrographie et structure de la boutonnière de Maquereau-Mictaw (Région de Port-Daniel, Gaspésie). <u>Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec</u>, Mémoire MM 86-03, 160 p.
- DICKSON, L.G., G.W. Patterson et B.A. Knights. 1979. Distribution of sterols in the marine Chlorophyceae. Proceedings of the International Seaweed Symposium, vol. 9, p. 413-420.
- DOMINÉ, F. 1991. High pressure pyrolysis on n-hexane, 2,4-dimethylpentane and 1-phenylbutane. Is pressure an important geochemical parameter? Organic Geochemistry, vol. 17, p. 619-634.
- DOW, W.G. 1977. Kerogen studies and geological interpretations. <u>Journal of Geochemical Exploration</u>, vol. 7, p. 79-99.

- DOYON, M. et J. Berger. 1997. Distribution et contrôles structuraux des roches magmatiques siluro-dévoniennes de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, ET 97-01, 31 p.
- DUBA, D. et A.E. Williams-Jones. 1983. Studies of burial metamorphism in the post-Taconic stage of the Appalachian orogen, southwestern Gaspé. <u>Canadian Journal of</u> <u>Earth Sciences</u>, vol. 20, p. 1152-1158.
- DUNHAM, R.J. 1962. «Classification of carbonate rocks according to depositional texture»; dans <u>Classification of carbonate rocks</u>, a symposium, W.E. Ham, ed., American Association of Petroleum Geology, memoir 1, p. 108-121.
- DUPUIS, C., M. Malo, J. Bédard, B. Davis et M. Villeneuve. 2008. A lost arc-back-arc terrane of the Dunnage oceanic tract recorded in clasts from the Garin Formation and McCrea mélange in the Gaspé Appalachians of Québec. <u>Geological Society of America Bulletin</u> (sous presse).
- DURAND, B. et J.C. Monin. 1980. «Elemental analysis of kerogens (C, H, O, N, S, Fe)»; dans <u>Kerogen</u>, insoluble organic matter from sedimentary rocks, B. Durand, ed., Éditions Technip, Paris, France, p. 35-53.
- EL ALBANI, A., R. Cloutier et A.-M. Candilier. 2002. Early diagenesis of the Upper Devonian Escuminac Formation in the Gaspé Peninsula, Québec : sedimentological and geochemical evidence. <u>Sedimentary Geology</u>, vol. 146, p. 209-223.
- ESPITALIÉ, J., J.L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet et A. Boutefeu. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. Revue de l'Institut français du Pétrole, vol. 32, p. 23-42.
- ESPITALIÉ, J., M. Madec et B. Tissot. 1980. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: Influence on petroleum generation and migration. <u>American Association of Petroleum Geologists Bulletin</u>, vol. 64, p. 59-66.
- ESPITALIÉ, J., K. Senga Makadi et J. Trichet. 1984. Role of mineral matrix during kerogen pyrolysis. Organic Geochemistry, vol. 6, p. 365-382.
- ESPITALIÉ, J. et M.L. Bordenave. 1993. «Rock Eval pyrolysis»; dans <u>Applied Petroleum Geochemistry</u>, chap. II.2, par M.L. Bordenave ed., Éditions Technip, Paris, p.237-278.

- FATTORUSSO, E., S. Magno et L. Mayol. 1980. Sterols of Mediterranean Chlorophyceae. Experientia, vol. 36, p. 1137-1138.
- FOWLER, M.G. et A.G. Douglas. 1987. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 11, p. 201-213.
- FOWLER, M.G., A.P. Hamblin, D. Hawkins, L.D. Stasiuk et I. Knight. 1995. Petroleum geochemistry and hydrocarbon potential of Cambriam and Ordovician rocks of western Newfoundland. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 43, p. 187-213.
- GARNIER, V., M. Malo, B. Dubé, A. Chagnon et G. Beaudoin. 2007. Carlin-type gold mineralization at Saint-André-de-Ristigouche, Gaspé Peninsula (Québec), Canadian Appalachians. <u>Miner Deposita</u>, vol. 42, p. 639-662.
- GLOBENSKY, Y., J. Béland, P.-A. Bourque, Y. Bourque, D. Brisebois, J.M. Charbonneau, P.A. Cousineau, P.J. Lespérance, M. Letarte, M. Malo, J. Riva, J. Rondot, P. St-Julien, A. Petryk. 1993. Lexique stratigraphique canadien, volume V-B: Région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des Îles-de-la-Madeleine. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, DV 91-23, 327 p.
- GOODARZI, F., P.W. Brooks et A.F. Embry. 1989. Regional maturity as determined by organic petrography and geochemistry of the Schei Point Group (Triassic) in the western Sverdrup Basin, Canadian Artic Archipelago. Marine and Petroleum Geology, vol. 6, p. 290-302.
- GOODWIN, T.W. 1973. «Comparative biochemistry of sterols in eukaryotic microorganisms»; dans <u>Lipids and biomembranes of eukaryotic microorganisms</u>, J.A. Erwin, ed., Academic Press, p. 1-40.
- GOSSELIN, C. 1983. Évaluation du potentiel minéral des cantons de Power et Joncas, Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, DP 83-36, carte annotée.
- GRANTHAM, P.J. 1986. Sterane isomerization and moretane/hopane ratios in crude oils derived from Tertiary source rocks. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 9, p. 293-304.

- GRETENER, P.E. 1981. Geothermics: Using temperature in hydrocarbon exploration.

 American Association of Petroleum Geologists short course, Education course note series no 17, San Francisco Annual Meeting, mai 1981, 170 p.
- HACQUEBARD, P.A. et J.R. Donaldson. 1970. Coal metamorphism and hydrocarbon potential in the Upper Paleozoic of the Atlantic Provinces, Canada. <u>Journal of Earth Sciences</u>, vol. 7, p. 1139-1163.
- HÉROUX, Y., A. Chagnon et R. Bertrand. 1979. Compilation and correlation of the major thermal maturation indicators. <u>American Association of Petroleum Geologists</u> <u>Bulletin</u>, vol. 63, p. 2128-2144.
- HÉROUX, Y. et A. Chagnon. 1986. Relation entre l'hydrothermalisme, les aires d'altération, les indices minéralisés et la diagenèse des matières organiques des groupes d'Honorat, de Matapédia et de Fortin dans les régions de Saint-André-de-Ristigouche et de Carleton, Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MB 86-61, 52 p.
- HÉROUX, Y. et R. Bertrand. 1991. Maturation thermique de la matière organique dans un bassin du Paléozoïque inférieur, basses-terres du Saint-Laurent, Québec, Canada. Journal canadien des Sciences de la Terre, vol. 28, p. 1019-1030.
- HÉROUX, Y., A. Chagnon et M. Savard. 1996. Organic matte rand clay anomalies associated with base-metal sulfide deposits. <u>Ore Geology Reviews</u>, vol. 11, p. 157-173.
- HESSE, R. et E. Dalton. 1991. Diagenetic and low-grade metamorphic terranes of Gaspé Peninsula related to the geological structure of the Taconian and Acadian orogenic belts, Quebec Appalachians. <u>Journal of Metamorphic Geology</u>, vol. 9, p. 775-790.
- HUANG, W.-Y. et W.G. Meinschein. 1979. Sterols as ecological indicators. Geochimica et Cosmochimica Acta, vol. 43, p. 739-745.
- HUNT, J.M. 1995. <u>Petroleum Geochemistry and Geology</u>, second edition. W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.
- ICCP. 2001. The new classification (ICCP System 1994). Fuel, vol. 80, p. 459-471.
- IDIZ, E., M.G. Fowler et R. Bertrand. 1997. Oils and source rocks from the Gaspé Peninsula, Quebec; geochemical characteristics and provenance. <u>CSPG – SEPM</u>

- <u>Joint Convention</u>, June 1 6, Calgary, Alberta, Canada, Program with Abstracts, p. 139.
- IFP. 2006. TEMIS 3D manual. Rapport interne, 558 p.
- INRS-GÉORESSOURCES. 1983. Évolution thermique de l'extrémité orientale de la péninsule de Gaspé en relation avec les déformations tectoniques. <u>Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec</u>, DP 83-03, 96 p.
- INRS-PÉTROLE. 1972. Étude géochimique de la série siluro-dévonienne des sondages Gulf Sunny Bank et Imperial Lowlands Associated York no 1, péninsule de Gaspé. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, GM-27748.
- INRS-PÉTROLE. 1973. Study of Great Plains Noel et al. La Vérendrye no 1. <u>Ministère</u> des Richesses naturelles, MRN-2-73, 30 p.
- INRS-PÉTROLE Y Héroux. 1974. Étude des microfaciès, évaluation optique de la matière organique des formations ordoviciennes à dévoniennes de la région de la Baie des Chaleurs. INRS-Pétrole, YH/hm 29.07.74-1, 66 p.
- INRS-PÉTROLE. 1975. Analytical investigation, mineralogy, geochemistry, palynology and reflectometry of Gaspé Sandstone Series of Central Gaspé, Québec. Ministère des Richesses naturelles du Québec Service de l'Énergie, open file, 80 p.
- ISLAM, S., R. Hesse et A. Chagnon. 1982. Zonation of diagenesis and low-grade metamorphism in Cambro-Ordovician flysch of Gaspé Péninsula, Quebec Appalachians. <u>Canadian Mineralogist</u>, vol. 20, p. 155-167.
- JACOB, H. et W. Hiltmann. 1985. Disperse, feste Erdölbitumina als Migrations- und Maturitätsindikatoren im Rahmen der Eldöl/Erdgas-Prospektion. Eine Modellstudie in Nordwestdeutschland. Dt. Wiss. Ges. Erdöl, Erdgas u. Kohle, Forschungsber, vol. 267, p. 1-54.
- KATZ, B.J. 1984. Limitations of Rock-Eval pyrolysis for typing organic matter. Rock-Eval Geochemistry Seminar, Delsi Inc., Houston, 17-18 janvier 1984.
- KINK, P.B. 1977. <u>The evolution of North America</u>, revised edition. Princeton University Press, New Jersey, 197 p.
- KIRKWOOD, D. 1995. Strain partitioning and progressive deformation history of a transpressive belt, Northern Appalachians. <u>Tectonophysics</u>, vol. 241, p. 15-34.

- KIRKWOOD, D. 1999. A palinspatic restoration of a post-Taconian successor basin deformed within a transpressive regime, northern Appalachians. <u>Tectonics</u>, vol. 18, p. 1027-1040.
- KIRKWOOD, D. et M. Malo. 1993. Across strike geometry of the Grand Pabos fault zone: evidence for Devonian dextral transpression in the Québec Appalachians.

 Revue canadienne des Sciences de la Terre, vol. 30, p. 1363-1373.
- KIRKWOOD, D., M. Lavoie et J.-S. Marcil. 2004. Structural style and hydrocarbon potential in the Acadian foreland fold and thrust belt, Gaspé Appalachians, Canada; dans <u>Deformation</u>, fluid flow and reservoir appraisal in foreland fold and thrust belts, R. Swennen, F. Roure et J.W, Granath, eds., AAPG Hedberg Series, no 1, p. 412-430.
- KÜBLER, B. 1967. Anchimétamorphisme et schistocité. <u>Bulletin du Centre de Recherches de Pau SNPA</u>, vol. 1, p. 259-278.
- LARTER, S.R. 1984. « Application of analytical pyrolysis techniques to kerogen characterization and fossil fuel exploration/exploitation »; dans <u>Analytical pyrolysis</u>: <u>Techniques and applications</u>, K.J. Voorhes ed., Butterworth, London, p. 212-275.
- LAVOIE, D. 1991. Carbonate sedimentation in an extensional tectonic regime: the Lower Devonian Upper Gaspé Limestones, Quebec Appalachians. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 29, p. 118-128.
- LAVOIE, D., P.-A. Bourque et Y. Héroux. 1992. Early Silurian carbonate platform in the Appalachian orogenic belt: the Sayabec La Vieille Formation of the Gaspé Matapédia Basin, Québec. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 29, p. 704-719.
- LAVOIE, D. et P.-A. Bourque. 1993. Marine, burial and meteoric diagenesis of early Silurian carbonate ramps, Québec Appalachians, Canada. <u>Journal of Sedimentary Petrology</u>, vol. 63, p. 233-247.
- LAVOIE, D. et P.-A. Bourque. 2001. The history of hydrocarbon exploration in the Silurian-Devonian Gaspé Belt: 100 years of modest success. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 49, p. 180-185.
- LAVOIE, D. et G. Chi. 2001. The Lower Silurian Sayabec Formation in the northern Gaspé: carbonate diagenesis and reservoir potential. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 49, p. 282-298.

- LAVOIE, D., G. Chi, P. Brennan-Alpert, A. Desrochers et R. Bertrand. 2005. Hydrothermal dolomitization in the Lower Ordovician Romaine Formation of the Anticosti Basin: significance for hydrocarbon exploration. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 54, p. 454-471.
- LESPÉRANCE, P.J. 1980. Calcaires supérieurs de Gaspé. Les aires-types et le prolongement vers l'ouest. <u>Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec</u>, DPV-595.
- LEYTHAEUSER, D., O. Borromeo, F. Mosca, R. di Primio, M. Radke et R.G. Schaefer. 1995. Pressure solution in carbonate source rocks an dits control on petroleum generation and migration. <u>Marine and Petroleum Geology</u>, vol 12, p.717-733.
- LORANT, F. et F. Béhar. 2002. Late generation of methane from mature kerogens. Energy and Fuels, vol. 16, p. 412-427.
- MACAULEY, G. 1987. Organic geochemistry of some Ordovician outcrop samples, western Newfoundland. Geological Survey of Canada, Open file report 1503, 15 p.
- MACKENZIE, A.S. 1984. «Application of biological markers in petroleum geochemistry»; dans <u>Advances in Petroleum Geochemistry</u>, J.Brooks et D.H. Welte, eds., Academic Press, London, p. 115-214.
- MALO, M. 1988. Stratigraphy of the Aroostook-Percé Anticlinorium in the Gaspé Peninsula, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 25, p. 893-908.
- MALO, M. 2001. The Late Silurian-Early Devonian tectono-sedimentary history of the Gaspé Belt in the Gaspé Peninsula: from a transtensional Salinic basin to an Acadian foreland basin. <u>Bulletin of the Canadian Society of Petroleum Geologists</u>, vol. 49, p. 202-216.
- MALO, M. 2004. Paleogeography of the Matapédia basin in the Gaspé Appalachians: initiation of the post-Taconian successor basin of the Gaspé Belt. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 41, 553-570.
- MALO, M. et J. Béland. 1989. Acadian strike-slip tectonics in the Gaspé region, Québec Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 26, p. 1764-1777.
- MALO, M., R. Moritz, F. Roy, A. Chagnon et R. Bertrand. 1990. Géologie et métallogénie de la faille du Grand Pabos, région de Robidoux-Reboul, Gaspésie. <u>Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec</u>, MB 90-09, 76 p.

- MALO, M. et P.-A. Bourque. 1993. «Timing of the deformation events from Late Ordovician to Mid-Devonian in the Gaspé Peninsula»; dans <u>The Acadian Orogeny</u>: recent studies in New England, Maritime Canada and the autochtonous foreland, D.C. Roy et J.W. Skeenan, eds., Geological Society of America Special Paper 275, p. 101-122.
- MALO, M. et D. Kirkwood. 1995. « Faulting and progressive strain history of the Gaspé Peninsula in post-Taconian time: A review »; dans <u>Current perspectives in the Appalachian-Caledonian orogen</u>, J.P Hibbard, C.R. van Staal et P.A. Cawood, eds., Geological Association of Canada Special Paper 41, p. 267-282.
- MALO, M., A. Tremblay, D. Kirkwood et P. Cousineau. 1995. Along-strike structural variations in the Quebec Appalachians: consequence of a collision along an irregular margin. <u>Tectonics</u>, vol. 14, p. 1327-1338.
- MALO, M., R. Moritz, B. Dubé, A. Chagnon, F. Roy et C. Pelchat. 2000. Base-metal skarns and gold occurrences in southern Gaspé Appalachians: Distal products of a faulted and displaced magmatic-hydrothermal system along the Grand Pabos Restigouche fault system. <u>Economic Geology</u>, vol. 95, p. 1297-1318.
- MALO, M., P.A. Cousineau, P.E. Sacks, J.F.V. Riva, E. Asselin et P. Gosselin. 2001. Age and composition of the Ruisseau Isabelle Mélange along the Shickshock Sud fault zone: constraints on the timing of mélanges formation in the Gaspé Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 38, p. 21-42.
- MALO, M., G. Ruffet, A. Pincivy et A. Tremblay. 2008. A ⁴⁰AR/³⁹Ar study of oceanic and continental deformation processes during an oblique collision: Taconian orogeny in the Quebec reentrant of the Canadian Appalachians. <u>Tectonics</u>, vol. 27 (sous presse).
- MCGERRIGLE, H. W. 1950. <u>La géologie de l'Est de Gaspé</u>. Ministère des Mines, Québec, RG-35, 174 p.
- MILNER, C.W., M.A. Rogers et C.R. Evans. 1977. Petroleum transformations in reservoirs. <u>Journal of Geochemical Exploration</u>, vol. 7, p. 101-153.
- MOLDOWAN, J.M., W.K. Seifert et E.J. Gallegos. 1985. Relationship petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. <u>American Association of Petroleum Geologists Bulletin</u>, vol. 69, p.1255-1268.

- NOWLAN, G. S. et C.R. Barnes. 1987. Thermal maturation of Palaeozoic strata in Eastern Canada from conodont colour alteration index (CAI) data with implications for burial history, tectonic evolution, hotspot tracks and mineral and hydrocarbon exploration. Geological Survey of Canada, Bulletin 367, 47 p.
- PAOLETTI, C., B. Pushparaj, G. Florenzano, P. Capella et G. Lercker. 1976. Unsaponifiable matter of green and blue-green algal lipids as a factor of biochemical differentiation of their biomass: II, terpenic alcohol and sterol fractions. <u>Lipids</u>, vol. 11, p. 266-271.
- PATTERSON, G.W. 1974. Sterols of some green algae. <u>Comparative Biochemistry and Physiology</u>, vol. 47B, p. 453-457.
- PEAKMAN, T.M. et J.R. Maxwell. 1988. «Early diagenetic pathways of steroids alkenes»; dans <u>Advances in Organic Geochemistry</u>, L. Mattavelli et L. Novelli, eds., Oxford, Pergamon Press, p. 583-592.
- PEAKMAN, T.M., H.L. ten Haven, J.R. Rechka, J.W. de Leeuw et J.R. Maxwell. 1989. Occurence of (20R)- and (20S)- $\Delta^{8(14)}$ and Δ^{14} 5α(H)-sterenes and the origin of 5α(H),14β(H), 17β(H)-sterenes in an immature sediment. Geochimica et Cosmochimica Acta, vol. 53, p. 2001-2009.
- PELET, R., F. Béhar et J.C. Monin. 1986. Resins and asphaltenes in the generation and migration of petroleum. Organic Geochemistry, vol. 10, p. 481-498.
- PETERS, K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. <u>American Association of Petroleum Geologists Bulletin</u>, vol. 70, p. 318-329.
- PETERS, K.E. et J.M. Moldowan. 1993. <u>The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments</u>. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.
- PETERS, K.E, C.C. Walters et P.J. Mankiewicz. 2006. Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation. <u>AAPG Bulletin</u>, vol. 90, p. 387-403.
- PINCIVY, A., M. Malo, G. Ruffet, A. Tremblay et P.E. Sacks. 2003. Regional metamorphism of the Appalachian Humber Zone of Gaspé Peninsula: 40Ar/39Ar evidence for crustal thickening during the Taconian orogeny. Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 40, p. 301-315.

- PINET, N. et A. Tremblay. 1995. Tectonic evolution of the Québec-Maine Appalachians: From oceanic spreading to obduction and collision in the northern Appalachian.

 <u>American Journal of Science</u>, vol. 295, p. 173-200.
- PINET, N., D. Lavoie, P. Brouillette, D.J. Dion, P. Keating, D. Brisebois, M. Malo et S. Castonguay. 2005. Gravity and aeromagnetic atlas of the Gaspé Peninsula. Geological Survey of Canada, Open File 5020, 68 p.
- PINET, N., D. Lavoie, P. Keating et P. Brouillette. 2008. Gaspé belt subsurface geometry in the northern Québec Appalachians as revealed by an integrated geophysical and geological study: 1 Potential field mapping. <u>Tectonophysics</u>, vol. 460, p. 34-54
- RAMSAY, J.G. et M.I. Huber. 1983. <u>The techniques of modern structural geology</u>; volume 1 : strain analysis. Academic Press Inc., London, 307 p.
- RICKEN, W. 1986. <u>Diagenetic bedding: Lecture notes in Earth Science 6</u>. Springer Verlag, New York.
- ROBERT, P. 1985. Histoire géothermique et diagenèse organique. <u>Bulletin des centres</u> de recherches exploration-production Elf-Aquitaine de Pau, France, Mémoire 8, 345 p.
- ROBERT, P. 1988. Organic metamorphism and geothermal history: Microscopic study of organic matter and thermal evolution of sedimentary basins. ELF-Aquitaine & Reidel Publications Co., Dordrecht, 311 p.
- ROGERS, M.A., J.D. McAlary et N.J.L. Baily. 1974. Significance of reservoir bitumens to thermal maturation studies, Western Canada basin. <u>American Association of Petroleum Geology Bulletin</u>, vol. 58, p. 1806-1824.
- RODGERS, K., M. Savard, M. Fowler et R. Bertrand. 1998. A geochemical study of oils and possible source rocks from the Gaspe Peninsula, Québec. Jointed Annual Meeting GAC/MAC, May 8-21, Québec, Québec, Program and Abstracts, v. 23, p. A158.
- ROY, S. 2004. « Diagenèse et potentiel en hydrocarbures des successions paléozoïques de la région du Lac Matapédia, Québec ». Mémoire de maîtrise, Québec, Institut nationale de la Recherche scientifique Eau, terre et environnement, 147 p.

- ROY, S., R. Bertrand et M. Malo. 2003. Thermal maturation and hydrocarbon potential in Lower and Middle Paleozoic successions in Matapédia Lake area, eastern Québec. CSPG/CSEG Convention, June 2-6, Calgary, Alberta, Canada, Poster.
- RULLKÖTTER, J., P.A. Meyers, R.G. Schaefer et K.W. Dunham. 1986. Oil generation in the Michigan Basin: A biological marker carbon and isotope approach. Organic Geochemistry, vol. 10, p. 359-375.
- SACKS, P.E., M. Malo, W.E. Trzcienski Jr., A. Pincivy, et P. Gosselin. 2004. Taconian and Acadian transpression between the internal Humber zone and the Gaspé Belt in the Gaspé Peninsula: tectonic history of the Shickshock Sud fault zone. <u>Canadian</u> Journal of Earth Sciences, vol. 41, p. 635-653.
- SAKATA, S., N. Suzuki et N. Kaneko. 1988. A biomarker study of petroleum from the Neogene Tertiary sedimentary basins in Northeast Japan. <u>Geochemistry Journal</u>, vol. 22, p. 89-105.
- SASSEN, R., C.H. Moore et F.C. Meendsen. 1987. Distribution of hydrocarbon source potential in the Jurassic Smackover Formation. <u>Organic Geochemistry</u>,vol. 11, p. 379-383.
- SAVAGE, P.E., G.E. Jacobs et M. Javanmardian. 1989. Autocatalysis and aryl-alkyl bond cleavage in 1-dodecylpyrene pyrolysis. <u>Industrial and Engineering Chemistry Research</u>, vol. 27, p. 1348-1356.
- SAVARD, M. 1985. Indices minéralisés du sud de la Gaspésie. <u>Ministère de l'Énergie</u> <u>et des Ressources du Québec</u>, ET 83-08, 92 p.
- SCACCHI, G., J.F. Foucault et M. Niclause. 1980. Demonstrating self-acceleration and self-inhibition phenomena in chemical reactions. <u>Journal of Chemical Education</u>, vol. 57, p. 748-751.
- SCHNEIDER, F., S. Wolf, I. Faille et D. Pot. 2000. A 3D model for hydrocarbon potential evaluation: Application to Congo offshore. Oil & Gas Science and Technology Revue de l'Institut français du Pétrole, vol. 55, p. 3-13.
- SCHOLLE, P.A. et R.B. Halley. 1985. «Burial diagenesis: Out of sight, out of mind»; dans <u>Carbonate Cements</u>, SEPM Special Publication, vol. 36, p. 135-160.

- SHANMUGAM, G. 1985. Signifiance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia. Bulletn of the American Association of Petroleum Geologists, vol. 69, p.1241-1254.
- SIKANDER, H. 1975. Geology and hydrocarbon potential of the Berry Mountain syncline, Central Gaspé. Ministère des Richesses naturelles du Québec, DP-376, 119 p.
- SIKANDER, A. H. et J.L. Pittion. 1978. Reflectance studies on organic matter in Lower Paleozoic sediments of Quebec. <u>Bulletin of Canadian Petroleum Geology</u>, vol. 26, p. 132-151.
- SLIVITZKY, A., P. St-Julien et G. Lachambre. 1991. Synthèse géologique du Cambro-Ordovicien et du Nord de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, ET 88-14, 61 p.
- SMITH, J.E. 1971. The dynamics of shale compaction and evolution of pore fluid pressure. Mathematical Geology, vol. 9, p. 239-269.
- SNEDECOR, G.W. et W.G. Cochran. 1967. <u>Statistical methods</u>, 6^e edition. The Iowa State University Press, Ames, Iowa, U.S.A., 593 p.
- STEWART, W.N. 1985. <u>Paleobotany and the evolution of plants</u>, secon edition. Cambridge University Press, Cambridge, 405 p.
- SWEENEY, J. et A.K. Burnham. 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. . <u>American Association of Petroleum Geologists Bulletin</u>, vol. 74, p. 1559-1570.
- TAYLOR, G.H., M. Teichmüller, A. Davis, C.F.K. Diessel, R. Littke et P. Robert. 1998.

 Organic petrology. Gebrüder Borntraeger, Berlin Stuttgart, Allemagne, 704 p.
- TEGELAAR, E. et R.A. Noble. 1994. Kinetics of hydrocarbon generation as a function of the molecular structure of kerogen as revealed by pyrolysis-gas chromatography.

 Organic Geochemistry, vol. 22, p. 543-574.
- TEICHMÜLLER, M. et B. Durand. 1983. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the Rock-Eval pyrolysis. <u>International Journal of Coal Geology</u>, vol. 2, p. 387-398.

- TEN HAVEN, H.L., J.W. de Leuuw, T.M. Peakman et J.R. Maxwell. 1986. Anomalies in steroid and hopanoid maturity indices. <u>Geochimica et Cosmochimica Acta</u>, vol. 50, p. 853-855.
- TREMBLAY, A., M. Malo et P. St-Julien. 1995. «Dunnage zone Quebec»; dans <u>Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland</u>, chap. 3, rév. par H. Williams, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada no 6, p. 179-187.
- TISSOT, B.P. 1969. Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les sédiments. Simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur. Revue de l'Institut français du Pétrole, vol. 24, p. 470-501.
- TISSOT, B.P. et J. Espitalié. 1975. L'évolution thermique de la matière organique des sédiments : Applications d'une simulation mathématique. Revue de l'Institut français du Pétrole, 30, p. 743-777.
- TISSOT, B.P., J.F. Bard et J. Espitalié. 1980. «Principal factors controlling the timing of petroleum generation»; dans <u>Facts and principles of world petroleum occurrence</u>, A.D. Miall ed, Canadian Society of Petroleum Geology Memoir no 6, p. 143-152.
- TISSOT, B.P. et D.H. Welte. 1984. <u>Petroleum formation and occurence, second revised</u> and enlargued edition. Springer-Verlag, 699 p.
- UNGERER, P., F. Bessis, P.Y. Chenet, B. Durand, E. Nogaret, A. Chiarelli, J.L. Oudin et J.F. Perrin. 1984. «Geological and geochemical models in oil exploration: principles and pratical examples»; dans <u>Petroleum Geochemistry and Basin</u> <u>Evaluation</u>, G. Demaison ed., AAPG Memoir no 35, p. 53-77.
- UNGERER, P. et R. Pelet. 1987. Extrapolation of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins. <u>Nature</u>, vol. 327, p. 52-54.
- VAN DE POLL, H.W. 1995. « Bassins isolés »; dans <u>Géologie de l'orogène</u> <u>appalachien-calédonien au Canada et au Groenland</u>, chap. 5, rév. par H. Williams, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada no 6, p. 502-508.
- VAN KREVELEN, D.W. 1961. Coal. Elsevier, Amsterdam.
- VLIERBOOM, F.W., B. Collini et J.E. Zumberge. 1986. The occurrence of petroleum in sedimentary rocks of the meteor impact crater at Lake Siljan, Sweden. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 10, p.153-161.

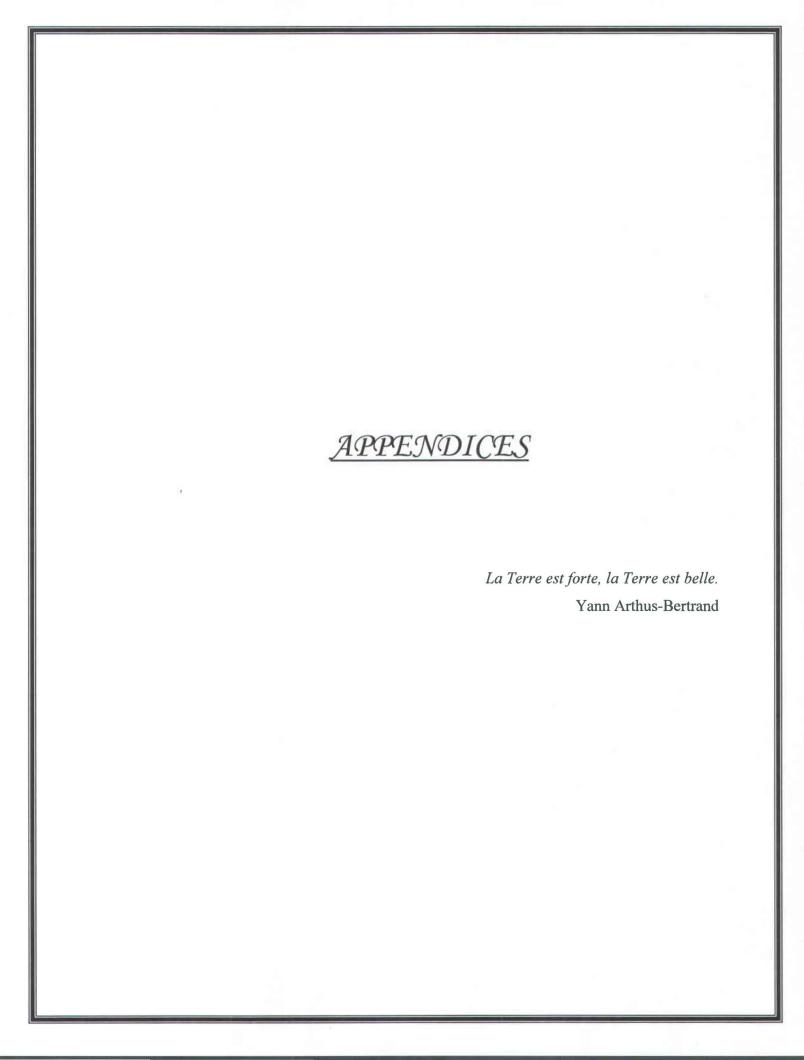
- WANLESS, H.R. 1979. Limestone response to stress: Pressure solution and stylolitization. Journal of Sedimentary Petrology, vol. 49, p. 437-462.
- WAPLES, D. et T. Machihara. 1993. <u>Biomarkers for geologists A pratical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology</u>. The American Association of Petroleum Geologists, methods in exploration, 91p.
- WATTS, A. et W.B.F. Ryan. 1976. Flexure of the lithosphere and continental margins basins. <u>Technophysics</u>, vol. 36, p. 25-44.
- WEAVER, C.E. 1984. «Shale-slate metamorphism in southern Appalachians»; dans <u>Devel. in Petroleum</u>, vol. 10, Elsevier, Amsterdam, 348p.
- WEAVER, F.J. et S.A. Macko. 1988. Source rocks of western Newfoundland. <u>Organic Geochemistry</u>, vol. 13, p. 411-421.
- WILLIAMS, H. 1979. Appalachian orogen in Canada. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 16, p. 782-807.
- WILLIAMS, H. 1995a. « Divisions temporelles et spatiales »; dans <u>Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland</u>, chap. 2, rév. par H. Williams, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada no 6, p. 21-47.
- WILLIAMS, H. 1995b. « Paléozoïque inférieur et unités plus anciennes »; dans Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland, chap. 3, rév. par H. Williams, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada no 6, p. 49-343.
- WILLIAMS, H. et P. St-Julien. 1982. « The Baie Verte Brompton Line: Early Paleozoic continent ocean interface in the Canadian Appalachians »; dans <u>Major structural zones and faults of the Northern Appalachians</u>, P. St-Julien et J. Béland, éds., Geological Association of Canada, Special Paper 24, p. 177-208.
- WILLIAMS, S.H. et R.K. Stevens. 1988. Early Ordovician (Arenig) graptolites from the Cow Head Group, western Newfoundland, Canada. <u>Palaeontographica Canadiana</u>, no. 5
- WILLIAMS, S.H., E.T. Burden et P.K. Mukhopadhyay. 1998. Thermal maturity and burail history of Paleozoic rocks in western Newfoudland. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 35, p. 1307-1322.

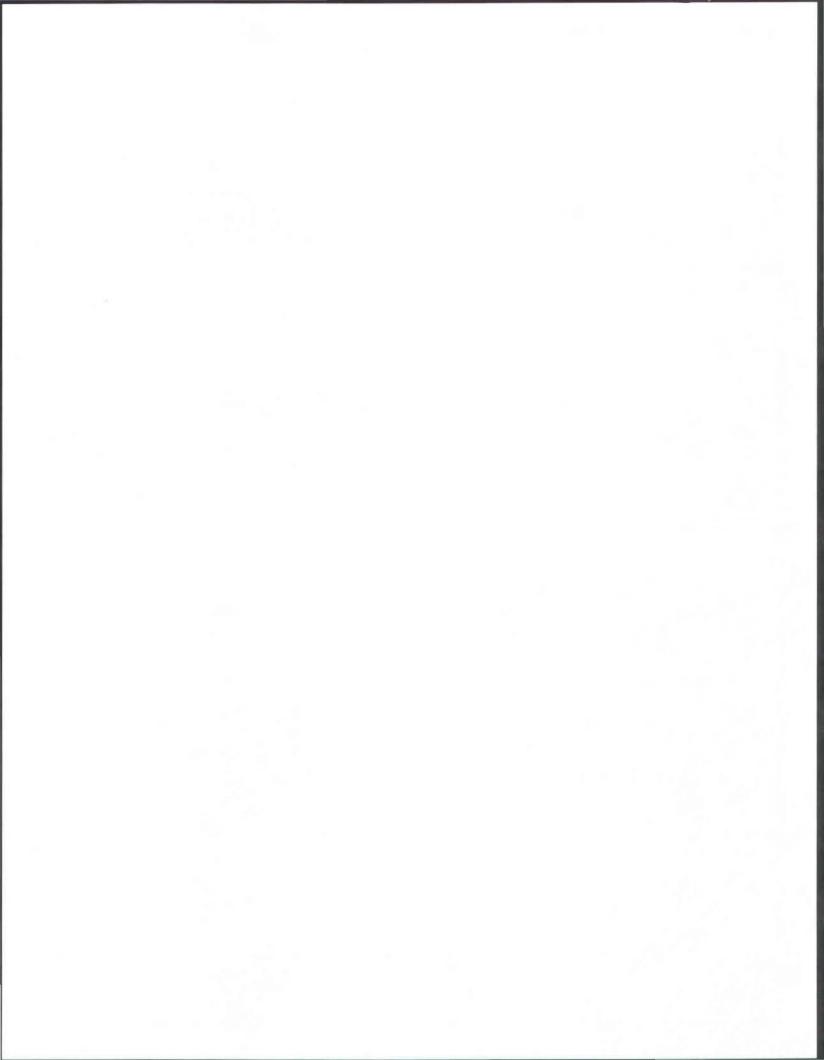
- WILSON, R.A. 2003. Geochemistry and petrogenesis of Ordovician arc-related mafic volcanic rocks in the Popelogan Inlier, northern New Brunswick. <u>Canadian Journal</u> of Earth Sciences, vol. 40, p. 1171-1189.
- WILSON, R.A., E.T. Burden, R. Bertrand, E. Asselin et A.D. McCracken. 2004.
 Stratigraphy and tectono-sedimentary evolution of the Late Ordovician to Middle Devonian Gaspé Belt in northern New Brunswick : evidence from the Restigouche area. <u>Canadian Journal of Earth Sciences</u>, vol. 41, p. 527-551.

Sites internet:

www.petroliagaz.com

www.pratiquesciencessociales.net/upload/fiche_test_student.pdf





APPENDICE A

Localisation des échantillons

*
Service Control of the Control of th
. 7924177.259
7 (40)
Granic P. W.
. 19 Fills 1
(Ta) 4 4 4
7 79 44 5

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U	TM	Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
13164		Surface	Indian Cove	366700	5413350	20
13209		Surface	Forillon	367581	5426935	20
13222		Surface	Indian Cove	357557	5421333	20
23525		Surface	York River	405017	5397070	20
26341		Surface	Murphy Creek	406000	5377150	20
26342		Surface	Murphy Creek	406075	5376975	20
26390		Surface	Roncelles - West Point	399300	5380700	20
26399		Surface	White Head	397350	5381700	20
26453		Surface	Forillon	378225	5385600	20
26463		Surface	White Head	383800	5382450	20
28777		Surface	Calcaires supérieurs de Gaspé	363670	5390500	20
28778		Surface	Fortin	364500	5389470	20
28779		Surface	Calcaires supérieurs de Gaspé	364300	5386950	20
28780		Surface	Calcaires supérieurs de Gaspé	364400	5386450	20
28783		Surface	Calcaires supérieurs de Gaspé	365100	5385120	20
28788		Surface	Burnt Jam Brook	365200	5384740	20
30214		Surface	Forillon	620600	5365551	19
30891		Surface	Saint-Léon	672016	5330626	19
30893		Surface	Bonaventure	320579	5319153	20
30895		Surface	Mann	686720	5338739	19
30900		Surface	Mann	689605	5339752	19
30901		Surface	Mann	689791	5339801	19
30903		Surface	Mictaw	351732	5347171	20
30916		Surface	Mictaw	350279	5337958	20
30949		Surface	Indian Point	352140	5332899	20
30950		Surface	West Point	354966	5335007	20
30951		Surface	West Point	354428	5335098	20
30952		Surface	Gascons	354073	5335259	20
30953		Surface	Gascons	354953	5339511	20
30954		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	354450	5338949	20

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U	TM	Zone
V		(pieds)		UTME	UTMN	
30955		Surface	West Point	355254	5339507	20
30956		Surface	West Point	356270	5339636	20
30957		Surface	West Point	357072	5339704	20
30958		Surface	Gascons	357927	5341387	20
30959		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	358676	5342730	20
30960		Surface	Gascons	358682	5339557	20
30961		Surface	Contact Anse Cascon - Anse-à-Pierre-Loiselle	364318	5340827	20
30962		Surface	La Vieille	315908	5332902	20
30963		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle	315764	5333155	20
30964		Surface	Anse Cascon	315592	5333787	20
30965	FI	Surface	Weir	315083	5335926	20
30966		Surface	Clemville	313835	5337046	20
30967		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	321601	5324080	20
30968		Surface	Gascons	321601	5324080	20
30969		Surface	Clemville	323072	5331577	20
30970		Surface	White Head	319817	5339214	20
30971		Surface	Pabos	319835	5339617	20
30972		Surface	White Head	320265	5341280	20
30973		Surface	Clemville	319606	5341615	20
30974		Surface	Weir	319017	5341848	20
30975		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	319815	5343801	20
30976		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	318159	5344850	20
30977		Surface	Weir	317690	5345705	20
30978		Surface	Indian Point	332765	5327955	20
30979		Surface	Gascons	332235	5330598	20
30980		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	332627	5331502	20
30981		Surface	Anse Cascon	332967	5332200	20
30982		Surface	Gascons	333118	5338381	20
30983		Surface	West Point	336155	5343564	20
30984		Surface	Gascons	336707	5347464	20

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U'	ТМ	Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
30985		Surface	Gascons	340215	5333537	20
30986		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	340473	5332271	20
30987		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	347694	5334155	20
30988		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	348458	5332673	20
30989		Surface	Gascons	348630	5332478	20
30990		Surface	Gascons	345085	5334801	20
30991		Surface	Gascons	344643	5338480	20
30992		Surface	La Vieille	350775	5337599	20
30993		Surface	Weir	349316	5339295	20
30994		Surface	Anse Cascon	309919	5340165	20
30995		Surface	La Vieille	307959	5332943	20
30996		Surface	Anse Cascon	307934	5334917	20
30997		Surface	La Vieille	305232	5334669	20
30998		Surface	Anse Cascon	303949	5342483	20
30999		Surface	Indian Point	292085	5333792	20
31000		Surface	West Point	294259	5335177	20
31001		Surface	Gascons	294186	5335746	20
31002		Surface	La Vieille	289978	5336048	20
31003		Surface	Anse Cascon	289707	5336069	20
31004		Surface	Weir	292504	5337891	20
31005		Surface	Weir	295705	5340854	20
31006		Surface	Anse Cascon	306265	5345780	20
31007		Surface	Weir	306082	5347216	20
31008		Surface	White Head	293909	5340482	20
31009		Surface	Pabos	293303	5340230	20
31010		Surface	Pabos	296677	5344900	20
31011		Surface	Pabos	295400	5347442	20
31012		Surface	La Vieille	353390	5338101	20
31013		Surface	Mictaw	354673	5342436	20
31014		Surface	Mictaw	349950	5342846	20

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	UTM		Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
31015		Surface	Pabos	299116	5349188	20
31016		Surface	Garin	298965	5350253	20
31017		Surface	Garin	298263	5352829	20
31018		Surface	Garin	297274	5355761	20
31019		Surface	White Head	296626	5358489	20
31020		Surface	Clemville	305886	5347953	20
31021		Surface	White Head	306518	5348829	20
31022		Surface	Pabos	306165	5350011	20
31023		Surface	Garin	310003	5352490	20
31024		Surface	Garin	308339	5357433	20
31025		Surface	White Head	307033	5359660	20
31026		Surface	White Head	306675	5360218	20
31027		Surface	White Head	305750	5361403	20
31028		Surface	White Head	305293	5363084	20
31029		Surface	White Head	304997	5363574	20
31030		Surface	White Head	305351	5363715	20
31031		Surface	White Head	306410	5364916	20
31032		Surface	Contact White Head et Burnt Jam Brook	307054	5366463	20
31033		Surface	Burnt Jam Brook	307114	5366941	20
31034		Surface	Saint-Léon	307729	5367603	20
31035		Surface	Saint-Léon	308285	5369339	20
31036		Surface	Fortin	308291	5369764	20
31037		Surface	Fortin	300178	5365430	20
31038		Surface	Garin	309000	5353296	20
31039		Surface	Anse Cascon	315259	5348815	20
31040		Surface	Weir	315078	5350413	20
31041		Surface	Pabos	315713	5351950	20
31042		Surface	Garin	314971	5352150	20
31043		Surface	Garin	315346	5353243	20
31044		Surface	Anse Cascon	317710	5348882	20

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U	UTM	
		(pieds)		UTME	UTMN	
31045		Surface	Gascons	319449	5350029	20
31046		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	338807	5351869	20
31047		Surface	Contact Gascons - West Point	338844	5353173	20
31048		Surface	West Point	339068	5353857	20
31049		Surface	Contact Weir - Anse Cascon	339127	5355730	20
31050		Surface	Clemville	338526	5357034	20
31051		Surface	Pabos	337550	5358248	20
31052		Surface	West Point	349806	5356990	20
31053		Surface	West Point	350698	5356661	20
31054		Surface	Garin	360956	5361432	20
31055		Surface	White Head	363194	5369105	20
31056		Surface	White Head	363965	5366322	20
31057		Surface	White Head	365131	5371765	20
31058		Surface	Garin	374194	5360913	20
31059		Surface	Pabos	373549	5362748	20
31060		Surface	White Head	372055	5363979	20
31061		Surface	White Head	371031	5364624	20
31062		Surface	Pabos	371066	5365640	20
31063		Surface	White Head	369830	5367055	20
31064		Surface	White Head	368324	5366766	20
31065		Surface	Pabos	380741	5366396	20
31066		Surface	Pabos	377415	5368839	20
31067		Surface	Garin	372231	5371004	20
31068		Surface	Pabos	388128	5362687	20
31069		Surface	Pabos	390631	5364824	20
31070		Surface	York Lake - York River	289185	5404554	20
31071		Surface	Saint-Léon	287324	5408770	20
31072		Surface	Saint-Léon	285855	5408306	20
31073		Surface	Indian Cove	282892	5407217	20
31074		Surface	Indian Cove	282336	5407068	20

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U	UTM	
		(pieds)		UTME	UTMN	
31075		Surface	Saint-Léon	293683	5413348	20
31076		Surface	Forillon - Shiphead	291898	5415715	20
31077		Surface	Indian Cove	291194	5417070	20
31078		Surface	Indian Cove	294826	5420691	20
31079		Surface	Shiphead	291652	5418720	20
31080		Surface	Shiphead	299379	5417399	20
31081		Surface	York Lake - York River	297532	5421548	20
31082		Surface	Saint-Léon	298833	5416652	20
31083		Surface	Shiphead	308429	5412168	20
31084		Surface	Indian Cove	301366	5410590	20
31085		Surface	York Lake - York River	311440	5409023	20
31086		Surface	Indian Cove	311933	5406102	20
31087		Surface	Saint-Léon	311914	5404197	20
31088		Surface	Forillon	303138	5419445	20
31089		Surface	Saint-Léon	305738	5420832	20
31090		Surface	Indian Cove	306603	5424866	20
31091		Surface	York Lake	306426	5425802	20
31092		Surface	Shiphead	307652	5424030	20
31093		Surface	Indian Cove	308268	5425826	20
31094		Surface	Indian Cove	321673	5420960	20
31095		Surface	York River	332272	5413985	20
31096		Surface	Saint-Léon	332847	5412642	20
31097		Surface	Shiphead	333413	5411284	20
31098		Surface	Indian Cove	334528	5409799	20
31099		Surface	Battery Point	340722	5405197	20
31100		Surface	White Head	341716	5401673	20
31101		Surface	York River	352968	5408576	20
31102		Surface	York River	349605	5412420	20
31103		Surface	Gascons	323632	5325871	20
31104		Surface	York River	646207	5372546	19

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	UTM	TM	Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
31105		Surface	York River	639584	5373740	19
31106		Surface	York River	645615	5379010	19
31107		Surface	York Lake	642265	5379614	19
31108		Surface	Indian Cove	636404	5380662	19
31109		Surface	Indian Cove	644763	5383692	19
31110		Surface	Indian Cove	665845	5377269	19
31111		Surface	York Lake	660106	5379410	19
31112		Surface	Indian Cove	666612	5381474	19
31113		Surface	Fleurant	694265	5331468	19
31114		Surface	Escuminac	693406	5331771	19
31115		Surface	Pirate Cove	690508	5333151	19
31116		Surface	Mann	694316	5339223	19
31117		Surface	New Mills	687722	5336185	19
31118		Surface	La Vieille	686968	5336689	19
31119		Surface	Dalhousie	697538	5337137	19
31120		Surface	Gascons	692628	5338776	19
31121		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle	690099	5338585	19
31122		Surface	Saint-Léon	661390	5318823	19
31123		Surface	West Point	660444	5318772	19
31124		Surface	West Point	663129	5322532	19
31125		Surface	West Point	670108	5327722	19
31126		Surface	Saint-Léon	670469	5326988	19
31127		Surface	La Garde	685242	5330726	19
31128		Surface	Fortin	681561	5336895	19
31129		Surface	Fortin	663833	5358023	19
31130		Surface	Saint-Léon	655717	5366641	19
31131		Surface	York River	665979	5364195	19
31132		Surface	Indian Cove	661489	5367592	19
31133		Surface	Forillon	659518	5365827	19
31134		Surface	Indian Cove	656722	5363771	19

No échantillon	Puits	its Profondeur Formation/gr	Formation/groupe	U	UTM	
		(pieds)		UTME	UTMN	
31135		Surface	Saint-Léon	659163	5372000	19
31136		Surface	Saint-Léon	656300	5362120	19
31137		Surface	York River	653483	5360112	19
31138		Surface	Shiphead	654262	5365147	19
31139		Surface	Fortin	668210	5358965	19
31140		Surface	York River	667866	5371960	19
31141		Surface	York Lake	669716	5373217	19
31142		Surface	White Head	409976	5373091	20
31143		Surface	White Head	409912	5373246	20
31144		Surface	White Head	409888	5373343	20
31145		Surface	Forillon	410414	5375846	20
31146		Surface	Matapédia	410660	5375492	20
31147		Surface	Matapédia	410913	5375369	20
31148		Surface	Indian Point	410913	5375281	20
31149		Surface	Matapédia	410786	5375178	20
31150		Surface	Honorat	410719	5375099	20
31151		Surface	Pabos	368106	5379213	20
31152		Surface	White Head	364759	5382338	20
31153		Surface	White Head	366254	5383594	20
31154		Surface	White Head	365990	5383264	20
31155		Surface	White Head	365690	5382925	20
31156		Surface	White Head	365261	5382890	20
31157		Surface	White Head	364824	5382943	20
31158		Surface	Pabos	356183	5377073	20
31159		Surface	White Head	354957	5378406	20
31160		Surface	White Head	351720	5379768	20
31161		Surface	Pabos	662662	5325309	19
31162		Surface	La Vieille	701488	5336129	19
31163		Surface	La Garde	674743	5324695	19
31164		Surface	West Point	670949	5332114	19

No échantillon	Puits	Profondeur	deur Formation/groupe		UTM	
		(pieds)		UTME	UTMN	
31165		Surface	West Point	662776	5323182	19
31166		Surface	Dalhousie	662099	5318626	19
31167		Surface	La Garde	669113	5320506	19
31168		Surface	Pirate Cove	698328	5335202	19
31169		Surface	West Point	294381	5335149	20
31170		Surface	White Head	301865	5364351	20
31171		Surface	Anse Cascon	288780	5336210	20
31172		Surface	La Vieille	288905	5335909	20
31173		Surface	Gascons	289179	5335801	20
31174		Surface	Gascons	289657	5335389	20
31175		Surface	Gascons	290030	5334717	20
31176		Surface	West Point	290297	5334375	20
31177		Surface	West Point	290522	5333923	20
31178		Surface	West Point	290616	5333763	20
31179		Surface	Contact entre Anse Cascon et Weir	315200	5334746	20
31180		Surface	Pabos	319719	5339408	20
31181		Surface	Fortin	352940	5393752	20
31182		Surface	Garin	370362	5375203	20
31183		Surface	Contact Pabos - Bonaventure	389310	5362559	20
31184		Surface	Pabos	392334	5367031	20
31185		Surface	Contact Pabos - Bonaventure	392315	5362371	20
31186		Surface	Contact Pabos - Bonaventure	396689	5363278	20
31187		Surface	White Head	409346	5373040	20
31188		Surface	Bonaventure	405118	5378335	20
31189		Surface	York River	355034	5406637	20
31190		Surface	Indian Cove - Shiphead	320009	5420608	20
31191		Surface	Saint-Léon	306152	5422211	20
31192		Surface	Indian Point	292629	5419738	20
31193		Surface	Indian Cove	285964	5411015	20
31194		Surface	Shiphead	286620	5404402	20

No échantillon	Puits	s Profondeur	Formation/groupe	UTM		Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
31195		Surface	York Lake	288628	5400226	20
31196		Surface	Mictaw	349959	5342470	20
31197		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	332627	5331502	20
31198		Surface	La Vieille	353390	5338101	20
31199		Surface	Contact Pabos - Bonaventure	389310	5362559	20
31200		Surface	Pabos	388128	5362687	20
31201	1	Surface	Dalhousie	662099	5318626	19
31202		Surface	Saint-Léon	659163	5372000	19
31203		Surface	West Point	670949	5332114	19
31204		Surface	La Vieille	681561	5336895	19
31205		Surface	West Point	663129	5322532	19
31206		Surface	Gascons	692628	5338776	19
31207		Surface	La Vieille	307959	5332943	20
31208		Surface	Garin	298965	5350253	20
31209		Surface	La Vieille	289978	5336048	20
31210		Surface	Pabos	299116	5349188	20
31211		Surface	Mictaw	349716	5341911	20
31212		Surface	Mictaw	349708	5342018	20
31214		Surface	Mictaw	349677	5342309	20
31215		Surface	Mictaw	346677	5342309	20
31280		Surface	Pabos	692738	5347292	19
31281		Surface	White Head	691930	5347894	19
31282		Surface	Saint-Léon	691456	5349139	19
31283		Surface	Fortin	690944	5350548	19
31284		Surface	Fortin	689718	5352048	19
31285		Surface	Fortin	690228	5352803	19
31286		Surface	Fortin	690583	5354554	19
31287		Surface	Fortin	691839	5357096	19
31288		Surface	York River	691958	5360116	19
31289		Surface	Garin	692826	5344262	19

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation/groupe	U'	TM	Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
31290		Surface	Garin	693252	5343658	19
31291		Surface	Pabos	693801	5343025	19
31292		Surface	Pabos	694592	5341762	19
31293		Surface	Pabos	694859	5340407	19
31294		Surface	Pabos	694999	5339640	19
31295		Surface	Fortin	685371	5348186	19
31296		Surface	Fortin	684993	5351695	19
31297		Surface	Fortin	684822	5352410	19
31298		Surface	White Head	685875	5345917	19
31299		Surface	Pabos	686535	5344568	19
31300		Surface	Pabos	687120	5342738	19
31301		Surface	Pabos	686979	5341962	19
31302		Surface	Pabos	688412	5341436	19
31303		Surface	Mictaw	349637	5341782	20
31304		Surface	Pabos	694999	5339640	19
31355	LGCP	1308-1338	Macasty	504807	5506205	20
31356	LGCP	1353-1383	Macasty	504807	5506205	20
31357	LGCP	1413-1443	Macasty	504807	5506205	20
31363	LGPL	3202-3227	Macasty	413668	5524807	20
31364	LGPL	3105-3125	Macasty	413668	5524807	20
31365	LGPL	2990-3015	Macasty	413668	5524807	20

Tableau A.1: Localisation des échantillons de roche.

No échantillon	Puits	Profondeur	Formation	UTM		Zone
		(pieds)		UTME	UTMN	
JNX-2006-GAL-002	Junex et al. Galt no 3	5249,28-7686,91 (trou ouvert)	Forillon	371674	5412707	20
JNX-2006-HAL-001	Petrolia Haldiman no 1	3875,28-4704,67	York River	395526	5406783	20
P.O.T. no 2	1890FC036	Tête de puits abandonné	Battery Point et York River	394192	5408047	20
P.O.T. no 16	1894FC050	Tête de puits abandonné	York River	373508	5411041	20
P.O.T. no 20	1896FC054	Tête de puits abandonné	York River	362818	5410861	20
Pétro Gaspé, Galt no 3	1984FC109	Tête de puits abandonné	York River	368820	5411149	20
Pétro Gaspé, Galt no 5	1987FC115	Tête de puits abandonné	Indian Cove	368152	5411350	20

Tableau A.2: Localisation des échantillons d'huile.

APPENDICE B

Pétrographie des types de matière organique pour chaque échantillon de surface

5 - 3

No échan-	Formation/groupe	Z	oocl	astes	}	Phytocla	stes-gaz	Organ	noclastes-h	uile		Mi	grabitu	ımes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Pyr	Migr	Pya	Col
30891	Saint-Léon			4	2	35	15	7			3	4	30		
30893	Bonaventure					20	7	3		2			34	34	
30895	Mann							40			10		50		
30900	Mann	5		7				8			16		37	16	10
30901	Mann		23					8					66		3
30903	Mictaw		10	8				4			2	4	36	19	16
30916	Mictaw							50		30			20		
30950	West Point		11	5	4	16	11	3		8	11		31		
30951	West Point					15	10	75							
30952	Gascons		12	4	7	35	4	3		2	4	3	20		6
30954	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille							45		10			30		15
30957	West Point		10		14	15	7	28	2	3		3	18		
30958	Gascons					33	40	3	2	10		2	10		
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille							73		4	2	2	19		
30960	Gascons	4	8	6	12	8	7	25	6	3	4		17		
30961	Contact Anse Cascon - Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille			7	12			7		17	7		50		
30962	La Vieille		9	5				36			5	5	40		V
30963	Anse-à-Pierre-Loiselle		8	5	20			9				5	35		18
30964	Anse Cascon					77	20	3							
30965	Weir					10	10							6	74
30966	Clemville					96		1							3
30967	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille							10				15	75		
30968	Gascons		30		7	8	3					10	40		2
30969	Clemville		9		12			7				17	51		4
30971	Pabos							95	5						
30972	White Head							20		20			60		
30973	Clemville				11						12	15	42	10	10

No échan-	Formation/groupe	Z	Zoocl	astes		Phytocla	astes-gaz	Organ	oclastes-h	uile		Mig	grabitı	ımes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Pyr	Migr	Pya	Cok
30976	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille											35	65		
30977	Weir							30					60		10
30978	Indian Point		8		8	37	23	10					8		6
30979	Gascons			5	5	30	10	10					40		
30981	Anse Cascon				15					8	8	9		50	10
30983	West Point					25		50					25		
30984	Gascons		3			21	16	3		4	4		17	26	6
30987	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		9					20			14	17	40		
30989	Gascons					75		15					10		
30990	Gascons		20		4	34	15	13					14		
30991	Gascons				20	26	10	7		P	7		30		
30992	La Vieille							40					60		
30993	Weir		10	7	23			8			9		44		
30994	Anse Cascon			15				25		10			50		
30995	La Vieille											30	60		10
30997	La Vieille							33					67		
30998	Anse Cascon		37		7			4		4			32		15
31004	Weir		15		10			5		6			38	13	13
31008	White Head							20					60		20
31017	Garin			20				8				20	40		12
31018	Garin			25				8		5	6		40	8	8
31019	White Head							21				34	45		
31021	White Head		5					10				30	40		15
31022	Pabos		9					21		8	7		45		10
31024	Garin			17				23					45		15
31025	White Head		21		14			18					47		
31028	White Head							50		15			35		

No échan-	Formation/groupe	Z	oocl	astes		Phytocla	stes-gaz	Organ	oclastes-h	uile		Mig	grabitu	mes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Pyr	Migr	Pya	Cok
31031	White Head		11		5			11				13	46	8	7
31035	Saint-Léon		9		10	17	6	5	12	2	3	9	27		
31037	Fortin		11			23	11	5			6	16	28		
31039	Anse Cascon		11		4			9			6	19	46		6
31041	Pabos						-			40			60		
31042	Garin							30					70		
31045	Gascons					50	10	10					30		
31046	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille							18				14	42	10	16
31048	West Point					25	25	15					35		
31049	Contact Weir - Anse Cascon							30					70		
31050	Clemville							45					20	35	
31051	Pabos					li .		14			9	15	51		11
31054	Garin											4	87	5	4
31055	White Head		10	3	5					3	3	5	58	9	4
31056	White Head	6							2				92		
31057	White Head	11		6	6							3	21	42	11
31058	Garin			24	7								11	47	12
31059	Pabos			11					2				9	56	22
31061	White Head	15								5		20	60		
31062	Pabos	6		6								11	56		22
31064	White Head		15	10						5		10	40	20	
31065	Pabos											6	22	61	11
31068	Pabos	20	5							5	5		10	40	15
31070	York Lake - York River					40	30				5			15	10
31074	Indian Cove	5	10			35	25						15	10	
31075	Saint-Léon		20		5	20		5	18		2			30	
31076	Forillon - Shiphead		21			51						6		16	6

No échan-	Formation/groupe	2	Zoocl	astes		Phytocla	astes-gaz	Organ	oclastes-h	uile		Mi	grabitu	ımes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Pyr	Migr	Pya	Cok
31077	Indian Cove		15			28	15					2		35	5
31079	Shiphead			10		30	20					15		25	
31081	York Lake - York River		11			41	21							16	11
31083	Shiphead		18			28	8		-			13		33	
31084	Indian Cove		25			35	10					8		20	2
31085	York Lake - York River					30	10			5	15	10		25	5
31086	Indian Cove					45	15							30	10
31087	Saint-Léon							22				11	56	6	6
31088	Forillon					5		5					87	3	
31089	Saint-Léon		30		5	20	10				5			25	5
31091	York Lake		1			70	14	5					10		
31092	Shiphead		5			32	12			3	4	10		27	7
31093	Indian Cove		3			7	5	70	5				10		1
31094	Indian Cove		10			3	5	10					72		
31095	York River					20	50	5	10	5	5		5		
31096	Saint-Léon		22			18	16		6	6				22	11
31097	Shiphead		11		6	44	17		11					6	6
31098	Indian Cove					15		47				3	35		
31099	Battery Point					43	22		11	7			3	6	8
31100	White Head	15										30	20	35	
31102	York River					35	51		5		2		5		2
31105	York River					25	3	40	2				30		
31106	York River					25	10	30	3	7	2		23		
31107	York Lake					17	5	40		13			25		
31108	Indian Cove					23	10	35	3	4			25		
31109	Indian Cove		4		4	15	10	35	4			6	22		
31110	Indian Cove					15	10	45				10	20		

No échan-	Formation/groupe	2	Zoocl	astes		Phytocla	astes-gaz	Organ	oclastes-h	uile		Mi	grabitı	ımes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Btr	Migr	Pya	Cok
31111	York Lake					20	5	45	3			2	25		
31112	Indian Cove				3	20	7	32		5	3		30		
31114	Escuminac					22	19	30	6	6	4		12		1
31115	Pirate Cove					40	30	7		5	3		15		
31119	Dalhousie				3	20	15	30	5	10	2		15		
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle					35	20	20	10	4	1		10		
31122	Saint-Léon		21	2	12	21	8	7	3		7		19		
31124	West Point				5		10	50			5		30		
31126	Saint-Léon					7	5	70		3			15		
31129	Fortin					70	7	3		5			15		
31130	Saint-Léon		18			49	12	5			4		12		
31132	Indian Cove					47	15	5				3	30		
31133	Forillon		3			27	10	22					35		3
31134	Indian Cove					41	15	15		5		2	22		
31135	Saint-Léon					4	3	46				41	6		
31138	Shiphead					20	13	25				7	30	3	2
31139	Fortin		5			20	13	30				7	25		
31141	York Lake		12			8	2	40	6	4		3	25		
31144	White Head		18	8	6						22	6	40		
31151	Pabos		12							6	12	6	41		24
31154	White Head							35					30		35
31156	White Head							50					50		
31157	White Head							90					10		
31158	Pabos	5	10	5						5	15		30	15	15
31159	White Head	15		15									30	40	
31160	White Head	10		25						5		10	15	35	
31161	Pabos							25					35	25	15

No échan-	Formation/groupe	Z	loocl	astes		Phytocla	astes-gaz	Organ	noclastes-h	uile		Mi	grabitu	ımes	
tillon		Zooi	СН	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Btr	Migr	Pya	Cok
31162	La Vieille							87		5		4	4		
31164	West Point							20				10	70		
31166	Dalhousie					16	3	5		2	11		63		
31171	Anse Cascon							10		2		2	81	5	
31172	La Vieille							70					30		
31173	Gascons		7		21	7	5	5			10		44		
31174	Gascons		9		15	5		5			1	3	48	3	11
31175	Gascons		9			7	4	9				14	41	14	3
31176	West Point			9	16	5		3				8	23	35	
31177	West Point					6		25	10				59		
31178	West Point							70					30		
31182	Garin	10		10							15		15	10	40
31185	Contact Pabos - Bonaventure		15											65	20
31186	Contact Pabos - Bonaventure												100		
31187	White Head							15				31	52		2
31190	Indian Cove - Shiphead		10			15		5	3			30	37		
31192	Indian Point	20				20	10					5		40	5
31194	Shiphead	10				40	20							30	
31195	York Lake				2	68	21				3			3	2
31196	Mictaw							6			6	6	38	19	25
31198	La Vieille							6				82	12		
31203	West Point					11		5				30	49	5	
31206	Gascons							13			28	19	34		6
31210	Pabos	5											35	45	15
31211	Mictaw							9				55	36		
31212	Mictaw							75				7	18		
31214	Mictaw							70				10	20		

No échan-	Formation/groupe	Z	Zoocl	astes		Phytocla	astes-gaz	Organ	noclastes-h	uile		Mig	grabitu	ımes	
tillon		Zooi	CH	GR	SC	Inert	Vitr	Am	Lipt	Proto	Gout	Btr	Migr	Pya	Cok
31215	Mictaw							70		2		10	18		
31280	Pabos												50		50
31283	Fortin					59	30						9		2
31287	Fortin					50	15				5	5		25	
31297	Fortin					35	10			5	5			35	10
31298	White Head									75			5	20	
31299	Pabos		15									20	45	10	10
31301	Pabos							15		7		3	60		15
31303	Mictaw							5				30	58		7

Zooclastes : Zooi : Zooclaste indéterminé, CH : Chitinozoaire, GR : Graptolite, SC : Scolécodonte; phytoclastes générateurs de gaz : Inert : Inertinite, Vitr : Vitrinite; organoclastes potentiellement générateurs d'huile : Am : Amorphinite, Lipt : Liptinite, Proto : Protobitume, et migrabitumes (en ordre croissant de maturation) : Gout : Gouttelette de migrabitume, Btr : Migrabitume de réservoir, Migr : Migrabitume isotrope indifférencié, Pya : Pyrobitume à anisotropie plus ou moins ondulante et Cok : Coke. Les valeurs sont en pourcentage.

APPENDICE C

Résultats des analyses de la réflectance estimée de la vitrinite des échantillons

No échan-	Formation/groupe	Z	Cooclast	es	Vitr	Migr	abitume		Pyrobit	ume	Vitr. est.	Zone pré-	Zone HC
tillon		СН	GR	SC		Pri ou Ind	S	ec	Ani. ond.	Cok		métamorphisme	
							Gout	Res					
30891	Saint-Léon		2,87	2,43	2,05	2,47	2,36	2,39			2,50	Catagenèse	Gaz sec
30893	Bonaventure				0,87	1,14					0,99	Catagenèse	Fenêtre à huile
30895	Mann					1,52	1,34				1,56	Catagenèse	Condensats
30900	Mann		2,51	1,66		2,48	1,34			6,29	2,35	Catagenèse	Gaz sec
30901	Mann	2,47				2,23				3,01	2,29	Catagenèse	Gaz sec
30903	Mictaw	2,41	2,33			1,77	2,06	1,13		2,77	1,92	Catagenèse	Condensats
30950	West Point	1,54		1,43		1,22					1,39	Catagenèse	Condensats
30951	West Point				1,47	<u>.</u>				1	1,47	Catagenèse	Condensats
30952	Gascons	2,10		1,85		2,06				2,86	1,91	Catagenèse	Condensats
30954	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille			,		1,37				3,30	1,40	Catagenèse	Condensats
30957	West Point	1,21		0,80	0,83	0,76		0,85			0,90	Catagenèse	Fenêtre à huile
30958	Gascons	1,46		0,96	1,34	1,33		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			1,32	Catagenèse	Fenêtre à huile
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille					0,72	0,61	0,46			0,68	Catagenèse	Fenêtre à huile
30960	Gascons	0,95	1,07	0,85	0,73	0,73	0,82				0,87	Catagenèse	Fenêtre à huile
30961	Contact Anse Cascon - Anse-à-Pierre-Loiselle	1		1,20	1,13	1,23	0,75				1,30	Catagenèse	Fenêtre à huile
30962	La Vieille	5,15	4,01			3,68	3,14	4,48		1	4,04	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30963	Anse-à-Pierre-Loiselle	3,41	3,40	2,41		2,65		1		5,01	2,76	Catagenèse	Gaz sec
30964	Anse Cascon			4,40	3,23	4,43			4,19		3,74	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30965	Weir				2,29	2,88			2,87	5,50	3,05	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30966	Clemville		4,40		 	,			4,01	4,82	4,20	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30967	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille					3,66		3,45			3,83	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30968	Gascons	3,01		2,59	2,44	2,58					2,58	Catagenèse	Gaz sec
30969	Clemville	5,77		4,99	 	3,85		4,86			4,20	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30972	White Head					1,05		<u> </u>			1,06	Catagenèse	Fenêtre à huile
30973	Clemville	5,60		4,02	2,44	3,83					3,45	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30976	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille				2,35	2,36					2,42	Catagenèse	Gaz sec
30977	Weir	2,65				2,67					2,67	Catagenèse	Gaz sec
30978	Indian Point	1,26			1,18	1,77					1,41	Catagenèse	Condensats
30979	Gascons	2,79				2,08				3,93	2,28	Catagenèse	Gaz sec
30981	Anse Cascon			4,12		3,30		4,48	3,79		3,83	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30983	West Point					0,65					0,63	Catagenèse	Fenêtre à huile
30984	Gascons								4,72		4,98	Schiste vert	Stérile
30987	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	1,02				1,09	0,76	1,45			1,18	Catagenèse	Fenêtre à huile
30989	Gascons					3,34					3,51	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30990	Gascons	1,59		0,90		1,04				1,32	1,28	Catagenèse	Fenêtre à huile
30991	Gascons			0,99	1,04	1,03	1,12				1,09	Catagenèse	Fenêtre à huile
30992	La Vieille					2,71					2,83	Catagenèse	Gaz sec
30993	Weir	1,00	1,10	0,77	0,70	0,87	0,79				0,92	Catagenèse	Fenêtre à huile
30994	Anse Cascon		2,72	<u> </u>	1,98	2,42	· ·				2,49	Catagenèse	Gaz sec
30995	La Vieille		Ĺ			3,09		3,03		3,19	3,23	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30997	La Vieille					3,61					3,80	Anchimétamorphisme	Gaz sec
30998	Anse Cascon	2,35		2,10		1,89		2,41		2,74	2,05	Catagenèse	Gaz sec

No échan-	Formation/groupe	Z	ooclast	es	Vitr	Migr	abitume		Pyrobit	ume	Vitr. est.	Zone pré-	Zone HC
tillon		CH	GR	SC		Pri ou Ind	Se	ec	Ani. ond.	Cok]	métamorphisme	
							Gout	Res					
31004	Weir	3,24		2,86		2,91				4,32	2,78	Catagenèse	Gaz sec
31008	White Head					2,70				3,46	2,82	Catagenèse	Gaz sec
31017	Garin		4,24			3,62		3,49		3,48	3,85	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31018	Garin		6,64			4,91	5,42			5,92	5,74	Schiste vert	Stérile
31019	White Head					4,76		4,27			4,83	Schiste vert	Stérile
31021	White Head	2,25				3,00		2,53		3,51	3,03	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31022	Pabos	1,84				2,25	2,67			3,90	2,27	Catagenèse	Gaz sec
31024	Garin		5,74			4,72				4,80	5,12	Schiste vert	Stérile
31025	White Head	2,15		1,94		1,82					1,89	Catagenèse	Condensats
31028	White Head					2,40					2,50	Catagenèse	Gaz sec
31031	White Head	5,17		2,17		2,32	2,16	1,98		5,02	2,78	Catagenèse	Gaz sec
31035	Saint-Léon	1,74		1,54	1,46	1,55	0,56	1,71			1,60	Catagenèse	Condensats
31039	Anse Cascon	1,82				2,25	1,81	2,57		4,81	2,35	Catagenèse	Gaz sec
31041	Pabos					1,34					1,36	Catagenèse	Condensats
31042	Garin					3,24					3,40	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31045	Gascons				2,18	2,51					2,44	Catagenèse	Gaz sec
31046	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille					4,63		5,10		4,65	4,98	Schiste vert	Stérile
31048	West Point				3,47						3,47	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31049	Contact Weir - Anse Cascon					3,43					3,61	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31050	Clemville					2,66					2,32	Catagenèse	Gaz sec
31051	Pabos					2,53	3,05	2,85		3,11	2,68	Catagenèse	Gaz sec
31054	Garin					5,19		3,72	7,54	3,51	5,50	Schiste vert	Stérile
31055	White Head	4,48	3,81	3,67		3,89	3,71	3,79	3,93	4,00	3,93	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31056	White Head		3,01			2,78					2,89	Catagenèse	Gaz sec
31057	White Head		5,26	3,82		3,94		4,15	3,87	4,82	4,15	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31058	Garin		7,52	6,28		5,42			6,71	6,18	6,62	Schiste vert	Stérile
31059	Pabos		5,14			1,51			4,86	5,10	4,50	Schiste vert	Stérile
31061	White Head			1,21		3,34		3,72			3,37	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31062	Pabos		4,74	2,07		2,95		2,91		3,59	3,18	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31064	White Head	3,39	3,27			3,13		3,08	3,42		3,29	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31065	Pabos					5,00		5,36	4,81	4,50	5,26	Schiste vert	Stérile
31068	Pabos	6,48	4,93	4,76		4,39	4,53		4,39	4,25	4,56	Schiste vert	Stérile
31070	York Lake - York River				1,73		1,51		1,76	3,37	1,76	Catagenèse	Condensats
31074	Indian Cove	3,28			2,37	2,58					2,60	Catagenèse	Gaz sec
31075	Saint-Léon	3,01		2,91			2,55				2,70	Catagenèse	Gaz sec
31076	Forillon - Shiphead	4,56						4,24	4,07	3,93	4,18	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31077	Indian Cove	6,28			4,80			4,83	5,16	4,74	5,35	Schiste vert	Stérile
31079	Shiphead		6,08		3,41			4,66	5,28		5,09	Schiste vert	Stérile
31081	York Lake - York River	3,40			2,65				2,85	3,67	2,89	Catagenèse	Gaz sec
31083	Shiphead	3,44			2,26			2,53	2,66		2,78	Catagenèse	Gaz sec
31084	Indian Cove	3,16			2,42			2,10	2,68	2,91	2,66	Catagenèse	Gaz sec
31085	York Lake - York River				1,46		2,68	1,76	1,48	2,86	1,57	Catagenèse	Condensats

No échan-	Formation/groupe	Z	ooclast	es	Vitr	Migr	abitume		Pyrobiti	ıme	Vitr. est.	Zone pré-	Zone HC
tillon		СН	GR	SC]	Pri ou Ind	S	ес	Ani. ond.	Cok		métamorphisme	
							Gout	Res					
31086	Indian Cove				2,39				2,20	3,07	2,31	Catagenèse	Gaz sec
31087	Saint-Léon					2,64		2,48	3,17	2,70	2,78	Catagenèse	Gaz sec
31088	Forillon					3,27		2,61	3,87		3,49	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31089	Saint-Léon	4,03		3,70	3,66		3,42		3,64	3,19	3,56	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31091	York Lake	2,66			1,59	1,76	1,34				1,70	Catagenèse	Condensats
31092	Shiphead	2,70			2,85		3,99	2,81	3,12	4,29	3,05	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31093	Indian Cove	2,20			1,82	1,72					1,81	Catagenèse	Condensats
31094	Indian Cove	1,93			1,53	1,37	l				1,50	Catagenèse	Condensats
31095	York River				0,66	1,06	1,02	0,56			0,68	Catagenèse	Fenêtre à huile
31096	Saint-Léon	1,25			1,00	:			1,14	1,74	1,11	Catagenèse	Fenêtre à huile
31097	Shiphead	2,29		1,73	1,78				2,02	2,47	1,87	Catagenèse	Condensats
31098	Indian Cove					1,67		1,55			1,71	Catagenèse	Condensats
31099	Battery Point				1,74	1,59			1,75	2,55	1,74	Catagenèse	Condensats
31100	White Head	3,62				2,52		3,29	3,73		3,26	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31102	York River				0,77	0,96	2,23			5,34	0,79	Catagenèse	Fenêtre à huile
31105	York River				2,03	1,49					1,58	Catagenèse	Condensats
31106	York River				1,19	0,89	0,73				1,01	Catagenèse	Fenêtre à huile
31107	York Lake				1,00	1,38					1,35	Catagenèse	Fenêtre à huile
31108	Indian Cove				1,25	1,19					1,22	Catagenèse	Fenêtre à huile
31109	Indian Cove	1,66		1,05	1,23	0,99		0,97			1,17	Catagenèse	Fenêtre à huile
31110	Indian Cove				1,12	1,15		1,17			1,16	Catagenèse	Fenêtre à huile
31111	York Lake				1,27	1,23		1,13			1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile
31112	Indian Cove			1,31	1,30	1,11	0,76				1,20	Catagenèse	Fenêtre à huile
31114	Escuminac				0,62	0,68	0,54			3,13	0,64	Catagenèse	Fenêtre à huile
31115	Pirate Cove				0,72	0,72	0,22				0,71	Catagenèse	Fenêtre à huile
31119	Dalhousie			0,92	0,92	0,91	1,89				0,96	Catagenèse	Fenêtre à huile
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle				0,74	0,60	0,72				0,67	Catagenèse	Fenêtre à huile
31122	Saint-Léon	2,06	2,12	1,75	1,63	1,65	1,93				1,78	Catagenèse	Condensats
31124	West Point			1,01	0,95	0,88	0,71				0,97	Catagenèse	Fenêtre à huile
31126	Saint-Léon				1,16	1,34					1,35	Catagenèse	Fenêtre à huile
31129	Fortin				2,91	4,06		3,63			3,81	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31130	Saint-Léon	2,27			1,25	2,45	1,88				2,09	Catagenèse	Gaz sec
31132	Indian Cove				2,18	2,18		1,65			2,20	Catagenèse	Gaz sec
31133	Forillon	1,46			0,00	1,57				1,66	1,16	Catagenèse	Fenêtre à huile
31134	Indian Cove				1,92	1,99		1,59			2,00	Catagenèse	Condensats
31135	Saint-Léon				2,64	2,66		2,85			2,92	Catagenèse	Gaz sec
31138	Shiphead				2,20	2,32		1,86	2,03	3,35	2,27	Catagenèse	Gaz sec
31139	Fortin	4,56			2,27	2,77		3,06			2,83	Catagenèse	Gaz sec
31141	York Lake	1,33			0,89	0,87		0,59			0,93	Catagenèse	Fenêtre à huile
31144	White Head	1,60	1,39	1,25		1,15	1,02	1,35			1,33	Catagenèse	Fenêtre à huile
31151	Pabos	3,28				3,18	1,95	2,41		5,57	3,13	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31154	White Head					0,90				1,23	0,89	Catagenèse	Fenêtre à huile
31156	White Head					1,73					1,79	Catagenèse	Condensats

No échan-	Formation/groupe	Z	Cooclast	es	Vitr	Migr	abitume		Pyrobit	ıme	Vitr. est.	Zone pré-	Zone HC
tillon		CH	GR	SC		Pri ou Ind	Se	ec	Ani. ond.	Cok]	métamorphisme	
							Gout	Res				•	
31157	White Head					1,23					1,25	Catagenèse	Fenêtre à huile
31158	Pabos	5,41	4,62			3,93	4,00		4,23	3,82	4,34	Schiste vert	Stérile
31159	White Head	3,16	3,05			2,99			3,13		3,11	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31160	White Head		2,80	2,82		2,38		2,70	2,51		2,62	Catagenèse	Gaz sec
31161	Pabos					3,19		,		4,88	3,35	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31162	La Vieille					1,14		0,51			0,58	Catagenèse	Immature
31164	West Point					3,36		3,38			3,53	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31166	Dalhousie				1,44	1,42	1,49				1,45	Catagenèse	Condensats
31171	Anse Cascon					2,55		2,95			2,73	Catagenèse	Gaz sec
31172	La Vieille					1,75					1,80	Catagenèse	Condensats
31173	Gascons	3,18		2,23	2,25	2,41	2,40				2,36	Catagenèse	Gaz sec
31174	Gascons	1,75		1,89		2,13	2,14	1,63		2,77	2,10	Catagenèse	Gaz sec
31175	Gascons	2,08			2,07	1,78	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	1,66		2,49	1,88	Catagenèse	Condensats
31176	West Point	1	1,96	1,87		1,81		1,79	2,05		1,97	Catagenèse	Condensats
31177	West Point		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			1,86					1,92	Catagenèse	Condensats
31178	West Point					3,15					3,30	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31182	Garin	4,84	3,64			3,78	3,64		3,71	4,07	3,83	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31185	Contact Pabos - Bonaventure	2,04							5,38	5,35	4,95	Schiste vert	Stérile
31186	Contact Pabos - Bonaventure					4,54			,		4,79	Schiste vert	Stérile
31187	White Head					0,78	-	0,84		5,32	0,80	Catagenèse	Fenêtre à huile
31190	Indian Cove - Shiphead	2,06				1,72		1,24		1	1,58	Catagenèse	Condensats
31192	Indian Point	6,74			4,51			1	4,91	5,99	5,11	Schiste vert	Stérile
31194	Shiphead	3,82			2,49				2,87		2,94	Catagenèse	Gaz sec
31195	York Lake			2,05	1,94		3,44		2,51	2,25	2,04	Catagenèse	Gaz sec
31196	Mictaw					1,37	1,40	1,30		3,06	1,44	Catagenèse	Condensats
31198	La Vieille					0,68	, in the second	0,57			0,59	Catagenèse	Immature
31203	West Point					3,35		3,30			3,63	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31206	Gascons					2,10	2,03	1,16		4,01	1,82	Catagenèse	Condensats
31210	Pabos					2,72			2,42	2,71	2,73	Catagenèse	Gaz sec
31211	Mictaw				1	0,96		0,97	,		0,97	Catagenèse	Fenêtre à huile
31212	Mictaw					0,95		0,89			0,93	Catagenèse	Fenêtre à huile
31214	Mictaw					0,89		0,86			0,87	Catagenèse	Fenêtre à huile
31215	Mictaw		<u> </u>			0,99		0,92			0,96	Catagenèse	Fenêtre à huile
31280	Pabos					3,65		,		3,09	3,84	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31283	Fortin				4,25	4,31	4,05			4,23	4,41	Schiste vert	Stérile
31287	Fortin		<u> </u>		4,38	-,	5,00	5,20	5,61	1,	5,10	Schiste vert	Stérile
31299	Pabos	3,33			1,00	2,77	- ,	2,68	2,85	4,78	2,92	Catagenèse	Gaz sec
31301	Pabos	- ,				3,22		2,54		4,18	3,32	Anchimétamorphisme	Gaz sec
31303	Mictaw					0,97		0,85		0,94	0,93	Catagenèse	Fenêtre à huile

CH: Chitinozoaire, GR: Graptolite, SC: Scolécodonte, Vitr: Vitrinite, Pri ou Ind: Primaire ou indéterminé, Sec: Secondaire, Gout: Gouttelette de migrabitume, Res: De réservoir, Ani. ond.: Anisotropie ondulante, Cok: Avec structures de coke, Vitr. est.: Réflectance estimée de la vitrinite et HC: Hydrocarbures. Les valeurs sont en pourcentage.

APPENDICE D

Résultats des calculs des valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite et des intervalles de confiance

Formation/groupe	Région	Secteur	Moyenne	Écart-type	Effectif	Moyenne	Degré	t	II	IS
						écart-type	de liberté			<u> </u>
Bonaventure	SBC/AAP	Est	0,99		1					
Pirate Cove/Escuminac	SBC/AAP	Ouest	0,76	0,11	4	0,05	3	4,176	0,54	0,99
Chaleurs supérieur	SBC/AAP	Est	2,10	1,05	24	0,22	23	2,398	1,58	2,61
		Ouest	1,71	0,74	11	0,22	10	2,634	1,13	2,30
Chaleurs inférieur	SBC/AAP	Est	2,73	1,15	29	0,21	28	2,368	2,22	3,24
		Ouest	1,56	0,73	8	0,26	7	2,841	0,83	2,29
Matapédia	SBC/AAP	Ouest	4,17	1,05	84	0,11	83	2,2825	3,91	4,43
		Est	3,51	1,37	60	0,18	59	2,299	3,11	3,92
Garin	SBC/AAP	Ouest	4,39	1,94	16	0,49	15	2,49	3,18	5,60
		Est	5,17	0,94	15	0,24	14	2,51	4,56	5,78
Mictaw	SBC/AAP	Est	1,08	0,34	11	0,10	10	2,634	0,81	1,35

Tableau D.1 : Résultats des calculs des valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite et des intervalles de confiance pour la région Sud du bassin (synclinorium de la Baie des Chaleurs et de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé). Moyenne : Moyenne des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite, t : Valeur prise dans une table de statistique (Snedecor et Cochran, 1967), II : Intervalle de confiance inférieur pour les valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite et IS : Intervalle de confiance supérieur pour les valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite.

Formation/groupe	Région	Secteur	Moyenne	Écart-type	Effectif	Moyenne	Degré	t	II	IS
						écart-type	de liberté			
York Lake/York River/Battery Point	SCVG	Est	0,86	0,43	88	0,05	87	2,2805	0,75	0,96
		Ouest	1,38	0,74	121	0,07	120	2,27	1,22	1,53
Fortin	SCVG	Ouest	4,15	1,21	52	0,17	51	2,3088	3,76	4,54
Indian Cove	SCVG	Est	1,52	1,43	56	0,19	55	2,304	1,08	1,96
		Ouest	1,34	0,65	36	0,11	35	2,342	1,09	1,60
Forillon/Shiphead	SCVG	Est	1,50	1,11	35	0,19	34	2,3458	1,06	1,94
		Ouest	1,20	0,50	14	0,13	13	2,533	0,86	1,54
Chaleurs supérieur	SCVG	Est	1,79	1,34	13	0,37	12	2,56	0,84	2,74
		Ouest	2,16	0,66	42	0,10	41	2,327	1,92	2,40
Chaleurs inférieur	SCVG	Est	1,84		1					
		Ouest	1,80	0,90	9	0,30	8	2,752	0,98	2,62
Black Shale/Ruisseau Isabelle	SCVG	Ouest	2,80	0,43	3	0,25	2	6,205	1,26	4,34

Tableau D.2 : Résultats des calculs des valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite et des intervalles de confiance pour la région Nord du bassin (synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé). Moyenne : Moyenne des valeurs de la réflectance estimée de la vitrinite, t : Valeur prise dans une table de statistique (Snedecor et Cochran, 1967), II : Intervalle de confiance inférieur pour les valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite et IS : Intervalle de confiance supérieur pour les valeurs moyennes de la réflectance estimée de la vitrinite.

Discolation de Deuts Frank van bee	APPENDICE E roches brutes obtenus dans les labora	etainer de la CCC
RESULTATE DE ROCK EVAL SUT LES	roches brilles objenils dans les labora	amires de la Cuic.
Resultation of Rock Dvar star les	Toolies orders obtends dans les labore	mones de la esc
Resultats de Rock Livar sur les	Toches orders obtenus dans les labore	
Resultats de Rock Livar sur les	Toches orders obtenus dans les labore	nones de la ecc
Resultats de Rock Livar sur les	Toches orders obtends dans les labore	nones de la ecc
	Toches orders obtends dans les labore	
	Toches orders obtends dans les labore	
	Toches orders obtends dans les labore	
	Toches of ales obtenus dans les fabore	

No échan-	Formation/groupe						Résultats 1	Rock E	val					R _H
tillon		S 1	S2	S3	COT	T_{max}	PG	IP	IH	IO	IM	CMn	CT	(%)
		(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	(%)	(°C)	(mg/g)		(mg/gC)	(mg/gC)	_ (%)	(%)	(%)	
13164	Indian Cove	1,35	2,65	0,57	0,60	419	4,00	0,34	443	95	-20,12	0,50	1,10	1,00
13209	Forillon	0,10	0,69	0,54	0,46	446	0,79	0,12	152	117	69,84	0,50	0,96	1,08
13222	Indian Cove	1,26	2,26	0,76	0,54	409	3,52	0,36	420	141	-87,94	0,50	1,04	0,82
23525	Anse-à-Brillant/York River	15,67	264,76	5,30	59,67	434	280,43	0,06	444	8	50,59	ND	ND	0,55
30214	Forillon	0,01	0,06	0,15	1,74	596	0,07	0,12	4	9		0,50	2,24	1,99
30891	Saint-Léon	0,01	0,04	0,36	0,07	331	0,05	0,24	57	514		0,64	0,71	2,50
30895	Mann	0	0	0,27	0,05	492	0	0,46	0	540		0,03	0,08	1,56
30900	Mann	0,01	0,02	0,87	1,24	497	0,03	0,23	2	70		1,90	3,14	2,35
30901	Mann	0,01	0,01	0,33	0,05	342	0,02	0,49	20	660		2,70	2,75	2,29
30916	Mictaw	0,01	0,05	0,30	0,09	443	0,06	0,16	56	333		2,68	2,77	ND
30954	Anse-à-Pierre-Loiselle/La Vieille	0,01	0,02	0,32	0,03	480	0,03	0,36	67	1067		11,45	11,48	1,40
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle/La Vieille	0,02	0,12	0,32	0,15	440	0,14	0,13	80	213	14,83	11,10	11,25	0,68
30960	Gascons	0,01	0,04	0,35	0,07	423	0,05	0,18	57	500		7,70	7,77	0,87
30962	La Vieille	0,01	0,03	0,25	0,14	608	0,04	0,17	21	179		8,15	8,29	4,04
30963	Anse-à-Pierre-Loiselle	0,01	0,01	0,35	0,05	309	0,02	0,46	20	700	_	4,19	4,24	2,76
30966	Clemville	0	0,01	0,27	0,09	321	0,01	0,24	11	300	_	1,81	1,90	4,20
30968	Gascons	0,01	0,02	0,28	0,05	313	0,03	0,39	40	560	_	6,70	6,75	2,58
30969	Clemville	0	0,01	0,20	0,09	309	0,01	0,37	11	222		11,09	11,18	4,20
30973	Clemville	0,01	0,01	0,48	0,08	345	0,02	0,34	12	600	_	2,97	3,05	3,45
30978	Indian Point	0	0,01	0,27	0,07	328	0,01	0,35	14	386		1,59	1,66	1,41
30979	Gascons	0,01	0,02	0,21	0,03	326	0,03	0,26	67	700		3,80	3,83	2,28
30983	West Point	0,01	0,02	0,23	0,03	462	0,03	0,21	67	767	_	12,40	12,43	0,63
30984	Gascons	0,01	0,02	0,43	0,06	507	0,03	0,24	33	717		0,05	0,11	4,98
30986	Anse-à-Pierre-Loiselle/La Vieille	0,01	0,01	0,30	0,03	482	0,02	0,30	33	1000		12,10	12,13	ND
30991	Gascons	0	0,02	0,32	0,07	438	0,02	0,20	29	457		5,44	5,51	1,09
30994	Anse Cascon	0,01	0,01	0,17	0,04	388	0,02	0,28	25	425		0,43	0,47	2,49
30995	La Vieille	0,01	0,03	0,39	0,42	607	0,04	0,28	7	93		10,45	10,87	3,23
30998	Anse Cascon	0,01	0,02	0,42	0,08	319	0,03	0,29	25	525	_	7,11	7,19	2,05
31017	Garin	0,01	0,02	0,15	0,14	334	0,03	0,36	14	107		0,33	0,47	3,85

No échan-	Formation/groupe						Résultats	Rock E	val					R _H
tillon		S 1	S2	S3	COT	T _{max}	PG	IP	ΙH	IO	IM	CMn	CT	(%)
		(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	(%)	(°C)	(mg/g)		(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	(%)	(%)	
31018	Garin	0,01	0,03	0,13	0,40	345	0,04	0,29	8	32		0,43	0,83	5,74
31022	Pabos	0,01	0,03	0,15	0,08	308	0,04	0,26	38	188		0,46	0,54	2,27
31024	Garin	0,01	0,01	0,10	0,19	326	0,02	0,29	5	53		1,07	1,26	5,12
31042	Garin	0,01	0,01	0,28	0,08	318	0,02	0,42	12	350		4,00	4,08	3,40
31046	Anse-à-Pierre-Loiselle/La Vieille	0	0,01	0,29	0,08	515	0,01	0,23	12	362		0,02	0,10	4,98
31048	West Point	0,01	0,01	0,22	0,03	335	0,02	0,44	33	733		0,70	0,73	3,47
31053	West Point	0,01	0,02	0,37	0,07_	380	0,03	0,38	_ 29	529		10,36	10,43	ND
31054	Garin	0,01	0,03	0,14	0,19	300	0,04	0,26	16	74		0,11	0,30	5,50
31058	Garin	0,01	0,01	0,30	0,16	387	0,02	0,55	_ 6	188		0,98	1,14	6,62
31068	Pabos	0,02	0,03	0,22	0,08	323	0,05	0,40	38	275		4,21	4,29	4,56
31076	Forillon	0,01	0,02	0,27	0,13	327	0,03	0,42	15	208		4,06	4,19	4,18
31077	Indian Cove	0,02	0,02	0,23	0,21	328	0,04	0,49	10	110		2,13	2,34	5,35
31079	Shiphead	0,01	0,02	0,32	0,11	488	0,03	0,25	18	291		4,55	4,66	5,09
31081	York River	0,01	0,04	0,19	0,23	572	0,05	0,27	17	83		2,07	2,30	2,89
31083	Shiphead	0,01	0,02	0,27	0,13	608	0,03	0,32	15	208		3,12	3,25	2,78
31088	Forillon	0,02	0,03	0,28	0,21_	348	0,05	0,36	_ 14	133		6,67	6,88	3,49
31091	York Lake	0,02	0,04	0,31	0,24	504	0,06	0,29	17	129		4,36	4,60	1,70
31092	Shiphead	0,02	0,04	0,32	0,47	597	0,06	0,30	9	68		5,69	6,16	3,05
31093	Indian Cove	0,04	0,13	0,25	0,28_	444	0,17	0,23	46	89	69,74	4,29	4,57	1,81
31094	Indian Cove	0,02	0,04	0,32	0,10	467	0,06	0,36	40	320		9,62	9,72	1,50
31097	Shiphead	0,04	0,12	0,43	0,31	483	0,16	0,23	39	139	68,61	4,51	4,82	1,87
31098	Indian Cove	0,03	0,06	0,29	0,16	489	0,09	0,33	38	181		7,38	7,54	1,71
31102	York River	0,03	0,22	0,29	0,21	451	0,25	0,10	105	138	50,45	1,83	2,04	0,79
31105	York River	0,02	0,04	0,34	0,13	451	0,06	0,32	31	262		4,97	5,10	1,58
31106	York River	0,02	0,04	0,20	0,10	438	0,06	0,31	40	200		2,81	2,91	1,01
31110	Indian Cove	0,06	0,15	0,29	0,26	448	0,21	0,28	58	112	25,52	5,56	5,82	1,16
31112	Indian Cove	0,03	0,07	0,27	0,14_	450	0,10	0,30	50	193		4,93	5,07	1,20
31114	Escuminac	0,01	0,31	0,20	0,19	430	0,32	0,03	163	105	80,60	4,07	4,26	0,64
31115	Pirate Cove	0,01	0,17	0,25	0,40	436	0,18	0,05	42	63	72,96	5,36	5,76	0,71

No échan-	Formation/groupe				• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •		Résultats	Rock E	val					R _H
tillon		S1	S2	S3	COT	T _{max}	PG	IP	IH	IO	IM	CMn	CT	(%)
		(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	(%)	(°C)	(mg/g)		(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	(%)	(%)	
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle	0	0,01	0,21	0,05	277	0,01	0,34	20	420		8,90	8,95	0,67
31129	Fortin	0,02	0,13	0,29	0,14	428	0,15	0,11	93	207	95,22	3,99	4,13	3,81
31130	Saint-Léon	0,01	0,02	0,31	0,11	432	0,03	0,25	18	282		4,97	5,08	2,09
31132	Indian Cove	0,02	0,04	0,35	0,18	323	0,06	0,38	22	194		3,54	3,72	2,20
31133	Forillon	0,01	0,01	0,28	0,07	608	0,02	0,34	14	400		1,77	1,84	1,16
31134	Indian Cove	0,03	0,18	0,28	0,19	427	0,21	0,14	95	147	85,74	3,67	3,86	2,00
31135	Saint-Léon	0,02	0,05	0,12	0,31	578	0,07	0,29	16	39		1,28	1,59	2,92
31139	Fortin	0,01	0,01	0,35	0,08	375	0,02	0,38	12	438		4,58	4,66	2,83
31141	York Lake	0,03	0,15	0,32	0,20	445	0,18	0,17	75	160	46,62	4,80	5,00	0,93
31142	White Head	0,03	0,05	0,34	0,07	423	0,08	0,38	71	486		11,02	11,09	ND
31143	White Head	0,01	0,02	0,31	0,06	406	0,03	0,40	33	517		9,61	9,67	ND
31144	White Head	0,01	0,03	0,27	0,05	400	0,04	0,25	60	540		10,80	10,85	1,33
31151	Pabos	0,01	0,02	0,34	0,07	481	0,03	0,23	29	486		6,68	6,75	3,13
31154	White Head	0,02	0,04	0,26	0,05	425	0,06	0,34	80	520		11,33	11,38	0,89
31156	White Head	0,02	0,05	0,28	0,11	488	0,07	0,27	45	255		10,49	10,60	1,79
31157	White Head	0,02	0,03	0,32	0,07	486	0,05	0,37	43	457		11,56	11,63	1,25
31160	White Head	0,01	0,03	0,44	0,06	488	0,04	0,27	50	733		8,56	8,62	2,62
31162	La Vieille	0,04	0,37	0,23	0,13	436	0,41	0,10	285	177	11,03	10,95	11,08	0,58
31171	Anse Cascon	0,02	0,03	0,49	0,15	340	0,05	0,36	20	327		6,78	6,93	2,73
31172	La Vieille	0,01	0,02	0,27	0,03	466	0,03	0,25	67	900		11,30	11,33	1,80
31173	Gascons	0,01	0,01	0,42	0,11	328	0,02	0,49	9	382		8,58	8,69	2,36
31174	Gascons	0	0,01	0,19	0,07	431	0,01	0,24	14	271		2,06	2,13	2,10
31175	Gascons	0,02	0,04	0,21	0,06	313	0,06	0,35	67	350	_	1,80	1,86	1,88
31176	West Point	0,03	0,03	0,13	0,07	345	0,06	0,46	43	186		1,89	1,96	1,97
31177	West Point	0,01	0,01	0,26	0,04	308	0,02	0,51	25	650		6,55	6,59	1,92
31178	West Point	0,01	0,02	0,15	0,03	490	0,03	0,26	67	500		6,30	6,33	3,30
31182	Garin	0	0,01	0,13	0,08	505	0,01	0,24	12	162		0,08	0,16	3,83
31187	White Head	0,02	0,05	0,14	0,05	459	0,07	0,24	100	280		12,00	12,05	0,80
31190	Shiphead	0,03	0,07	0,27	0,09	458	0,10	0,29	78	300		9,49	9,58	1,58

No échan-	Formation/groupe						Résultats	Rock E	val			-		R _H
tillon		S1	S2	S3	COT	T _{max}	PG	IP	IH	IO	IM	CMn	CT	(%)
		(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	(%)	(°C)	(mg/g)		(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	(%)	(%)	
31192	Indian Point	0,01	0,01	0,20	0,09	302	0,02	0,33	11	222		1,26	1,35	5,11
31194	Shiphead	0,02	0,04	0,22	0,23	600	0,06	0,30	17	96		2,11	2,34	2,94
31195	York Lake	0	0,04	0,10	0,28	563	0,04	0,10	14	36		0,05	0,33	2,04
31196	Mictaw	0,01	0,03	0,16	0,07	491	0,04	0,21	43	229		0,04	0,11	1,44
31198	La Vieille	0,01	0,05	0,31	0,10	446	0,06	0,14	50	310		12,60	12,70	0,59
31206	Gascons	0,02	0,08	0,19	0,19	468	0,10	0,21	42	100		0,70	0,89	1,82
31211	Mictaw	0,87	8,30	ND	3,36	452	9,17	0,09	247	4	73,99	ND	ND	0,97
31212	Mictaw	1,27	11,69	ND	4,84	450	12,96	0,10	241	2	71,00	ND	ND	0,93
31214	Mictaw	3,03	27,17	ND	10,68	450	30,20	0,10	254	1	66,43	ND	ND	0,87
31215	Mictaw	0,74	9,04	ND	4,16	451	9,78	0,08	218	2	79,32	ND	ND	0,96
31283	Fortin	0,01	0,02	0,47	0,14	470	0,03	0,29	14	336		3,53	3,67	4,41
31303	Mictaw	1,50	15,09	0,23	5,67	446	16,59	0,09	266	4	73,47	2,73	8,40	0,93

COT : Carbone organique total, T_{max} : Température maximale de pyrolyse au pic S₂, PG : Potentiel génétique, IP : Indice de production, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, IM : Indice de migration, CMn : Carbone minéral, CT : Carbone total et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite. Le ND signifie qu'il n'y a pas de donnée disponible.

APPENDICE F

Paramètres acquis et calculés par Rock Eval

Paramètres d'acquisition	Nom	Unité	Détecté par	Etape
S_1	Hydrocarbures libres	mg HC/g de roche	FID	Pyrolyse
S_2	Potentiel en huile	mg HC/g de roche	FID	Pyrolyse
TpS ₂	Température du pic maximal de S ₂	°C	1	-
S_3	Source organique de CO ₂	mg CO ₂ /g de roche	IR	Pyrolyse
S ₃ '	Source minérale de CO ₂	mg CO ₂ /g de roche	IR	Pyrolyse
TpS ₃ '	Température du pic maximal de S ₃ '	°C	-	
S ₃ CO	Source organique de CO ₂	mg CO/g de roche	IR	Pyrolyse
TpS ₃ CO	TpS ₃ CO Température du pic maximal de S ₃ CO		-	-
S ₃ 'CO	S ₃ 'CO Source organique et minérale de CO		IR	Pyrolyse
S_4CO_2	CO ₂ Source organique de CO ₂		IR	Oxydation
S ₅	Source minérale de CO ₂	mg CO ₂ /g de roche	IR	Oxydation
TpS ₅	TpS ₅ Température du pic maximal de S ₅			-
S ₄ CO	S ₄ CO Source organique de CO		IR	Oxydation

Tableau F.1: Paramètres d'acquisition de l'appareil de Rock Eval. FID: Détecteur d'ionisation de la flamme et IR: Cellule infrarouge. Tiré de Béhar et al. (2001).

Paramètres calculés	Nom	Unité	Formule
T _{max}	Température de pyrolyse maximale	°C_	TpS_2 - $\Delta\mathrm{T}_{\mathrm{max}}$
IP	Indice de production		$S_1/(S_1+S_2)$
PC	Carbone organique pyrolysable	wt%	$[(S_1+S_2)*0.83]+[S_3*12/44]+[(S_3CO+S_3'CO/2)*12/28]/10$
RC CO	Carbone organique résiduel (CO)	wt%	(S ₄ CO*12/28)/10
RC CO ₂	Carbone organique résiduel (CO ₂)	wt%	(S ₄ CO2*12/44)/10
RC	Carbone organique résiduel	wt%	RC CO + RC CO ₂
COT	Carbone organique total	wt%	PC + RC
S ₁ /COT		mg HC/g de COT	(S ₁ *100)/COT
IH	Indice d'hydrogène	mg HC/g de COT	(S ₂ *100)/COT
IO	Indice d'oxygène	mg CO ₂ /g de COT	(S ₃ *100)/COT
10 СО	Indice d'oxygène du CO	mg CO/g de COT	(S₃CO*100)/COT
PyroMinC	Carbone minéral de pyrolyse	wt%	[S ₃ '*12/44]+[(S ₃ 'CO/2)*12/28]/10
OxiMinC	Carbone minéral d'oxydation	wt%	(S ₅ *12/44)/10
MinC	Carbone minéral	wt%	PyroMinC + OxiMinC

Tableau F.2: Paramètres calculés de l'appareil de Rock Eval. Tiré de Béhar et al. (2001).

Le ΔT_{max} est calculé à partir de l'équation suivante :

$$\Delta T_{max} = TpS_{2 \text{ (standard 55000)}} - T_{max \text{ (accepté 55000)}}$$

Où le TpS₂ est le paramètre acquis par le standard 55000.

APPENDICE G

Tableau de l'histogramme de variation de la valeur du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans les laboratoires de la CGC

Formation/groupe	Pas de potentiel	Potentiel à gaz	Potentiel à huile	
	(valeurs inf. 0,5 %)	(valeurs entre 0,5 - 1,0 %)	(valeurs sup. 1,0 %)	
Pirate Cove/Escuminac	2	0	0	
York Lake/York River/Battery Point	7	0	1	
Fortin	3	0	0	
Indian Cove	8	2	0	
Forillon/Shiphead	10	0	1	
Chaleurs : Partie supérieure	20	0	0	
Chaleurs : Partie inférieure	19	0	1	
Pabos/White Head	11	0	0	
Garin	7	0	0	
Mictaw	2	0	5	
Total	89	2	8	
		Total	99	

Inf. : Inférieures et Sup. : supérieures.

APPENDICE H

Tableau de l'histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie analysés dans les laboratoires de la CGC

Formation/groupe	Immature (valeurs inf. 430 °C)	Stade à huile (valeurs entre 430 - 470 °C)	Stade à condensats (valeurs entre 470 - 535 °C)	Stade à gaz sec (valeurs sup. 535 °C)	
Pirate Cove/Escuminac	0	2	0	0	
York Lake/York River/Battery Point	0	5	1	2	
Fortin	1	0	1	0	
Indian Cove	3	4	1	0	
Forillon/Shiphead	0	2	2	5	
Chaleurs : Partie supérieure	1	5	2	1	
Chaleurs : Partie inférieure	0	4	5	2	
Pabos/White Head	4	1	4	0	
Garin	0	0	1	0	
Mictaw	0	6	1	0	
Total	9	29	18	10	
			Total	66	

Inf. : Inférieures et Sup. : supérieures.

APPENDICE I

Tableau des paramètres nécessaires au calcul de l'indice de migration

No échan-	Formation/groupe	IP	R_{H}	IP	S_1	S_2	S_1	IM	IM * 100
tillon		Rock Eval	mesurée	prévu	Rock Eval	Rock Eval	prévu		(%)
13164	Indian Cove	0,34	1,00	0,30	1,35	2,65	1,12	-0,20	-20,1
13209	Forillon	0,13	1,08	0,32	0,10	0,69	0,33	0,70	69,8
13222	Indian Cove	0,36	0,82	0,23	1,26	2,26	0,67	-0,88	-87,9
23525	York River	0,05	0,55	0,09	10,90	223,40	22,06	0,51	50,6
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	0,14	0,68	0,16	0,02	0,12	0,02	0,15	14,8
31093	Indian Cove	0,24	1,81	0,50	0,04	0,13	0,13	0,70	69,7
31097	Shiphead	0,25	1,87	0,52	0,04	0,12	0,13	0,69	68,6
31102	York River	0,12	0,79	0,22	0,03	0,22	0,06	0,50	50,5
31110	Indian Cove	0,29	1,16	0,35	0,06	0,15	0,08	0,26	25,5
31114	Escuminac	0,03	0,64	0,14	0,01	0,31	0,05	0,81	80,6
31115	Pirate Cove	0,06	0,71	0,18	0,01	0,17	0,04	0,73	73,0
31129	Fortin	0,13	3,81	0,76	0,02	0,13	0,42	0,95	95,2
31134	Indian Cove	0,14	2,00	0,54	0,03	0,18	0,21	0,86	85,7
31141	York Lake	0,17	0,93	0,27	0,03	0,15	0,06	0,47	46,6
31162	La Vieille	0,10	0,58	0,11	0,04	0,37	0,04	0,11	11,0
31211	Mictaw	0,09	0,97	0,29	0,87	8,30	3,34	0,74	74,0
31212	Mictaw	0,10	0,93	0,27	1,27	11,69	4,38	0,71	71,0
31214	Mictaw	0,10	0,87	0,25	3,03	27,17	9,03	0,66	66,4
31215	Mictaw	0,08	0,96	0,28	0,74	9,04	3,58	0,79	79,3
31303	Mictaw	0,09	0,93	0,27	1,50	15,09	5,65	0,73	73,5

IP : Indice de production, R_H : Réflectance estimée de la vitrinite et IM : Indice de migration.

APPENDICE J Résultats de Rock Eval sur les roches brutes obtenus dans les laboratoires de l'IFP

No échan-	Formation/groupe	Puits	Prondeur						Résultats	Rock E	val					R _H
tillon			(pieds)	S ₁	S ₂	S ₃	COT	T_{max}	PG	IP	IH	IO	IM	CMn	CT	(%)
			,	(mg/g)	(mg/g)	(mg/g)	(%)	(°C)	(mg/g)		(mg/gC)	(mg/gC)	(%)	(%)	(%)	
13164	Indian Cove		Surface	1,32	2,92	0,16	0,53	432	4,24	0,31	551	30	-6,59	3,13	3,66	1,00
13209	Forillon		Surface	0,11	1,04	0,16	0,48	443	1,15	0,10	217	33	77,99	3,18	3,66	1,08
13222	Indian Cove		Surface	1,19	2,52	0,13	0,44	429	3,71	0,32	573	30	-59,19	4,38	4,82	0,82
23525	York River		Surface	10,90	223,40	4,04	54,43	432	234,30	0,05	410	7	50,59	0,50	54,93	0,55
30214	Forillon		Surface	0,03	0,09	0,08	1,74	597	0,12	0,27	5	5	76,74	2,02	3,76	1,99
30891	Saint-Léon		Surface	0	0	0,36	0,03	549	0	0	0	1200		0,53	0,56	2,50
30901	Mann		Surface	0	0	0,23	0,05	ND	0	0	0	460		2,44	2,49	2,29
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille		Surface	0	0,10	0,16	0,06	440	0,10	0,03	167	267	100	11,16	11,22	0,68
30960	Gascons		Surface	0	0,01	0,17	0,03	435	0,01	0	33	567		5,28	5,31	0,87
30968	Gascons		Surface	0	0,01	0,13	0	459	0,01	0	0	0		2,78	2,78	2,58
30973	Clemville		Surface	0	0,01	0,29	0,08	512	0,01	0	12	362		1,54	1,62	3,45
30983	West Point		Surface	0	0	0,07	0,03	461	0	0	0	233		12,40	12,43	0,63
30984	Gascons		Surface	0	0	0,33	0,07	ND	0	0	0	471		0,05	0,12	4,98
31017	Garin		Surface	0	0	0,03	0,11	ND	0	0	0	27		0,21	0,32	3,85
31093	Indian Cove		Surface	0,01	0,05	0,16	0,19	466	0,06	0,20	26	84		4,42	4,61	1,81
31114	Escuminac		Surface	0	0,25	0,05	0,12	430	0,25	0	208	42	100	4,09	4,21	0,64
31115	Pirate Cove		Surface	0	0,14	0,14	0,37	436	0,14	0	38	38	100	5,31	5,68	0,71
31121	Anse-à-Pierre-Loiselle		Surface	0	0	0,07	0,03	435	0	0	0	233		8,80	8,83	0,67
31135	Saint-Léon		Surface	0	0,03	0,05	0,25	555	0,03	0,03	12	20		1,35	1,60	2,92
31139	Fortin		Surface	0	0	0,04	0,02	435	0	0,04	0	200		5,01	5,03	2,83
31162	La Vieille		Surface	0,01	0,27	0,07	0,09	436	0,28	0,04	300	78	69,52	12,13	12,22	0,58
31178	West Point		Surface	0	0	0,03	0,02	436	0	0	0	150		6,23	6,25	3,30
31198	La Vieille		Surface	0	0,05	0	0,04	442	0,05	0	125	0		12,46	12,50	0,59
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	1,66	16,68	0,32	3,24	438	18,34	0,09	515	10	64,75	3,81	7,05	0,80
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	2,00	26,60	0,29	4,96	436	28,60	0,07	536	6	73,37	1,92	6,88	0,80
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	2,39	26,71	0,28	5,13	435	29,10	0,08	521	5	68,31	1,37	6,50	0,80
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	3,12	12,65	0,39	4,34	432	15,77	0,20	291	9	50,84	2,22	6,56	1,11
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	3,28	12,49	0,36	3,99	435	15,77	0,21	313	9	47,66	2,70	6,69	1,11
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	2,51	9,44	0,30	3,25	437	11,95	0,21	290	9	47,00	4,26	7,51	1,11

COT : Carbone organique total, T_{max} : Température maximale de pyrolyse au pic S₂, PG : Potentiel génétique, IP : Indice de production, IH : Indice d'hydrogène, IO : Indice d'oxygène, IM : Indice de migration, CMn : Carbone minéral, CT : Carbone total et R_H : Réflectance estimée de la vitrinite, LGCP : Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL : Lowlands Gamache Princeton Lake no 1. Le ND signifie qu'il n'y a pas de donnée disponible. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

APPENDICE K

Tableau de l'histogramme de variation de la valeur du COT et interprétation en termes de potentiel en hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés dans les laboratoires de l'IFP

Formation/groupe	Pas de potentiel	Potentiel à gaz	Potentiel à huile
	(valeurs inf. 0,5 %)	(valeurs entre 0,5 - 1,0 %)	(valeurs sup. 1,0 %)
Pirate Cove/Escuminac	2	0	0
York River	0	0	1
Fortin	1	0	0
Indian Cove	2	1	0
Forillon	1	0	1
Chaleurs : Partie supérieure	7 `	0	. 0
Chaleurs : Partie inférieure	6	0	0
Garin	1	0	0
Macasty	0	0	6
Total	20	1	8
		Total	29

Inf.: Inférieures et Sup.: supérieures.

APPENDICE L

Tableau de l'histogramme des valeurs de la T_{max} et interprétation de ces valeurs en termes de stades de génération des hydrocarbures pour les échantillons de surface de la Gaspésie et des échantillons de puits de l'île d'Anticosti analysés dans les laboratoires de l'IFP

Formation/groupe	Immature (valeurs inf. 430 °C)	Stade à huile (valeurs entre 430 - 470 °C)	Stade à condensats (valeurs entre 470 - 535 °C)	Stade à gaz sec (valeurs sup. 535 °C)
Pirate Cove/Escuminac	0	2	0	0
York River	0	11	0	0
Fortin	0	1	0	0
Indian Cove	1	2	0	0
Forillon	0	1	0	1
Chaleurs : Partie supérieure	0	4	0	2
Chaleurs : Partie inférieure	0	4	1	0
Garin	0	0	0	0
Macasty	0	6	0	0
Total	1	21	1	3
			Total	26

Inf.: Inférieures et Sup.: supérieures.

APPENDICE M

Résultats des variables impliquées dans le calcul des COT initiaux et démonstration des formules pour le calcul des COT initiaux

No échan-	Formation/groupe	Puits	Prondeur	Laboratoire	Types	COT	IH	CR	Ha			Situation	actuelle								Situatio	n initiale					
tillon			(pieds)		MO	actuel	actuel	(%)	IH	Théori	que (fonc	tion IH)		Analysé			Ту	pe I			Ту	pe II			Туј	e III	
1						(%)	(mg/gC)			CV	Н	CR	CV	Н	CR			IHi =	900			IHi =	600			IHi =	150
																CV	Н	CR	COT	CV	Н	CR	COT	CV	Н	CR	СОТ
13164	Indian Cove		Surface	IFP	II	0,53	551	0,17	0,07	0,24	0,05	0,29	0,36	0,07	0,17	0,50	0,10	0,17	0,67	0,26	0,05	0,29	0,55				
13164	Indian Cove		Surface	CGC	II	0,60	443	0,27	0,07	0,22	0,05	0,38	0,33	0,07	0,27	0,80	0,16	0,27	1,07	0,30	0,06	0,38	0,68				
13222	Indian Cove		Surface	CGC	II	0,54	420	0,25	0,06	0,19	0,04	0,35	0,29	0,06	0,25	0,74	0,15	0,25	0,99	0,27	0,06	0,35	0,62				
23525	York River		Surface	IFP	П	54,43	410	34,58	4,07	18,52	3,79	35,91	19,85	4,07	34,58					34,30	7,03	34,58	68,88				
30214	Forillon		Surface	IFP	II-III	1,74	5	1,73	0,00	0,01	0,00	1,73	0,01	0,00	1,73					1,72	0,35	1,73	3,45	0,25	0,05	1,73	1,98
30214	Forillon		Surface	CGC	II-III	1,74	4	1,73	0,00	0,01	0,00	1,73	0,01	0,00	1,73					1,72	0,35	1,73	3,45	0,25	0,05	1,73	1,98
30900	Mann		Surface	CGC	I-II	1,24	2	1,19	0,01	0,00	0,00	1,24	0,05	0,01	1,19	3,51	0,72	1,19	4,70	1,18	0,24	1,19	2,37				
31303	Mictaw		Surface	CGC	I-II	5,67	266	4,28	0,28	1,25	0,26	4,42	1,39	0,28	4,28	12,64	2,59	4,28	16,92	4,25	0,87	4,28	8,53				
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	IFP	I-II	3,24	515	1,70	0,32	1,38	0,28	1,86	1,54	0,32	1,70	5,02	1,03	1,70	6,72	1,69	0,35	1,70	3,39	·			
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	IFP	I-II	4,96	536	2,57	0,49	2,21	0,35	2,75	2,39	0,49	2,57	7,59	1,55	2,57	10,16	2,55	0,52	2,57	5,12				
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	IFP	I-II	5,13	521	2,69	0,50	2,22	0,35	2,91	2,44	0,50	2,69	7,94	1,63	2,69	10,63	2,67	0,55	2,69	5,36				
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	IFP	I-II	4,34	291	3,01	0,27	1,05	0,21	3,29	1,33	0,27	3,01	8,89	1,82	3,01	11,90	2,99	0,61	3,01	6,00				
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	IFP	I-II	3,99	313	2,66	0,27	1,04	0,21	2,95	1,33	0,27	2,66	7,85	1,61	2,66	10,51	2,64	0,54	2,66	5,30				
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	IFP	I-II	3,25	290	2,24	0,21	0,78	0,16	2,47	1,01	0,21	2,24	6,61	1,35	2,24	8,85	2,22	0,46	2,24	4,46				
										Éq. 9	Éq. 1b	Éq. 12	Éq. 2b	Éq. 1b		Éq. 17		Éq. 13	Éq. 15	Éq. 17		Éq. 13	Éq. 15	Éq. 17		Éq. 13	Éq. 15

MO: Matière organique, COT: Carbone organique total, IH: Indice d'hydrogène, CR: Carbone résiduel, Ha: Hydrogène actuel, CV: Carbone volatil, H: Hydrogène, IHi: Indice d'hydrogène initial, LGCP: Lowlands Gamache Carleton Point no 1, LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1 et Éq.: Équation (voir plus bas la démonstration des équations). Les valeurs en italique signifient que ce sont les valeurs théoriques du carbone volatil qui ont été prises pour le calcul plutôt que celles qui ont été mesurées par Rock Eval. Ceci est dû au fait qu'il est impossible d'avoir un carbone résiduel si bas avec les valeurs de l'indice d'hydrogène obtenues par Rock Eval.

Il est important de savoir que les hydrocarbures sont composés à 83 % de carbone et à 17 % d'hydrocarbures (Béhar *et al.*, 2001). Si on connaît le COT, on a besoin que d'une seule autre variable, soit l'indice d'hydrogène, le carbone résiduel ou le carbone volatil, pour connaître les deux autres. Le tableau ci-haut a été séparé en deux parties : la situation actuelle et la situation initiale. Dans la situation actuelle, il y a un calcul dit «théorique» et un autre qui est «analysé». Dans le calcul «théorique», on considère que l'indice d'hydrogène est la variable connue et on ne connaît ni le carbone résiduel ni le carbone volatil. Dans le calcul «analysé», la variable connue est le carbone résiduel.

Si on a fait une distinction entre «théorique» et «analysé», c'est dû au fait que lorsqu'on calcule le COT initial à partir du carbone résiduel pour les valeurs de COT actuel qui sont inférieures à 1 %, les valeurs des COT initiaux sont inférieures aux valeurs des COT actuels. C'est donc soit la valeur de l'indice d'hydrogène ou la valeur du carbone résiduel qui est trop faible. Si la valeur du carbone résiduel est bonne, la valeur de l'indice d'hydrogène actuel véritable est plus grande que ce que donne les analyses de Rock Eval. Le kérogène est alors de type I et non pas de type III (échantillons 13164 et 13222).

M.1- Situation actuelle théorique

M.1.1- Variables

Dans la situation actuelle théorique, les variables impliquées dans le calcul du COT initial sont :

COTa: COT actuel (analysé et connu);

IHa : Indice d'hydrogène actuel (analysé et connu);

CRa: Carbone résiduel (inconnu, car on veut vérifier si le carbone résiduel obtenu par les

analyses de Rock Eval est correct);

CVa: Carbone volatil (inconnu);

Ha: Hydrogène du kérogène actuel (inconnu);

HCa: hydrocarbures pouvant être générés par le kérogène.

M.1.2- Formules

Voici les formules utilisées dans le calcul des différentes variables qui sont nécessaires au calcul des COT initiaux (les formules en gras sont celles qui sont les plus importantes):

Équation M.1a:

Ha/CVa = 17/83

Équation M.1b:

Ha = CVa * 17/83

Équation M.2a:

COTa = CRa + CVa

Équation M.2b:

CVa = COTa - CRa

Équation M.3:

HCa = CVa + Ha

Définition de l'indice d'hydrogène :

Équation M.4:

IHa= HCa/COTa * 1000 (mg HCa/g COTa * 1000)

D'après l'équation M.3:

Équation M.5:

IHa = (CVa + Ha)/COTa * 1000

D'après l'équation M.1b:

Équation M.6:

IHa = (CVa + CVa * 17/83)/COTa * 1000

Équation M.7 :

IHa = CVa * (1 + 17/83)/COTa * 1000

Transformation de l'équation M.7 :

Équation M.8:

CVa = (IHa * COTa)/(1000 * (1 + 17/83)

Transformation de l'équation M.8:

Équation M.9:

CVa = (IHa * COTa * 0,83)/1000

Transformation de l'équation M.2a:

Équation M.10:

CRa = COTa - CVa

Ajout de l'équation M.8 à l'équation M.10 :

Équation M.11:

CRa = COTa - ((IHa * COTa * 0.83)/1000)

Transformation de l'équation M.11:

Équation M.12:

CRa = (COTa * (1000 - IHa * 0.83)/1000)

L.2- Situation initiale

M.2.1- Variables

Voici les variables impliquées dans le calcul du COT initial dans la situation initiale :

COTi: COT initial (inconnu);

IHi: Indice d'hydrogène initial (connu: type I de 900 mg/gC, type II de 600 mg/gC et type III de 150 mg/gC);

CRi: Carbone résiduel initial (inconnu);

CVa: Carbone volatil initial (inconnu);

Hi : Hydrogène du kérogène initial (inconnu);

HCi : hydrocarbures pouvant être générés par le kérogène.

L.2.2- Formules

Voici les formules utilisées dans le calcul des différentes variables qui sont nécessaires au calcul des COT initiaux (les formules en gras sont celles qui sont les plus importantes) :

Le carbone résiduel étant toujours le même :

Équation M.13:

CRi = CRa

Transformation de l'équation M.12:

Équation M.14:

CRi = (COTi * (1000 - IHi * 0,83)/1000)

Transformation de l'équation M.13:

Équation M.15:

COTi = (1000 * CRa)/(1000 - IHi * 0.83)

Équation M.16a:

CVi = COTi - Cri = COTi - CRa

Transformation des équations M.13 et M.16a:

Équation M.16b:

CVi = ((1000 * CRa)/(1000 - IHi * 0.83)) - CRa

Transformation de l'équation M.16b:

Équation M.17:

CVi = (CRa * IHi * 0,83)/(1000 - IHi * 0,83)

APPENDICE N

Méthode d'extraction du kérogène

	•		

N.1- Extraction du kérogène

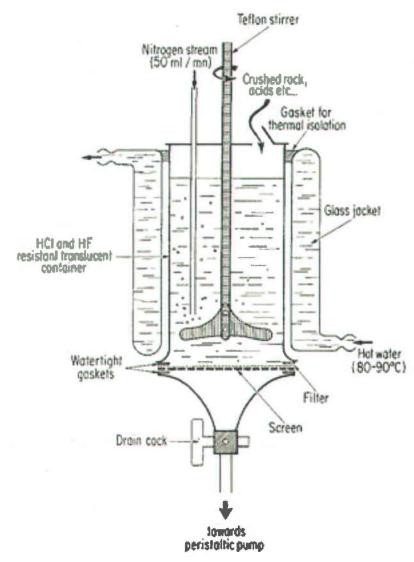


Figure N.1 : Schéma de l'appareil utilisé à l'IFP pour l'extraction du kérogène. Tirée de Durand et Nicaise (1980).

L'extraction du kérogène sert à séparer la matière organique de la matrice minérale en détruisant cette dernière (Durand et Nicaise, 1980). Les kérogènes sont préparés selon la méthode de Durand et Nicaise (1980). La préparation des kérogènes dépend de la valeur initiale du carbone organique totale (COT) de la roche brute (Béhar *et al.*, 2001). Lorsque les valeurs de COT sont inférieures à 2,0 %, il faut un minimum de 50 g d'échantillon de roche brute broyée pour le traitement à l'acide, alors que seulement 10 g

sont nécessaires lorsque les valeurs de COT sont supérieures à 2,0 % (Béhar et al., 2001). La roche brute est soumise à une succession de traitements à l'acide, soit avec de l'acide chlorhydrique (HCl) ou soit avec de l'acide fluorhydrique (HF), sous une atmosphère inerte (sous N₂) à une température de 80 °C (figure N.1). Ces traitements seront ensuite suivis par des lavages à l'eau. Lors des lavages, il faut s'assurer que les fluorosilicates nouvellement formés soit dissous pour ne pas qu'il y ait d'interférence dans les analyses élémentaires des kérogènes (Durand et Nicaise, 1980). Le premier traitement à l'acide est fait avec du HCl 6N durant un jour et une nuit. Ce traitement enlève les carbonates et il est suivi de quatre lavages à l'eau distillée. Le second traitement à l'acide est fait avec un mélange de HCl et de HF (un tiers de HCl et deux tiers de HF) qui dure lui aussi un jour et une nuit (Durand et Nicaise, 1980). Ce traitement enlève les silicates et il est suivi d'un lavage à l'eau distillée. Finalement, un dernier traitement au HCl est fait. L'échantillon est ensuite neutralisé avec une solution basique pour avoir un pH neutre. La matière organique totale récupérée est alors séchée à une température de 100 °C sous azote (Béhar et al., 2001).

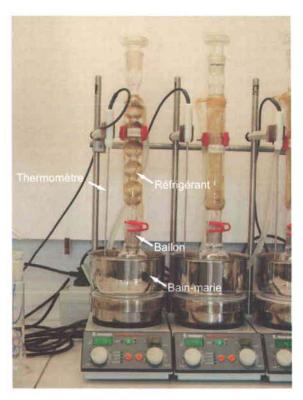


Figure N.2: Photo d'un ballon dans un réfrigérant.



Figure N.3: Photo d'un système de filtration.

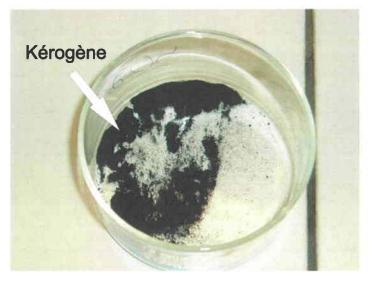


Figure N.4 : Photo d'un kérogène récupéré après le filtrage.

La matière organique totale récupérée est alors soumise à une autre extraction pour pouvoir récupérer le kérogène. La matière organique totale est placée dans un ballon avec un agitateur magnétique et du solvant (dichlorométhane : DCM). La quantité

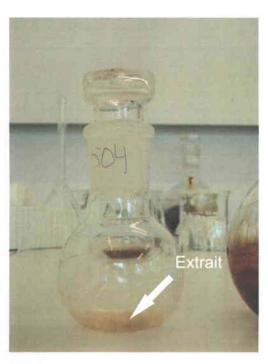


Figure N.5 : Photo d'un extrait récupéré dans un ballon.

de solvant à mettre est déterminée par la quantité de matière organique totale : il faut 10 ml de solvant pour 1 g d'échantillon. Le ballon est ensuite placé dans un réfrigérant (figure N.2). Le ballon doit baigner dans l'eau. Ce système doit atteindre une température de 42 °C. Cette température correspond à la température d'ébullition du DCM. La durée de la chauffe varie entre une heure et une heure et demie. La durée de la chauffe dépend de l'appareil : si celui-ci est déjà chaud, la durée ne sera que d'une heure. La matière organique soluble se retrouve dans le DCM, alors que le kérogène, qui est insoluble, se retrouve dans le ballon (Durand, 1980). Le mélange est ensuite filtré (figure N.3). Le kérogène se retrouve sur le filtre (figure N.4), alors que l'extrait se retrouve dans le ballon (figure N.5).

Le kérogène est ensuite utilisé dans diverses analyses, tandis que les extraits seront passés dans une colonne contenant de l'émail de cuivre. Cette étape sert à enlever le soufre libre qui aurait pu se former. Les extraits sont ensuite fractionnés pour pouvoir analyser leurs composants de différentes façons.

APPENDICE O

Essais des analyses élémentaires

No échan-	Puits	Profondeur	Formation/groupe			Carbone	(%)				Hydrogèn	e (%)		Oxygène (%)					
tillon		(pieds)		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyenne	Écart-type	Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyenne	Écart-type	Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyenne	Écart-type	(%)
13209		Surface	Forillon	33,1	32,1	34,3	33,2	1,07	2,9	2,5	2,7	2,7	0,22	3,0	3,2		3,1	0,11	38,92
23525		Surface	York River	74,0	74,1		74,0	0,10	5,7	5,7		5,7	0,00	11,1	10,8	10,8	10,9	0,21	90,66
30214		Surface	Forillon	46,8	47,4	47,8	47,3	0,50	1,9	2,0	1,8	1,9	0,08	3,2	3,1		3,1	0,04	52,30
30959		Surface	Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille	32,2	32,2		32,2	0,01	2,7	2,7		2,7	0,01	4,4	4,6		4,5	0,13	39,40
31093		Surface	Indian Cove	20,3	20,2		20,2	0,08	1,2	1,1		1,2	0,03	2,8	5,0	5,5	4,4	1,45	25,82
31115		Surface	Pirate Cove	50,7	47,7	49,9	49,4	1,58	3,1	2,9	3,1	3,0	0,09	13,4	13,3		13,4	0,08	65,84
31135		Surface	Saint-Léon	67,1	67,1		67,1	0,00	2,5	2,5		2,5	0,06	6,0	6,2		6,1	0,11	75,65
31141		Surface	York Lake	24,7	25,4	25,3	25,1	0,38	1,8	1,9	1,7	1,8	0,06	4,0	3,8		3,9	0,11	30,85
31303		Surface	Mictaw	61,5	61,5		61,5	0,06	4,5	4,5		4,5	0,06	2,4	2,4		2,4	0,03	68,36
31355	LGCP	1308-1338	Macasty	51,4	51,8	51,4	51,6	0,24	5,0	5,0	4,9	5,0	0,06	3,3	3,1		3,2	0,16	59,74
31356	LGCP	1353-1383	Macasty	54,3	54,4		54,4	0,08	5,3	5,1		5,2	0,09	3,6	3,4		3,5	0,18	63,10
31357	LGCP	1413-1443	Macasty	47,6	47,0	47,6	47,4	0,35	4,9	4,4	4,4	4,6	0,26	2,8	2,9		2,8	0,06	54,76
31363	LGPL	3202-3227	Macasty	40,3	39,5	39,4	39,7	0,48	3,0	3,2	2,7	3,0	0,22	2,3	2,7		2,5	0,27	45,12
31364	LGPL	3105-3125	Macasty	45,5	45,9	45,7	45,7	0,17	3,4	3,4	3,3	3,4	0,05	2,5	2,6		2,5	0,11	51,64
31365	LGPL	2990-3015	Macasty	35,4	34,4	33,5	34,4	0,95	3,1	2,8	3,5	3,1	0,34	2,1	2,1		2,1	0,04	39,61

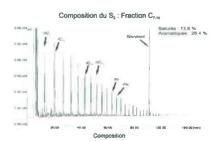
LGCP: Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

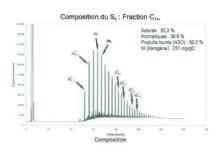
APPENDICE P

Chromatogrammes en phase gazeuse de la composition du pic S_2 obtenue par S_2 analyseur

13209 (Fm de Forillon)

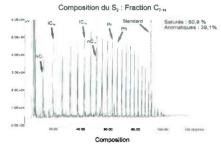
COT (RB) : 0,48 % R_u : 1,08 % Profondeur : Surface H/C : 0,97 O/C : 0,070

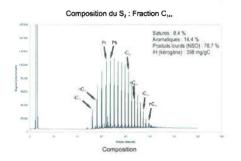




23525 (Fm de York River)

COT (RB): 54,43 % R_H: 0,55 % Profondeur: Surface H/C: 0,931 O/C: 0,110





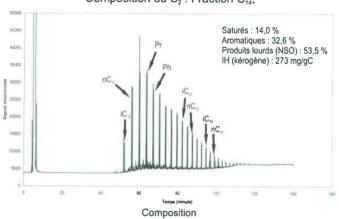
30959 (Fm d'Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille)

COT (RB): 0,06 % R_H: 0,68 %

Profondeur : Surface

H/C: 0,99 O/C: 0,105

Composition du S2: Fraction C14.



31303 (Gr de Mictaw)

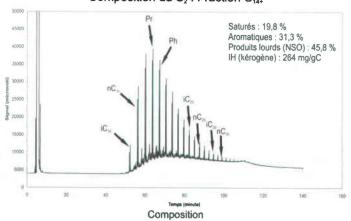
COT (RB): 5,67 %

R_H: 0,93 %

Profondeur : Surface

H/C: 0,88 O/C: 0,029

Composition du S2: Fraction C14.



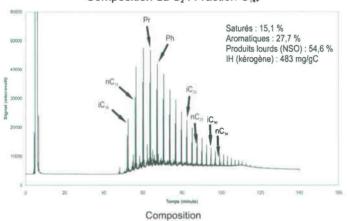
31355 (Fm de Macasty)

COT (RB) : 3,24 % R_H : 0,80 %

Profondeur: 1308 - 1338 pieds

H/C: 1,16 O/C: 0,046

Composition du S₂: Fraction C₁₄₊



31356 (Fm de Macasty)

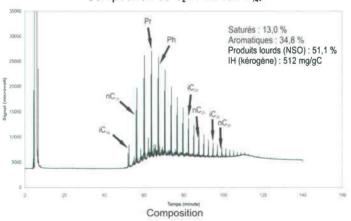
COT (RB): 4,96 %

R_H: 0,80 %

Profondeur: 1353 - 1383 pieds

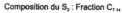
H/C: 1,15 O/C: 0,048

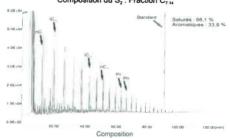
Composition du S₂: Fraction C₁₄,



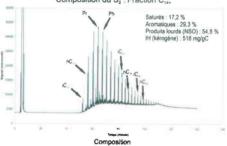
31357 (Fm de Macasty)

COT (RB): 5,13 % R₄: 0,80 % Profondeur: 1413 - 1443 pieds H/C: 1,16 O/C: 0,045





Composition du S₂ : Fraction C₁₄,

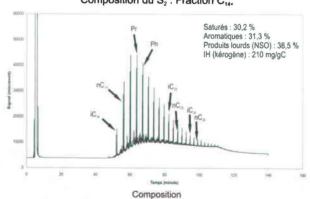


31363 (Fm de Macasty)

COT (RB) : 4,34 % R_H : 1,11 %

Profondeur : 3202 - 3227 pieds H/C : 0,89 O/C : 0,047

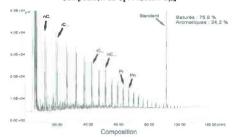
Composition du S₂ : Fraction C₁₄.



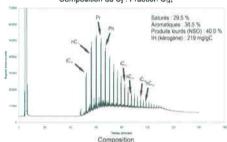
31364 (Fm de Macasty)

COT (RB) : 3,99 % R₄ : 1,11 % Profondeur : 3105 - 3125 pieds H/C : 0,89 O/C : 0,042





Composition du S₂ : Fraction C₁₄,



31365 (Fm de Macasty)

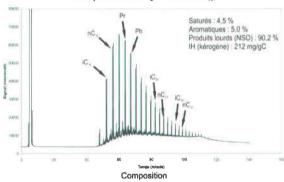
COT (RB): 3,25 %

RH: 1,11 %

Profondeur: 2990 - 3015 pieds

H/C: 1,08 O/C: 0,045

Composition du S2: Fraction C14.



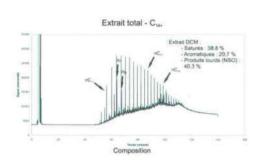
Fm: Formation, Gr: Groupe, COT: Carbone organique total, RB: Roche brute, RH: Réflectance estimée de la vitrinite et IH : Indice d'hydrogène. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

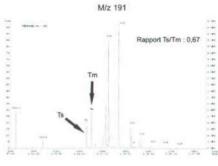
APPENDICE Q

Chromatogrammes en phase gazeuse et fragmentogrammes de masse des échantillons de roche

13164 (Fm d'Indian Cove)

COT (RB): 0,53 % R_H: 1,00 % IH (RB): 551 mg/gC Profondeur: Surface

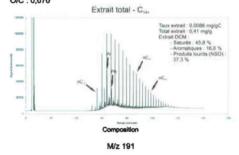


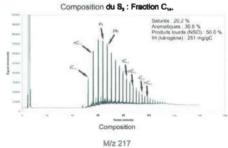


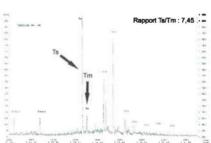


13209 (Fm de Forillon)

COT (RB): 0,48 % R_w: 1,08 % IH (RB/KD): 217 / 264 mg/gC Prondour: Surface H/C: 0,07 O/C: 0,070



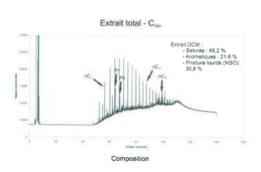


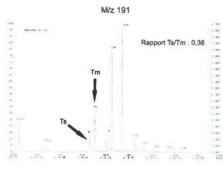


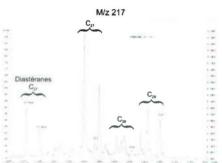


13222 (Fm d'Indian Cove)

COT (RB) : 0,44 % R_H : 0,82 % IH (RB) : 573 mg/gC Profondeur : Surface

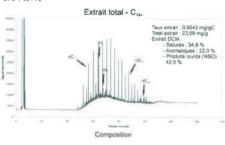


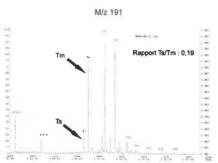


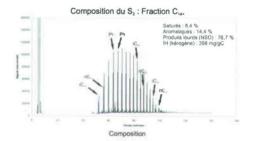


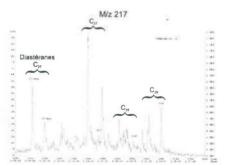
23525 (Fm de York River)

COT (RB) : 54,43 % R_n : 0,55 % IH (RB/KD) : 410 / 398 mg/gC Prondeur : Surface H/C : 0,931 O/C : 0,110



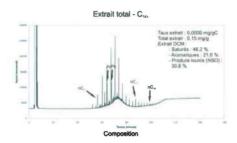


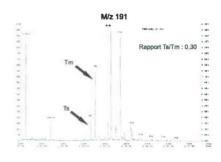


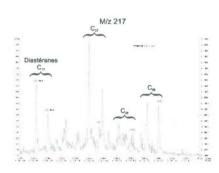


30214 (Fm de Forillon)



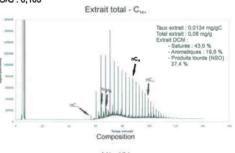


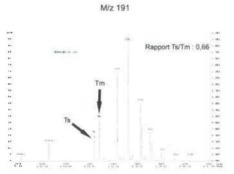


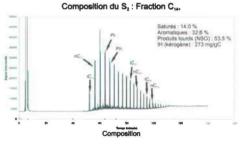


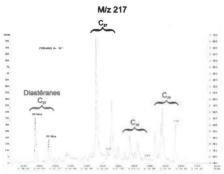
30959 (Fm d'Anse-à-Pierre-Loiselle - La Vieille)

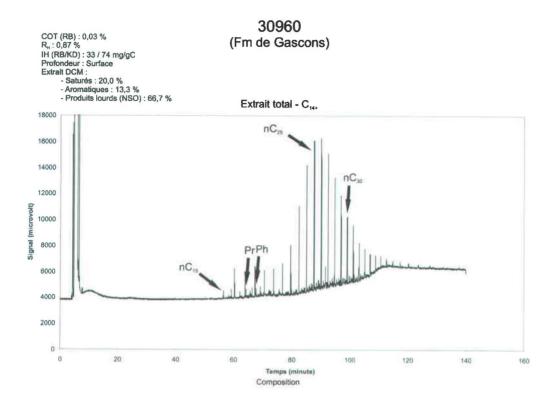
COT (RB): 0,06 % R_H: 0,68 % IH (RB/KD): 167 / 273 mg/gC Profondeur: Surface H/C: 0,99 O/C: 0,105

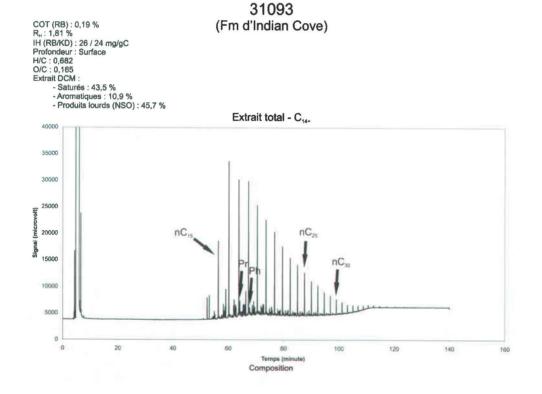






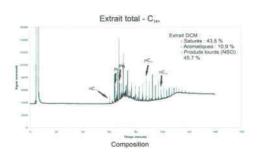


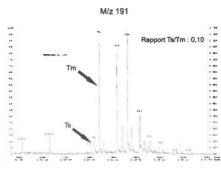


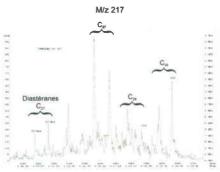


31115 (Fm de Pirate Cove)



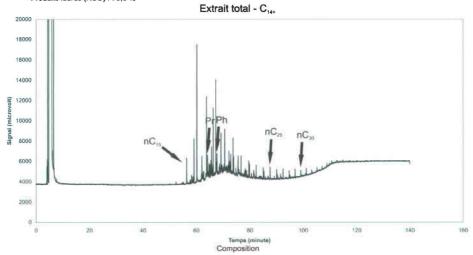






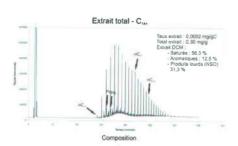
31135 (Fm de Saint-Léon)

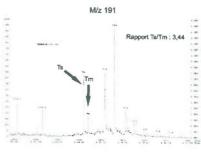
COT (RB): 0,25 %
R_s: 2,92 %
IH (RB/KD): 12 / 15 mg/gC
Profondeur: Surface
H/C: 0,447
O/C: 0,068
Extratt DCM:
- Saturés: 8,7 %
- Aromatiques: 13,0 %
- Produits lourds (NSO): 78,3 %

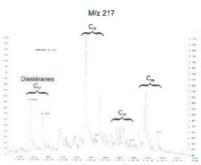


31141 (Fm de York Lake)

COT (RB): 0,20 % R_x: 0,93 % IH (RB/KD): 75 / 171 mg/gC Profondeur: Surface H/C: 0,85 O/C: 0,115



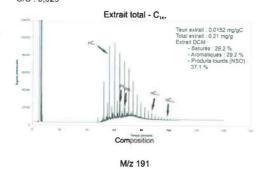


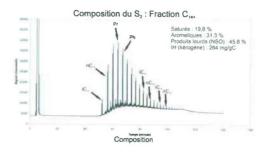


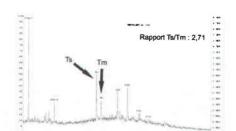
31303 (Gr de Mictaw)

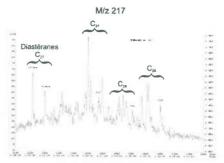
COT (RB) : 5,67 % R_H : 0,93 % IH (RB/KD) : 266 / 264 mg/gC

Profondeur : Surface H/C : 0,88 O/C : 0,029





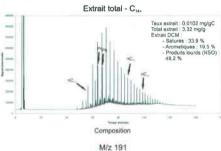


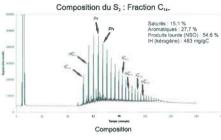


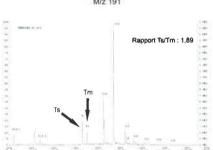
31355 (Fm de Macasty)

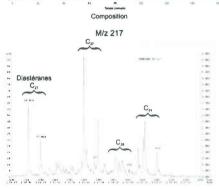
COT (RB) : 3,24 % R_H : 0,80 %

H (RB/KD): 515 / 483 mg/gC Profondeur: 1308 - 1338 pieds H/C: 1,16 O/C: 0,046



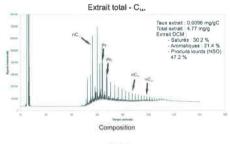


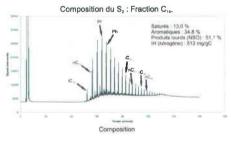


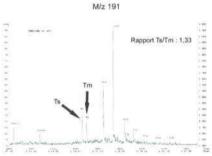


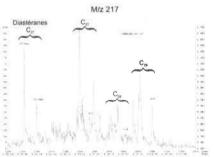
31356 (Fm de Macasty)

COT (RB): 4,96 % R_H: 0,80 % IH (RB/KD): 536 / 512 mg/gC Profondeur: 1353 - 1383 pleds H/C: 1,15 O/C: 0,048



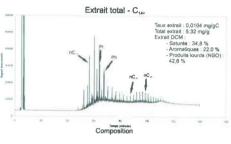




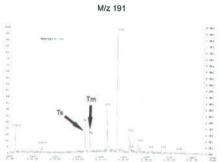


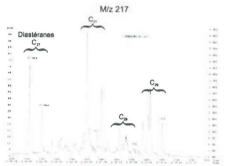
31357 (Fm de Macasty)

COT (RB): 5,13 % R_H: 0,80 % IH (RB/KD): 521 / 516 mg/gC Profondeur: 1413 - 1443 płeds H/C: 1,16 O/C: 0,045



Composition du S2: Fraction C14.



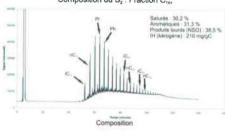


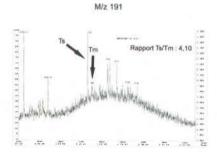
COT (RB): 4,34 % R_u: 1,11 % IH (RB/KD): 291 / 210 mg/gC Profondeur: 3202 - 3227 pieds H/C: 0,88 O/C: 0,047



Extrait total - C,4, Taux extrait : 0,0126 mg/gC Total extrait : 5,47 mg/g Extrait DCM : - Saturés : 47,0 % - Aromatiques : 18,7 % - Produits lourds (NSO

Composition du S2: Fraction C144



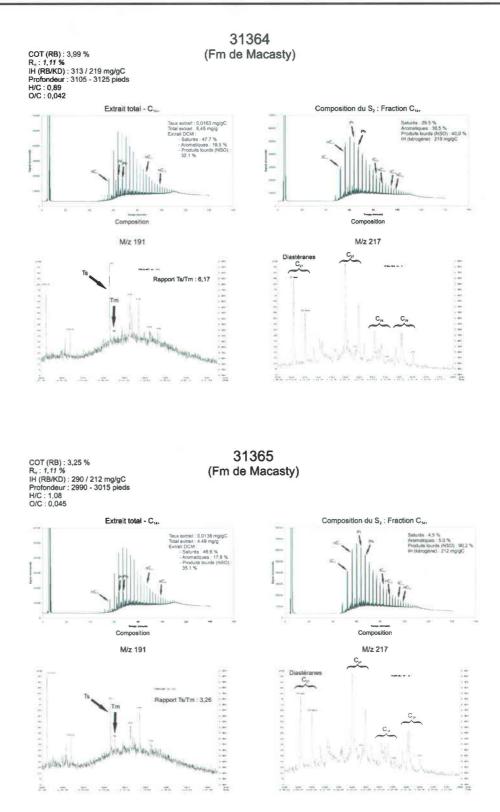


Composition



31363

(Fm de Macasty)

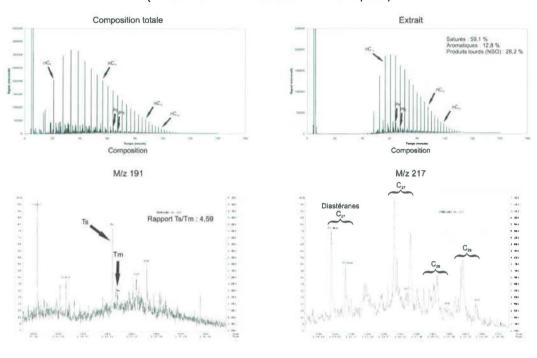


Fm: Formation, Gr: Groupe, COT: Carbone organique total, RB: Roche brute, R_H : Réflectance estimée de la vitrinite et IH: Indice d'hydrogène. Les valeurs de réflectance en italique sont approximatives.

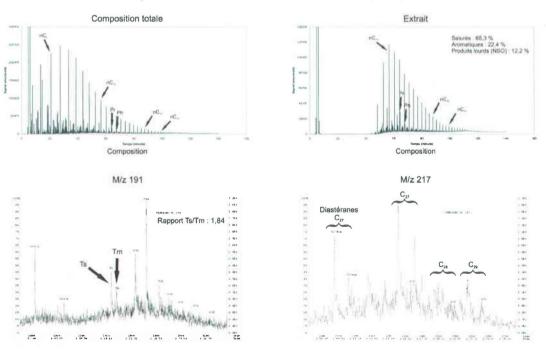
APPENDICE R

Chromatogrammes en phase gazeuse et fragmentogrammes de masse des échantillons d'huile

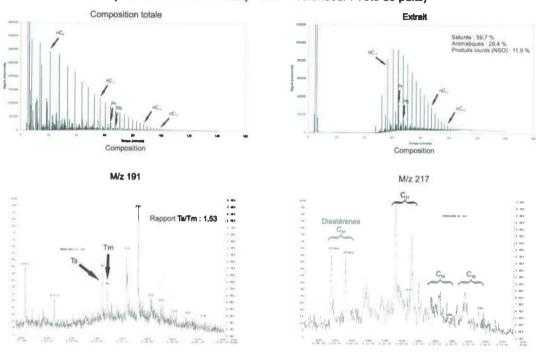
Junex et al. Galt no 3 (Fm de Forillon - Profondeur : 5249-7687 pieds)



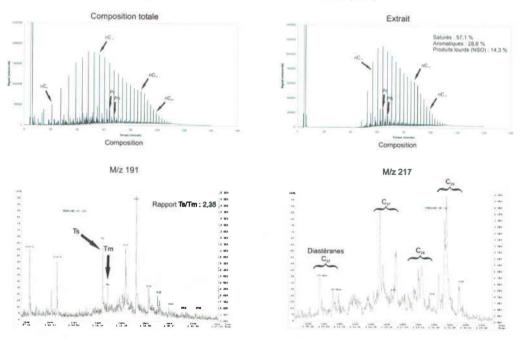
Pétrolia Haldimand no 1 (Fm de York River - Profondeur : 3875-4705 pieds)



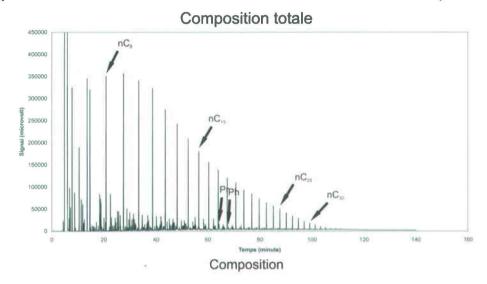
P.O.T. no 2 (Fm de York River/Battery Point - Profondeur : Tête de puits)



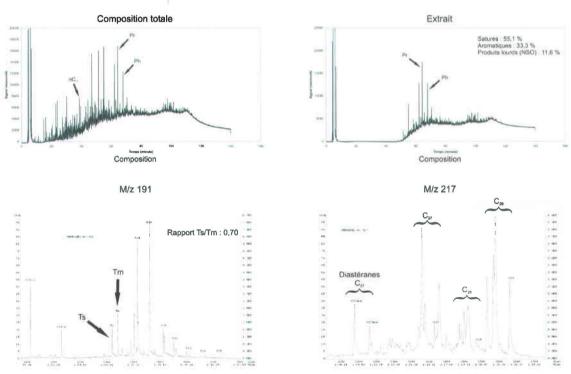
P.O.T. no 16 (Fm de York River - Profondeur : Tête de puits)



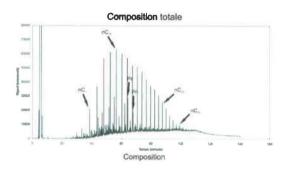
P.O.T. no 20 (Fm de York River - Profondeur : Tête de puits)

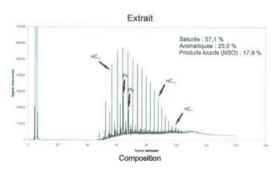


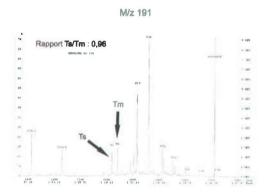
Pétro Gaspé Galt no 3 (Fm de York River - Profondeur : Tête de puits)

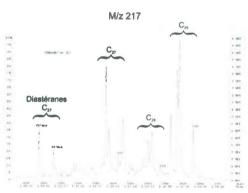


Pétro Gaspé Galt no 5 (Fm d'Indian Cove - Profondeur : Tête de puits)









APPENDICE S

Rapports obtenus des fragmentogrammes de masse m/z 217 pour les stéranes

No échantillon	Formation/groupe	Type	Puits	Profondeur	Stéranes										
		échantillon		(pieds)		C ₂₇		C ₂₉			Pourcentage (%)				
					S/(S+R)	ßβ/(αα+ββ)	Diastérane index	S/(S+R)	ßβ/(αα+ββ)	Diastérane index	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉		
13164	Indian Cove	Roche		Surface	0,53	0,60	1,12	0,43	0,57	0,50	14,40	7,61	77,98		
13209	Forillon	Roche		Surface	0,44	0,54	2,45	0,53	0,58	2,40	40,22	24,09	35,69		
13222	Indian Cove	Roche		Surface	0,50	0,49	1,88	0,42	0,53	1,27	24,60	13,89	61,51		
23525	Anse-à-Brillant/York River	Roche		Surface	0,44	0,44	2,01	0,31	0,47	1,32	24,93	18,28	56,78		
30214	Forillon	Roche		Surface	0,51	0,48	1,43	0,28	0,54	1,00	29,47	21,48	49,05		
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle-La Vieille	Roche		Surface	0,48	0,62	1,44	0,44	0,57	1,02	22,41	11,65	65,94		
31115	Pirate Cove	Roche		Surface	0,41	0,51	0,98	0,23	0,46	1,01	17,84	22,80	59,36		
31141	York Lake	Roche		Surface	0,57	0,63	1,77	0,52	0,71	1,00	33,24	26,78	39,98		
31303	Mictaw	Roche		Surface	0,53	0,59	0,62	0,53	0,59	0,51	37,69	29,24	33,08		
31355	Macasty	Roche	LGCP	1308-1338	0,50	0,60	1,64	0,54	0,63	1,07	32,86	15,74	51,40		
31356	Macasty	Roche	LGCP	1353-1383	0,57	0,53	1,23	0,51	0,60	0,75	35,24	17,22	47,54		
31357	Macasty	Roche	LGCP	1413-1443	0,54	0,56	1,67	0,50	0,61	0,97	34,09	13,48	52,43		
31363	Macasty	Roche	LGPL	3202-3227	0,55	0,58	2,48	0,53	0,63	1,77	41,79	26,46	31,75		
31364	Macasty	Roche	LGPL	3105-3125	0,56	0,60	2,13	0,58	0,65	1,31	41,24	25,51	33,25		
31365	Macasty	Roche	LGPL	2990-3015	0,50	0,59	1,56	0,56	0,67	1,05	42,44	27,00	30,56		
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	0,51	0,69	1,33	0,55	0,70	1,04	42,47	26,65	30,88		
JNX-2006-HAL-001	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	0,48	0,52	1,32	0,54	0,61	1,41	43,73	27,41	28,86		
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	Huile	1890FC036	Tête de puits	0,52	0,57	1,43	0,56	0,58	1,65	46,98	23,36	29,66		
P.O.T. no 16	York River	Huile	1894FC050	Tête de puits	0,53	0,63	0,61	0,56	0,74	0,44	33,04	27,35	39,62		
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	Huile	1984FC109	Tête de puits	0,49	0,62	0,62	0,51	0,61	0,40	27,34	13,32	59,34		
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	Huile	1987FC115	Tête de puits	0,50	0,71	0,69	0,56	0,68	0,34	26,89	15,27	57,84		

LGCP: Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

APPENDICE T

Pour centage des stéranes réguliers $\mathrm{C}_{27},\,\mathrm{C}_{28}$ et C_{29} obtenu dans les laboratoires de la CGC

No échantillon	Formation/groupe	Type Puits		Profondeur	Pou	rcentage	(%)
		échantillon		(pieds)	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉
31216	Macasty	Roche	LGPL	Surface	33,90	20,47	45,63
31217	Macasty	Roche	LGPL	Surface	34,20	15,87	49,93
31218	Macasty	Roche	LGPL	Surface	31,97	15,90	52,13
31219	Macasty	Roche	LGPL	Surface	31,55	15,18	53,27
31220	Macasty	Roche	LGPL	Surface	35,12	16,21	48,68
31303	Mictaw	Roche		Surface	33,67	23,34	42,99
JNX-2006-GAL-001	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5250	27,92	18,06	54,02
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5532	25,03	21,03	53,94
JNX-2006-HAL-001	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	30,84	21,42	47,74

LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

APPENDICE U

Rapports obtenus des fragmentogrammes de masse m/z 191 pour les triterpanes

No échantillon	Formation/groupe	Type	Puits	Profondeur		Terpanes					
		échantillon		(pieds)	C ₂₄ -3/C ₂₄ -4	Ts/Tm	olea(a+b)*100/C ₃₀	cérane*100/C ₃₀ hopane	C ₂₉ hopane/C ₃₀ hopane	C ₃₅ hopane (R+S)/C ₃₄ hopane (R+S)	
13164	Indian Cove	Roche		Surface	4,40	0,67	0	1,01	0,80	0,63	
13209	Forillon	Roche		Surface	0,99	7,45	0	0	0,52	0,37	
13222	Indian Cove	Roche		Surface	3,40	0,38	0	0	0,75	0,65	
23525	Anse-à-Brillant/York River	Roche		Surface	2,51	0,19	0	0	1,04	0,68	
30214	Forillon	Roche		Surface	5,48	0,30	0	0	1,04	0,52	
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle-La Vieille	Roche		Surface	0,27	0,66	0	0	0,64	0,27	
31115	Pirate Cove	Roche		Surface	0,73	0,10	0	0	0,77	Non détecté	
31141	York Lake	Roche		Surface	1,30	3,44	0	0	0,50	0,95	
31303	Mictaw	Roche		Surface	4,09	2,71	0	0	0,80	Non détecté	
31355	Macasty	Roche	LGCP	1308-1338	1,62	1,89	0	1,09	0,36	0,40	
31356	Macasty	Roche	LGCP	1353-1383	1,58	1,33	0	2,83	0,46	0,93	
31357	Macasty	Roche	LGCP	1413-1443	2,87	1,67	0	0	0,34	0,57	
31363	Macasty	Roche	LGPL	3202-3227	1,90	4,10	0	0	0,94	Non détecté	
31364	Macasty	Roche	LGPL	3105-3125	2,20	6,17	0	0	0,90	Non détecté	
31365	Macasty	Roche	LGPL	2990-3015	2,52	3,26	0	0	0,60	Non détecté	
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	2,75	4,59	0	0	0,63	Non détecté	
JNX-2006-HAL-001	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1	3875-4705	2,79	1,84	0	0	0,52	0,80	
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	Huile	1890FC036	Tête de puits	2,02	1,53	0	0	0,52	0,50	
P.O.T. no 16	York River	Huile	1894FC050	Tête de puits	1,17	2,35	0	0	0,50	0,66	
Pétro Gaspé Galt no 3	York River	Huile	1984FC109	Tête de puits	2,66	0,70	0	0	0,76	0,54	
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	Huile	1987FC115	Tête de puits	1,61	0,96	0	0	0,60	0,62	

LGCP: Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

APPENDICE V

Valeurs du rapport pristane/nC₁₇ versus phytane/nC₁₈

No échantillon	Formation/groupe	Puits	Profondeur	Rapports			
			(pieds)	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈		
13164	Indian Cove			0,63	0,41		
13209	Forillon			0,48	0,24		
13222	Indian Cove			0,48	0,32		
23525	Anse-à-Brillant/York River			0,69	0,17		
30214	Forillon			0,58	0,38		
30959	Anse-à-Pierre-Loiselle/La Vieille			0,17	0,14		
30960	Gascons			0,40	0,30		
31093	Indian Cove			0,11	0,06		
31115	Pirate Cove			0,58	0,27		
31135	Saint-Léon			0,40	0,21		
31141	York Lake			0,21	0,12		
31303	Mictaw			0,21	0,17		
31355	Macasty	LGCP	1308-1338	0,62	0,52		
31356	Macasty	LGCP	1353-1383	0,71	0,79		
31357	Macasty	LGCP	1413-1443	0,70	1,13		
31363	Macasty	LGPL	3202-3227	0,28	0,26		
31364	Macasty	LGPL	3105-3125	0,31	0,26		
31365	Macasty	LGPL	2990-3015	0,29	0,26		
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Junex et al. Galt no 3	5249-7687	0,12	0,07		
JNX-2006-HAL-001	York River	Pétrolia Haldiman no 1	3875-4705	0,29	0,14		
P.O.T. no 2	York River/Battery Point	1890FC036	Tête de puits	0,32	0,14		
P.O.T. no 16	York River	1894FC050	Tête de puits	0,22	0,13		
Pétro Gaspé Galt no 5	Indian Cove	1987FC115	Tête de puits	0,46	0,31		

Pr: Pristane, Ph: Phytane, LGCP: Lowlands Gamache Carleton Point no 1 et LGPL: Lowlands Gamache Princeton Lake no 1.

APPENDICE W

Résultats du test de t de Student pour les échantillons analysés pour leur composition isotopique

				13164	13222	23525	LKA 2005-02	Macasty	JNX-2006-GAL-001	JNX-2006-GAL-002	JNX-2006-HAL-002	P.O.T. no 16	P.O.T. no 20
No échantillon	Formation/groupe	Type	Puits										
		échantillon											
13164	Indian Cove	Roche		0	1,22	-4,68	12,33	1,99	9,19	11,42	11,00	5,49	4,68
13222	Indian Cove	Roche			0	-11,29	13,20	-0,08	10,77	21,46	13,30	7,10	5,01
23525	Anse-à-Brillant/York River	Roche				0	26,98	8,83	7,63	8,79	8,20	9,79	6,58
LKA 2005-02	York River	Roche					0	-8,74	1,43	-0,50	-0,72	-3,58	-3,37
Macasty	Macasty	Roche						0	4,04	4,86	4,35	3,51	1,77
JNX-2006-GAL-001	Forillon	Huile	Junex et al. no 3						0	-1,11	1,27	3,37	3,22
JNX-2006-GAL-002	Forillon	Huile	Junex et al. no 3							0	0,13	4,05	4,28
JNX-2006-HAL-002	York River	Huile	Pétrolia Haldimand no 1								0	2,83	3,84
P.O.T. no 16	York River	Huile	1894FC050									0	-0,67
P.O.T. no 20	York River	Huile	1896FC054										0
	n rougo et en crea india			G1100	dog	lauv áal	antilla	na conf	cimila	iron no	lan la t	act t d	0

Les valeurs en rouge et en gras indiquent que les compositions isotopiques des deux échantillons sont similaires selon le test t de Student.

APPENDICE X

Principes du logiciel TEMIS

Appendice X Logiciel TEMIS

X.1- Principes généraux

Il est nécessaire d'avoir les données suivantes pour faire une modélisation de bassin : stratigraphiques, lithologiques et géochimiques. Il est important que ces données soient exactes pour pouvoir faire une bonne modélisation (Ungerer *et al.*, 1984).

Les modèles qui sont utilisés suivent la séquence suivante (Ungerer et al., 1984) :

- L'histoire de l'enfouissement et de la compaction est reconstruite et la subsidence du bassin à travers le temps est déterminée par la méthode de «backstripping»;
- 2) L'histoire de la température pour chaque unité sédimentaire est calculée à partir des variations du flux de chaleur qu'il y a eues dans le temps;
- 3) Les résultats de température sont ensuite utilisés dans le modèle de maturation permettant la détermination de la fenêtre à huile à travers le temps.

La méthode de «backstripping» consiste en un calcul et en un dessin automatique des formes successives du bassin depuis le début de la sédimentation (Watts et Ryan, 1976). Ce modèle tient compte des variations d'épaisseur des unités sédimentaires lors de l'enfouissement et de la paléobathymétrie. Les variations d'épaisseur des unités sédimentaires durant la compaction dépendent du type de sédiment, du taux de sédimentation, des possibilités de drainage des fluides expulsés et de la transformation, de la cimentation et des processus de dissolution des minéraux durant la diagenèse (Ungerer et al., 1984). La compaction est donc calculée à partir des relations qui existent entre la porosité et la profondeur d'enfouissement.

La variation du flux de chaleur peut servir à déterminer l'histoire de la température d'un bassin, car les changements de température sont contrôlés par l'enfouissement, le flux de chaleur et le mode de transfert de la chaleur (Ungerer et al., 1984). Un modèle thermique doit tenir compte du transfert vertical de chaleur par la conduction et l'expulsion des fluides lors de la compaction ainsi que des propriétés thermiques des sédiments avec l'enfouissement. Le modèle fournit donc l'histoire de la température des unités sédimentaires et, lorsqu'il est couplé avec un modèle cinétique, il donne la maturation de la matière organique (Tissot et Espitalié, 1975).

La modélisation de la maturation de la matière organique tient compte du fait que la maturation est contrôlée par la température et le temps. La pression est un paramètre Appendice X Logiciel TEMIS

de second ordre (Tissot et Welte, 1984). Par contre, la principale force d'expulsion de l'huile est la compaction de la roche mère sous la charge sédimentaire (migration primaire). La compaction dans les sédiments est due à une augmentation de la densité globale et à une perte de la porosité qui s'accompagne d'une augmentation de la pression effective, de la température et du temps (Tissot et Welte, 1984). Le taux de compaction est gouverné par les propriétés physiques et chimiques d'un sédiment et par le taux d'expulsion des fluides à l'intérieur des pores. La compaction est aussi représentée par la loi de la contrainte effective (Smith, 1971). La contrainte effective, désignée par σ_{eff} , est une fonction de la porosité ($\sigma_{eff} = g(\phi)$, ϕ étant la porosité). Cette fonction varie d'une lithologie à une autre, reflétant ainsi le fait que la compaction est différente d'une roche à une autre. La compaction est considérée comme un important facteur dans la migration des hydrocarbures, puisqu'elle provoque l'écoulement du fluide à travers les sédiments. L'écoulement du fluide à travers les pores d'une roche dépend de la perméabilité (Tissot et Welte, 1984). De plus, l'écoulement du fluide se fait selon la loi de Darcy, c'est-à-dire que la vitesse du fluide est proportionnelle au gradient de pression du sédiment :

Équation X.1 :
$$Q = KA * \underline{\Delta P}$$

où Q est le débit (en m^3/s), A est l'aire de la section étudiée, ΔP est la différence de pression et L est la longueur de l'échantillon. K est la conductivité hydraulique ou le coefficient de perméabilité du milieu poreux (s'exprime en m/s). Il peut se calculer grâce à l'équation suivante :

Équation X.2 :
$$K = \underbrace{k * \rho * g}_{\mu}$$

où k est la perméabilité intrinsèque du milieu poreux (en m^2), ρ est la masse volumique du fluide (en kg/m^3), g est l'accélération de la pesanteur (en m/s^2) et μ représente la viscosité dynamique du fluide.

En résumé, pour obtenir un modèle mathématique, il faut utiliser le principe du modèle cinétique de la génération de l'huile et du gaz (Tissot et Welte, 1984). Les données nécessaires à la construction du modèle sont le type de matière organique (ou la distribution des énergies d'activation), l'histoire de l'enfouissement et le gradient géothermique. Le modèle donne alors : 1) un modèle de «backstripping» qui restaure l'évolution de la coupe géologique étudiée en fonction du temps (la forme du bassin est

déterminée à chaque étape), et 2) un modèle qui représente l'évolution géodynamique et thermique du bassin (Ungerer et al., 1984). Le modèle de maturation calcule les quantités d'huile et de gaz générés en fonction du temps (Tissot et al., 1980).

X.2- Lois de conservation

Dans la modélisation de bassin, cinq lois de conservation doivent être prises en compte : celle des sédiments, celle de l'eau, celle des hydrocarbures, celle de la chaleur et celle de la matière organique. C'est la même loi de conservation pour les sédiments et l'eau. Pour chaque loi, il y a une équation comme celle-ci :

Équation X.3 :
$$\frac{\partial \mathbf{m}}{\partial t} = \dot{q} - \operatorname{div}(\mathbf{m} * \vec{f})$$

où m est la masse, t est le temps, \dot{q} représente la source alors que la partie div(m * \vec{f}) représente le déplacement. div veut dire divergence, alors que \vec{f} est le flux selon la loi de Darcy. Le flux de Darcy (q) se calcule par l'équation suivante :

Équation X.4 :
$$q = v * \varphi$$

où v est la vitesse du fluide dans le pore et φ est la porosité.

En cinétique, la masse (m) se calcule grâce à l'équation :

Équation X.5:
$$m = \rho * \phi * S_0$$

où S_0 est la saturation en huile (pourcentage de la quantité d'huile qui se trouve dans le système en milieu poreux). La porosité et la saturation en huile représentent le volume d'hydrocarbures.

En plus des lois de conservation, les simulateurs de bassin doivent tenir compte de la loi du comportement géomécanique (ou élasto-visco-plastique ou élasto-plastique). Dans TEMIS, cette loi est exprimée par l'équation :

Équation X.6 :
$$\underline{d\phi} = -\beta * \sigma_{eff} - \alpha * \sigma_{eff}$$

où (β * σ_{eff}) est la partie élasto-plastique et (α * σ_{eff}) est la partie de la viscosité. β représente la compaction mécanique, alors que α représente la compaction chimique. β

Appendice X Logiciel TEMIS

est en fonction de la contrainte effective, tandis que α est en fonction de la porosité et de la température (IFP, 2006). Cette équation décrit l'évolution de la porosité à travers le temps. Plus le système sera visqueux et moins il y aura de la porosité.

X.3- Conditions limites

Pour prédire ce qu'il y a à l'intérieur du système, il faut connaître ce qu'il y a à l'extérieur. Donc, il faut connaître les conditions limites. Ces conditions limites sont la température, la pression et la saturation en huile.

X.3.1- Température

Pour la température, les contraintes horizontales sont nulles, alors que pour les contraintes verticales, elles peuvent soit être au sommet ou à la base du sédiment. Pour le sommet, la variation de température à la surface du sédiment se fait en fonction du temps. Il est alors important de connaître l'environnement de dépôt pour déterminer la température qu'il y avait à la surface du sédiment lors de son dépôt. Pour la base du sédiment, trois choix de contraintes sont possibles: 1) le flux de chaleur, 2) la température entre la croûte inférieure et le manteau supérieur, et 3) le gradient géothermique. Ces contraintes servent à ajuster les données de réflectance de la vitrinite. Le flux de chaleur et le gradient géothermique peuvent varier dans le temps. Pour ce qui est du flux de chaleur, c'est ce qui est le plus difficile à calibrer. Quant à la température entre la croûte inférieure et le manteau supérieur, il est, par définition, de 1333 °C.

Pour calibrer le modèle de l'histoire thermique d'un puits, c'est un modèle de maturation de la vitrinite basé sur les changements dans la composition de la vitrinite avec le temps et la température qui est utilisé. Ce modèle est appelé Easy%R_o, et il utilise une réaction parallèle d'Arrhenius d'ordre 1 avec une distribution des énergies d'activation (Sweeney et Burnham, 1990). Lorsque le modèle Easy%R_o est appliqué à des niveaux

stratigraphiques multiples, il peut alors être utilisé pour calculer des profils du pourcentage de la réflectance de la vitrinite avec la profondeur. Ces profils pourront ensuite être comparés aux données de forage. Le modèle Easy%R_o estime avec succès la réflectance de la vitrinite due au métamorphisme thermique des roches sédimentaires qui sont chauffées par des intrusions ignées, par des fluides géothermaux ainsi que par l'enfouissement de ces roches dans des cadres de bassin (Sweeney et Burnham, 1990). Ce modèle peut être appliqué pour des valeurs de la réflectance de la vitrinite allant de 0,3 à 4,5 %. Le logarithme du %R_o corrèle assez bien avec la température maximale d'exposition (Sweeney et Burnham, 1990). Cette corrélation est possible, puisque la maturation de la vitrinite est due à des réactions qui ont un éventail très large de leur réactivité. Avant de calculer les valeurs du %R_o, il faut déterminer l'ampleur de la réaction (*F*) grâce à l'équation suivante :

Équation X.7:
$$F = 1 - w/w_0 = 1 - \sum_{i} f_i [w_i/w_{0i}]$$

où w_0 est la concentration initiale du réactif total, w_{0i} est la concentration initiale du composant i et les f_i sont les coefficients stoechiométriques pour les composants de la réaction. Le F peut être calculé en séparant l'histoire du temps et de la température en une série de segments qui sont soit isothermes ou qui ont un taux de chauffe constant. Il a cependant été démontré que le taux de chauffe a seulement un effet mineur sur la maturation de la vitrinite (Sweeney et Burnham, 1990). Donc, le R_0 sera calculé à partir de la formule :

Équation X.8 :
$$%R_0 = \exp(-1.6 + 3.7F)$$

Le modèle Easy%R_o utilise donc une seule distribution des réactions parallèles avec un facteur de fréquence commun et une simple relation exponentielle entre l'ampleur de la réaction et la valeur maximale de la réflectance de la vitrinite (Sweeney et Burnham, 1990).

L'histoire thermique des puits sera donc calée avec le modèle Easy R_o .

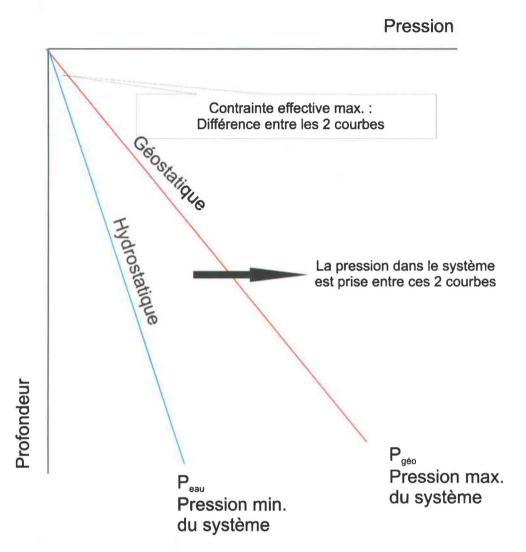


Figure X.1 : Calcul de la contrainte effective.

X.3.2- Pression

Pour la pression, que ce soit au niveau des contraintes horizontales ou verticales, elle est soit hydrostatique ou calculée. Lorsqu'elle est calculée par le logiciel, la pression est alors appelée contrainte effective. Cette pression est celle des hydrocarbures : c'est le volume des hydrocarbures dans les pores. La contrainte effective est la différence entre la courbe de la pression hydrostatique et celle de la pression géostatique, et ce, à partir de la pression dans les pores (figure X.1). La compaction va donc dépendre de la différence qu'il y a entre les pressions horizontale (hydrostatique) et verticale (contrainte effective).

S'il n'y a plus de porosité dans le sédiment, la pression sera alors maximale (pression géostatique). La pression hydrostatique (\vec{P}_{w}) se calcule selon l'équation suivante :

Équation X.9 :
$$\vec{P}_{w} = \rho * \vec{g} * z$$

où \vec{g} est la constante de gravité et z est la profondeur. Pour la pression géostatique $(\vec{P}_{\text{géo}})$, elle se calcule par l'équation :

Équation X.10 :
$$\vec{P}_{g\acute{e}o} = \vec{g} * z * [(1 - \phi) * \rho_{s\acute{e}d} + \phi * \rho_w]$$

Le séd signifie que la valeur est prise pour le sédiment, alors que le w est pour l'eau. Donc :

Équation X.11 :
$$\sigma_{\text{eff}} = \vec{P}_{\text{géo}} - \vec{P}_{\text{w}}$$

Équation X.12:
$$\sigma_{\text{eff}} = \vec{g} * z * (1 - \varphi) * (\rho_{\text{séd}} - \rho_{\text{w}})$$

Équation X.13 :
$$\sigma_{\text{eff}} = g(\phi)$$

La contrainte effective est donc en fonction de la porosité.

X.3.3-Saturation

Finalement, c'est le système qui va calculer les différences de saturation. La saturation se fait au fur et à mesure que les roches mères génèrent des hydrocarbures. Donc, au temps zéro, la saturation est elle aussi de zéro.

