Université du Québec
INRS Eau, Terre et Environnement
&
Université Pierre et Marie Curie, Paris VI
Institut des Sciences de la Terre de Paris

Évaluation des potentiels en huile et gaz du Nord-Est de la Gaspésie (Québec, Canada) : approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier

Par
Gaëlle Grundman

Thèse en co-tutelle présentée pour l'obtention du grade de Philosophia Doctor (Ph.D.) de l'Université du Québec et du titre de Docteur de l'Université Pierre et Marie Curie

Jury d'évaluation

Examinateur externe Rapporteur	Luis Martinez Université de Lorraine
Examinateur externe Rapporteur	Denis Lavoie Commission géologique du Canada
Examinateur interne	Nicolas Pinet Commission géologique du Canada
Directeur de recherche	Michel Malo INRS Eau, Terre et Environnement
Directeur de recherche	François Baudin Université Pierre et Marie Curie
Codirecteur de recherche	Françoise Behar Total Exploration

Thèse soutenue le 1er mars 2013, à Québec, Québec, Canada

© Droits réservés de Gaëlle Grundman, 2013

RÉSUMÉ

La Gaspésie (Québec, Canada) est une péninsule constituée de trois ensembles tectono-stratigraphiques distincts : l'ensemble cambro-ordovicien (zones de Humber et de Dunnage), l'ensemble siluro-dévonien (Ceinture de Gaspé) et l'ensemble carbonifère. Le premier assemblage a été fortement déformé durant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne, le second pendant les orogenèses salinienne et acadienne, et le troisième faiblement par l'orogenèse alléghanienne. Depuis la découverte d'indices d'hydrocarbures au XIXe siècle, plusieurs études ont souligné le potentiel pétrolier du Nord-Est de la péninsule. Deux types de roches mères y sont reconnus : les roches mères cambro-ordoviciennes et les roches mères siluro-dévoniennes. Toutefois, la production d'hydrocarbures demeure faible et est restreinte aux calcaires fracturés et aux grès du Dévonien.

De nombreuses incertitudes existent sur l'origine des hydrocarbures extraits, sur l'importance des phases d'érosion et sur la chronologie des évènements ayant affecté le système pétrolier de cette région. L'objectif de la présente étude est donc d'améliorer la connaissance de ce système pétrolier grâce à une approche géochimique couplée à une modélisation 2D. L'approche géochimique a consisté en la caractérisation des roches mères cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne, et de leur potentiel pétrolier par extraction des kérogènes et par analyse Rock-Eval 6 (RE 6), complétant ainsi les études antérieures. Des analyses ont été effectuées sur plus de 300 roches brutes (surface, déblais, carottes des puits) appartenant aux deux séries sédimentaires, et sur les matières organiques totales et kérogènes d'échantillons sélectionnés. À partir de ces résultats, de la géométrie de 3 profils sismiques et des données géologiques et lithologiques de plusieurs puits, la modélisation 2D du système pétrolier a pu être effectuée avec les logiciels Temis Suite 2D et Permedia^{TM} au travers d'une coupe constituée de trois blocs tectoniques (nord, centre et sud). Cette approche numérique envisage par ailleurs deux hypothèses simples d'enfouissement maximal, l'une syn-dévonienne et l'autre syn-carbonifère.

Ainsi, l'étude des profils RE 6 des roches brutes siluro-dévoniennes révèle des pics anormaux entre les pics S_1 et S_2 et après le pic S_2, suggérant la présence d'une quantité importante de produits pétroliers générés mais non libres. Afin d'éviter la surestimation du potentiel pétrolier représenté par le pic S_2, il apparait indispensable d'effectuer les analyses RE 6 sur les kérogènes et non à partir des roches brutes. L'étude des extraits issus de l'extraction des kérogènes indique ainsi que les roches mères siluro-dévoniennes ont généré des hydrocarbures sans que ceux-ci aient pu être expulsés. En complément, les paramètres cinétiques de craquage de ces kérogènes ont été déterminés. Ceci a permis d'établir une courbe de décroissance de l'indice d'hydrogène théorique, à corréler avec la courbe réelle mesurée. Avec cette démarche, il devient possible d'estimer à 4500 m la hauteur minimale des dernières érosions ayant affecté le Nord-Est de la Gaspésie.

Cette estimation de l'érosion s'est avérée être un paramètre important en vue de la modélisation numérique. Ainsi, trois scénarios ont été définis en fonction de l'épaisseur des formations érodées et des hypothèses d'enfouissement maximal, mais également en prenant en compte des résultats obtenus par ailleurs sur des traces de fission. Après simplifications de la coupe étudiée, il ressort des différentes modélisations (trois scénarios, deux hypothèses d'enfouissement maximal, gradient géothermiques variables, perméabilité-imperméabilité des failles, fracturation, etc...) que les deux roches mères étudiées ont généré des hydrocarbures, la roche mère cambro-ordovicienne essentiellement entre 409 et 392 Ma, la roche mère siluro-dévonienne entre 403 et 392 Ma, mais que seule la roche mère cambro-ordovicienne peut les expulser. De plus, les tests numériques montrent que la migration des hydrocarbures s'est effectuée à partir des roches mères cambro-ordoviciennes vers les niveaux réservoirs dévoniens déjà connus, mais également vers des réservoirs soupçonnés mais non observés, correspondant aux unités siluriennes et aux unités récifales du Silurien supérieur et du Dévonien inférieur, et parfois près des failles séparant les blocs tectoniques.

Il est difficile de déterminer le scénario d'enfouissement qui a prévalu dans l'histoire géologique du Nord-Est de la Gaspésie, mais la convergence des résultats permet d'établir (1) l'origine cambro-ordovicienne des hydrocarbures, (2) de proposer une chronologie fiable des évènements de génération-expulsion-migration, (3) d'estimer les masses d'hydrocarbures mises en jeu et (4) de localiser les accumulations au cours du temps. De ce point de vue, les résultats obtenus et l'approche envisagée constituent une avancée significative dans la compréhension du système pétrolier de la Gaspésie.

Mots clefs : Gaspésie, Système pétrolier, Géochimie, Modélisation de bassin, Roche mère, Hydrocarbures, Génération, Expulsion, Migration, Réservoir

ABSTRACT

Gaspé Peninsula (Québec, Canada) is made up of three distinct tectonostratigraphic domains: Cambro-Ordovician rocks (Humber and Dunnage Zones), Siluro-Devonian rocks (Gaspé Belt) and Carboniferous rocks.

Cambro-Ordovician rocks were largely deformed during the Taconian, Salinian and Acadian orogenies, the Siluro-Devonian rocks underwent the Salinian and Acadian deformation events and the Carboniferous rocks were slightly affected by the Alleghanian orogeny. Since the discovery of hydrocarbon seeps in the XIXth century, several studies have highlighted the petroleum potential of the North-East of the peninsula. Two types of source rocks have been identified there, belonging to the Cambro-Ordovician and Siluro-Devonian rocks. However, oil production remains low and is restricted to fractured limestones and sandstones of the Devonian.

Many uncertainties exist about the origin of the oil extracted, the importance of the erosion amount and the chronology of events affecting the petroleum system in this region. The objective of this study is to improve understanding of this petroleum system, through a geochemical approach coupled with a 2D modeling. The geochemical approach has consisted in the characterization of the Cambro-Ordovician and Silurian-Devonian source rocks by Rock-Eval 6 analysis (RE 6), completing previous studies. Geochemical analyzes were performed on more than 300 bulk rocks samples (surface, cuttings, and cores from wells) from both sedimentary series, along with analyzes on the total organic matters and kerogens of selected samples. Using these results, the geometry of three seismic and geological and lithological data from several wells, it has been possible to carry out a 2D modeling of the petroleum system with the softwares Temis Suite and Permedia^{TM} following a cross-section describing three tectonic blocks (northern, central and southern). This numerical approach also considers two assumptions for the maximum burial, one syn-Devonian and the other syn-Carboniferous.

Thus, the study of RE 6 profiles of Siluro-Devonian bulk rocks reveals abnormal peaks between S_1 and S_2 peaks and after the S_2 peak, suggesting the presence of a significant amount of generated but not free petroleum products. To avoid overestimation of the oil potential represented by the S_2 peak, it appears necessary to analyze the kerogens and not only the bulk rocks with RE 6. The study of kerogens extracts thus indicates that the Siluro-Devonian rocks have generated hydrocarbons without possibility to expel them. In addition, the kinetics parameters of thermal cracking of kerogens were determined. This allowed the establishment of a decreasing curve of the theoretical hydrogen index, which can be compared to the curve measured in this study. With this approach, it becomes possible to estimate the minimum height of eroded sediments during the last erosions that affected the northeastern Gaspé (4500 m).

This estimated amount of erosion proved to be an important parameter during the the numerical modeling. Thus, three scenarios were defined according to the thickness of eroded formations and assumptions of maximum burial, but also taking into account results on previous fission track analysis. After simplifications of the studied section, it appears from the different models (based on three scenarios, two hypotheses for the maximum burial, variable geothermal gradient, permeability-impermeability of faults, fractures, etc ...) that the two studied source rocks generated hydrocarbons, the Cambro-Ordovician source rock mainly between 409 and 392 Ma, the Silurian-Devonian source rock between 403 and 392 Ma. However, only the Cambro-Ordovician source rock has expelled them. Furthermore, numerical tests show that hydrocarbon migration occurred from the Cambro-Ordovician rocks to the Devonian reservoir already known, but also to suspected but not observed ones, corresponding to Silurian units and the upper Silurian and Lower Devonian reefs, and sometimes near faults splitting the tectonic blocks.

It is difficult to determine the best burial scenario that prevailed in the geological history of northeastern Gaspé, but the convergence of results enable (1) the establishment of the Cambro-Ordovician origin of the hydrocarbon, (2) the provision of a reliable chronology of generation-expulsion-migration events, (3) the estimation of the mass of hydrocarbons in play, and (4) the location of accumulations over time. From this point of view, the results and the proposed approach are thus a significant advance in the understanding of the petroleum systems of the Gaspé Peninsula.

Keywords: Gaspé Peninsula, Petroleum system, Geochemistry, Basin modeling, Source rock, Hydrocarbons, Generation, Expulsion, Migration, Reservoir

REMERCIEMENTS

Durant ces années de thèse riches en émotions, j'ai été soutenu par un grand nombre de personnes ; je tiens à toutes les remercier, en espérant n'en oublier aucune !

Je tiens tout d'abord à remercier mes encadrants, Michel Malo, François Baudin et Françoise Behar, sans qui ce travail ne serait pas ce qu'il est. Je leur dis merci de m'avoir fait confiance, de m'avoir porté et pour l'ensemble des enseignements qu'ils m'ont permis d'acquérir durant ces quelques années.

Je poursuis par un grand merci aux personnes qui ont accepté de faire parti de mon jury, et m'ont permis d'apporter des améliorations significatives au manuscrit : Luis Martinez, de l'Université de Lorraine et Denis Lavoie et Nicolas Pinet, de la Commission Géologique du Canada. Plus particulièrement merci à Nicolas, qui m'a suivi toute ma thèse durant et m'a permis de me poser les bonnes questions sur la Gaspésie. Merci également à Normand Tassé d'avoir été présent pour mes soutenances prédoc et doc.

De sincères remerciements à François Lorant qui m'a vu plus d'une fois débarquer à son bureau, a répondu à chacun de mes nombreux mails et m'a ainsi accordé plus de temps qu'il n'en avait pour lui.

Un grand merci à Rudolf Bertrand, qui par ses explications, m'a permis de comprendre de nombreuses aspects de la maturité des roches.

Un grand merci à Mary Roden-Tice, qui a procédé aux analyses des traces de fission, et qui m'a permis d'avoir de beaux argumentaires à développer dans ma thèse.

Ce long travail est un travail d'équipe qui n'aurait pas été possible sans de nombreuses personnes dans le deux pays.

Je remercie les équipes de l'INRS pour leur aide lors de la phase québécoise de ma thèse : Marc Greendale pour le labo, Luc Jalbert pour l'informatique, Suzanne Dussault et Johanne Desrosiers, que j'ai harcelé plus d'une fois, Jean-Daniel Bourgault et les bibliothécaires.

Il me faut également dire merci aux personnes de l'IFPEN, notamment Isabelle Lévêque, Gérémie Letort et Ramon Martinez pour leur aide dans les analyses. Mais je n'oublie pas Michel, Raymond, Corinne, tous les autres de géochimie, et Frank Haeseler qui m'a permis d'être accueillie deux fois à l'IFPEN. Lors de mon deuxième passage, j'ai été de nombreuses fois aidée par Mathieu Ducros, Bernard Carpentier, Isabelle Kowalewski, Jean-Luc Rudkiewicz et Xavier Guichet. Je les remercie grandement et m'excuse encore du temps passé à leur poser des questions... ça n'a pas été vain ! Je dois également remercier Martine Ancel pour la

transformation temps-profondeur des profils sismiques, les personnes du Beicip, notamment Arnaud Arbeaumont et Aurélien Barrois pour m'avoir aidée à résoudre les problèmes rencontrés durant mon utilisation de Temis.

Je souhaite maintenant remercier plusieurs compagnies qui ont permis par leur aide d'aboutir à ce résultat. Un grand merci à la compagnie Pétrolia, qui a accepté de financer cette étude et de prêter de nombreux échantillons. De plus, les nombreuses discussions avec Daniel Brisebois, Bernard Granger, Martin Bêche et Stéphanie Roy ont permis d'améliorer ma compréhension de la géologie de la péninsule. Merci également à Junex, et Jérémie Lavoie pour le prêt d'échantillons et les discussions menées. Enfin, je dois remercier Pétro-Canada pour l'autorisation accordée à la diffusion de données confidentielles.

Je tiens à remercier l'ensemble des personnes qui, même si elles n'ont pas directement participé à ma thèse, m'ont largement soutenue dans cette épreuve. Notamment l'ensemble de mes collègues-amis dans chacun des instituts fréquentés.

L'équipe de la chaire de stockage géologique de CO_2 de l'INRS, J.-P., Maxime, Karine, Félix-Antoine, Elena et Linda, que je remercie doublement pour l'aide sur les impressions... sans toi, ça n'aurait pas été possible à temps !

Mes amis de l'IFPEN, ma collègue de bureau Clémentine, avec qui j'ai beaucoup discuté... et pas que du boulot... Baptiste, Laura, Josiane, Louis, Clément, Valentin, Van Hung, Rezki, JB, Clark et Mélanie. Un grand grand merci à Pauline aussi pour nos longues discussions, les encouragements, le guarana et les corrections de mes chapitres.

Les personnes côtoyées à l'UPMC, Delphine, Marie-Béatrice, Damien, Renata, Nicolas, Quentin, Yasin, Sylvain et tous les autres. Une pensée particulière à Roger Jan du Chêne, Pierre-Yves Collin et Marc de Rafélis qui ont suivi mes premiers travaux de recherche. Plus précisément, merci à Roger, qui comme un second papa, a toujours cru en moi. Avec Roger, je pense à la Suisse et je n'oublie pas Matthieu Honorat et les équipes d'Holcim, au labo comme dans la carrière, avec qui j'ai passé de merveilleux moments!

Un grand merci à mes amis de collèges et lycée et les personnes rencontrées par leur intermédiaire, Myriam, Djondo, Nathalie puis Antoine, Angel, Benoît, Pierre, Alex, Fabrice, Perrine, Clémence, Nicolas et les autres qui malgré mes indisponibilités répétées et mon silence ont été là jusqu'au bout. Un grand merci à vous tous !! Merci également aux Trois autres Fantastiques, Ofé (+ Dahmane), Anso et Vince, avec lesquelles l'organisation de soirée n'a pas été simple vu nos emploi du temps respectifs.

Je pense également à mes amis de fac, de la première à la dernière année : Steph S., qui malgré nos divergences de parcours est toujours là et la fine équipe de géologues (ou pas), avec qui j'ai partagé tant de belles choses, de souvenir de terrain et de soirée, Dorothée, qui en plus du reste, fut ma collègue de bureau pendant un petit bout de temps, Cam, Lisa, Matthieu, Audrey, Gab, Marie, Clémence, PYF, les deux Marion, Nico, Julien, Gwenaël, Bibi, et Julien Malandain qui a fini par sortir du monde de la géologie. Une pensée particulière pour ma collègue de thèse, en plus d'être une amie de fac, Adeline, pour les discussions, les cafés et les fous rires lors de notre long passage à l'INRS. Merci à vous tous pour tout !

Je n'oublie pas non plus mes amis canadiens et/ou français rencontrés à Québec, qui ont permis d'égayer mes froides soirées d'hiver : Karine encore et Gilles, les deux Steph, Steph R. (à nouveau) et Steph L. (et Wall-e), Anno, Romain, Alex, Hélène... Un merci particulier aux premiers cités pour m'avoir gentiment logée durant 3, 5 ou 21 jours. Vivement mon prochain voyage à Québec ! Et je pense également à Amélie et Julie, 2 colocs de choc. Et Julien Mocq, qui m'a permis de me motiver à faire du sport.

Je pense maintenant aux familles Bourdelle, Le Luyer et Touchard, qui m'ont soutenue malgré le temps que je passais à travailler alors que j'étais en leur présence. Merci à vous tous ! Un grand merci également à la famille Sfia toujours accueillante et encourageante.

Je ne pourrais pas finir sans remercier ma famille qui a toujours été présente dans les bons comme les mauvais jours, et sans qui je n'aurais jamais pu arriver si haut ! Merci papa, Yaya, Hervé et Flo pour votre soutien quotidien. Je remercie infiniment ma Mémé qui en m'accueillant chez elle m'a permis de me concentrer pleinement sur mon travail. Je n'aurais peut-être pas aussi bien réussi si je n'avais pas été chouchoutée comme je l'ai été. Bien évidemment, merci à Sam, qui est là depuis toujours, Laurie et l'Ardèche, Cathy-Gégé et les cousins, Pablo, Mado, Martine. Bien qu'ils soient encore petits et qu'ils n'y comprennent pas grand chose, je n'oublie pas mes bébés, Lahna, Léo et Linaya. Je vous aime tous très fort. Je pense également fort à ma mère, ma grand-mère et mon oncle, qui sont partis trop tôt.

Un dernier mot pour te remercier Franck, qui est derrière moi depuis plus de 3 ans, me soutient, m'aide, me guide, me motive, me corrige, me rassure, me console les mauvais jours, trouve les mots qu'il faut et qui en plus de tout ça, me fait des bons petits plats !

À ma famille...

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ ..... **III**

ABSTRACT ..... **V**

REMERCIEMENTS ..... **VII**

TABLE DES MATIÈRES ..... **XI**

LISTE DES FIGURES ..... **XV**

LISTE DES TABLEAUX ..... **XXIII**

INTRODUCTION **1**

CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION GÉNÉRALE, MÉTHODOLOGIE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE **3**

1.1 - Cadre de l'étude 5
1.2 - Problématique de la thèse 12
1.3 - Objectifs de la thèse 13
1.4 - Méthodologie 14
1.4.1 - Échantillonnage 14
1.4.2 - Analyses géochimiques 18
1.4.3 - Sélection des profils sismiques 20
1.4.4 - Modélisation 23
1.5 - Contexte géologique du Nord-Est de la Gaspésie 23
1.5.1 - Assemblage du Paléozoïque inférieur 25
1.5.2 - Assemblage du Paléozoïque moyen : Ceinture de Gaspé dans la région nord-est de la Gaspésie 30
1.5.3 - Assemblage du Paléozoïque supérieur 37
1.5.4 - Système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie 38

CHAPITRE 2 : GENÈSE DES HYDROCARBURES DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES 45

2.1 - La matière organique 47
2.2 - Classification des kérogènes 48
2.3 - Maturation des kérogènes et genèse des hydrocarbures 50
2.3.1 - La diagenèse 51
2.3.2 - La catagenèse 51
2.3.3 - La métagenèse 51
2.4 - Expulsion et migration des hydrocarbures 52
2.4.1 - Lois physiques gérant la mobilité des hydrocarbures 53
2.4.2 - Migration primaire : expulsion de la roche mère 56
2.4.3 - Migration secondaire et tertiaire : migration vers les réservoirs 58
2.5 - Altération des huiles des réservoirs 59
2.6 - Cinétique de craquage des kérogènes 60
2.6.1 - L'approche mécanistique 61
2.6.2 - L'approche empirique : craquages primaire et secondaire 62

CHAPITRE 3 : CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE DES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE ET DÉTERMINATION DE LEUR POTENTIEL PÉTROLIER 71

3.1 - État des connaissances 73
3.1.1 - Teneur en carbone organique et analyses élémentaires 73
3.1.2 - Maturation des roches 77
3.1.3 - Modélisation 82
3.2 - Nouvelles analyses géochimiques (Rock-Eval) des roches du Nord-Est de la Gaspésie 86
3.2.1 - Sélection des échantillons 86
3.2.2 - Détermination des masses à analyser 87
3.2.3 - Profils Rock-Eval des roches brutes 88
3.2.4 - Profils Rock-Eval des MOT et kérogènes 92
3.2.5 - Validation de la méthode d'extraction 93
3.2.6 - Conclusions préliminaires 94

3.3 - Évaluation du potentiel en hydrocarbures des roches mères paléozoïques (Cambrien à Dévonien) du système pétrolier de la Gaspésie, Québec, Canada : caractérisation géochimique, efficacité d'expulsion et scénario d'érosion 96
3.3.1 - Résumé de l'article 97
3.3.2 - Article - *Evaluation of hydrocarbon potential of the Paleozoic (Cambrian to Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula, Québec, Canada: Geochemical characterization, Expulsion Efficiency and Erosion scenario* 102
3.4 - Données géochimiques complémentaires 135
3.4.1 - Distinction des résultats géochimiques par bloc tectonique 135
3.4.2 - Analyses élémentaires des séries cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes selon les formations et le bloc tectonique 137
3.4.3 - Discussion autour des mesures de Tmax des kérogènes 141
3.4.4 - Chromatographie en phase gazeuse et caractérisation moléculaire 143
3.4.5 - Estimation de la saturation en huile des roches mères 149
3.5 - Conclusions 151

CHAPITRE 4 : MODÉLISATION DU SYSTÈME PÉTROLIER DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE 155

4.1 - Introduction 157
4.2 - Rappel des objectifs et des hypothèses à tester dans les modélisations 159
4.3 - Description du schéma cinétique utilisé 160
4.3.1 - Justification de l'utilisation des schémas cinétiques de la littérature 160
4.3.2 - Schémas cinétiques complets 161
4.3.3 - Schémas cinétiques simplifiés 164
4.4 - Construction du modèle géologique à l'Actuel 173
4.4.1 - Présentation des données sismiques du Nord-Est de la Gaspésie 173
4.4.2 - Simplification de la coupe 174
4.4.3 - Géomodèle à l'Actuel 177
4.5 - Évolution géologique et lithologique de la coupe – Décompaction des épaisseurs des formations 183
4.5.1 - L'ensemble cambro-ordovicien et le Groupe de Matapédia 186
4.5.2 - L'ensemble siluro-dévonien 189
4.5.3 - L'ensemble carbonifère 196

4.6 - Description des scénarios d'enfouissement 197
4.6.1 - Plusieurs scénarios possibles ? 197
4.6.2 - Contraintes des données de traces de fission sur les scénarios d'enfouissement 202
4.6.3 - Cas de l'enfouissement maximal au Carbonifère 204
4.6.4 - Impact de l'enfouissement sur la mise en place des scénarios 205
4.7 - Calibration du modèle thermique et du modèle de pression 206
4.7.1 - Calages des modèles en température et en pression 206
4.7.2 - Sélection et description des scénarios géologiques modélisés 217
4.8 - Modélisation numérique de la coupe P19-P20_80-39 : enfouissement et génération, expulsion, migration des hydrocarbures 221
4.8.1 - Maturité des roches mères et enfouissement 221
4.8.2 - Génération des hydrocarbures 229
4.8.3 - Expulsion des hydrocarbures 241
4.8.4 - Migration des hydrocarbures 249

CHAPITRE 5 : DISCUSSION GÉNÉRALE 295

5.1 - Cinétique : pertinence des simplifications réalisées 297
5.2 - Construction du modèle géologique : évaluation des simplifications et des incertitudes 298
5.3 - Génération, expulsion et migration des hydrocarbures 303
5.3.1 - Génération et expulsion 303
5.3.2 - Migration 310

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES 319

RÉFÉRENCES 327

ANNEXES 345

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION GÉNÉRALE, MÉTHODOLOGIE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Figure 1.1 - Les grands bassins sédimentaires du Canada 7
Figure 1.2 - Schéma des bassins pétroliers paléozoïques de l'Est du Canada 8
Figure 1.3 - Localisation des puits étudiés 15
Figure 1.4 - Localisation des roches ordoviciennes échantillonnées sur affleurements 18
Figure 1.5 - Protocole opératoire de caractérisation géochimique des roches mères et kérogènes 19
Figure 1.6 - Carte des profils sismiques de la région nord-est de la Gaspésie 21
Figure 1.7 - Coupe interprétative modifiée, établie par la SOQUIP – Petro-Canada (1983) à partir des profils sismiques P19-P20_80-39 22
Figure 1.8 - Carte des domaines tectonostratigraphiques régionaux de l'Est du Canada 24
Figure 1.9 - Carte géologique de la Gaspésie 27
Figure 1.10 - Colonne stratigraphique généralisée pour la Zone de Humber et la Ceinture de Gaspé représentant les principaux éléments du système pétrolier 29
Figure 1.11 - Cycles de transgression-régression du Paléozoïque dans la Ceinture de Gaspé 37
Figure 1.12 - Charte des évènements du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie. 40

CHAPITRE 2 : GENÈSE DES HYDROCARBURES DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES

Figure 2.1 - Composition de la matière organique dans les sédiments 47
Figure 2.2 - Classification des principaux types de kérogènes dans un diagramme de van Krevelen 49
Figure 2.3 - Diagramme d'évolution de la matière organique 50
Figure 2.4 - Principales étapes de la migration des hydrocarbures 53

Figure 2.5 - Mécanisme d'expulsion de l'huile hors de la roche mère lors du stade immature et [du stade] mature 57
Figure 2.6 - Exemple de graphique ln (1-conversion) = f (temps) pour la réaction de premier ordre du craquage thermique du *n*-C_{25} sous différentes températures (375, 400 et 425 °C) 64
Figure 2.7 - Exemple d'un diagramme d'Arrhenius pour le 9-méthylphénanthrène, indiquant la corrélation linéaire entre la température (T) et la constante de vitesse (k) 65
Figure 2.8 - Exemple de calibration (courbes expérimentales et modélisées) des paramètres cinétiques d'un kérogène de Type III, à partir de simulations en laboratoire sous plusieurs temps de chauffe (0,34 ; 4,5 et 56 °C/min) 66
Figure 2.9 - Comparaison des deux modèles de craquage primaire impliquant des réactions parallèles indépendantes : modèle discret et modèle gaussien 67

CHAPITRE 3 : CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE DES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE ET DÉTERMINATION DE LEUR POTENTIEL PÉTROLIER

Figure 3.1 - Zones d'isovaleurs de la réflectance de la vitrinite équivalente et stades de génération des hydrocarbures pour les successions cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes de la région nord-est de la Gaspésie 78
Figure 3.2 - Interprétation de la géométrie des unités du bloc nord pour les puits Pétrolia-Haldimand n°1, Douglas et Gaspé Nord 79
Figure 3.3 - Évolution de la réflectance de la vitrinite équivalente en fonction de la profondeur pour les puits Gaspé Nord, Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1 83
Figure 3.4 - Évolution de la réflectance de la vitrinite équivalente en fonction de la profondeur pour les puits Gaspé Sud et Sunny Bank 84
Figure 3.5 - Pyrogramme de roche mère standard [et] Pyrogramme d'échantillons de la Gaspésie avec séparation des profils Rock-Eval en quatre pics 91
Figure 3.6 - Corrélation du carbone de l'analyse élémentaire en fonction du COT du Rock-Eval pour les kérogènes cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens 93
Figure 3.7 - Geologic map of the Gaspé Peninsula 105
Figure 3.8 - Generalized stratigraphic columns for the Humber zone and Gaspé Belt with the main features of the hydrocarbon system 107

Figure 3.9 - Location of existing seismic lines and selection of the 11 studied wells 108
Figure 3.10 - Analytical procedure for source rock and kerogen geochemical characterization 114
Figure 3.11 - Rock-Eval data (organic carbon content [C_{org}], free hydrocarbons [S_1] and hydrogen index [HI] values) of the Silurian-Devonian rocks according to formations with respect to the vitrinite reflectance (R_o) trend from previous data 117
Figure 3.12 - Comparison of the free hydrocarbons (S_1)/organic carbon content (C_{org}) and hydrogen index (HI) values (in mg/g C) when measured on the bulk rocks and on the corresponding total organic matter (TOM) 118
Figure 3.13 - Evidences of abnormal flame ionization detector (FID) profiles acquired during Rock-Eval pyrolysis for a subset of Silurian-Devonian and Cambrian-Ordovician bulk rocks in comparison to their associated kerogen ... 119
Figure 3.14 - Examples of temperature intervals for separating the S_1, S_{2a}, S_{2b} and S_{2c} peaks 120
Figure 3.15 - Comparison of the amount of free petroleum compounds (free hydrocarbons [S_1]/organic carbon content [C_{org}] + hydrogen index $[HI]_a$) estimated by Rock-Eval and total extract [and] Comparison of the petroleum potential (HI_b+HI_c) measured before and after extraction (kerogen) 121
Figure 3.16 - Evolution of the free hydrocarbons (S_1) + hydrogen index $(HI)_a$ and dichloromethane (DCM) extract yield and hydrogen index (HI) trends with depth when measured on bulk rocks or kerogens 122
Figure 3.17 - Position of the kerogens isolated from the Silurian-Devonian rocks in a van Krevelen diagram (H/C vs O/C atomic ratios) [1] according to the geological formation [2] according to the T_{max} 123
Figure 3.18 - Evolution trend of the vitrinite reflectance (R_o) compared to geochemical characteristics of the kerogens (hydrogen index [HI], hydrogen/carbon atomic ratio [H/C] and temperature of the maximum yield of hydrocarbons [T_{max}] values) with depth 124
Figure 3.19 - Correlation between the organic carbon content (C_{org}) of the bulk rocks and the hydrogen index (HI) measured on kerogens for selected Cambrian-Ordovician rocks in the depth interval 1300 – 1800 m (4265 – 5906 ft) 125
Figure 3.20 - Burial geohistory curves for recognized source rock intervals in the central part of the studied area according to scenario maximum burial during

the Devonian at the end of the Malbaie Formation deposition, and scenario maximum burial during the Carboniferous 127
Figure 3.21 - Overall trend of the hydrogen index (HI) decrease observed for the Silurian-Devonian kerogens with increasing depth 129
Figure 3.22 - Comparison of the four simulations of HI decrease with the observed data and estimation of the erosion thickness with two different geothermal gradients (23 and 28 °C/km) and two different sedimentation rates (200 and 400 m [656 and 1312 ft] per million year) 132
Figure 3.23 - Courbes de l'IH en fonction de la profondeur du bloc tectonique pour les roches siluro-dévoniennes 136
Figure 3.24 - Diagramme de van Krevelen pour les kérogènes des roches d'âge cambro-ordovicien et siluro-dévonien 138
Figure 3.25 - Valeurs de T_{max} en fonction de R_{oeq} pour les kérogènes cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens analysés 142
Figure 3.26 - Chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C_{14+} extraites des kérogènes siluro-dévoniens et cambro-ordoviciens en fonction de la maturité des roches 145
Figure 3.27 - Chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C_{6+} pour les extrait issus de la maturation des kérogènes siluro-dévoniens et cambro-ordoviciens en fonction de la maturité des roches 148

CHAPITRE 4 : MODÉLISATION DU SYSTÈME PÉTROLIER DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE

Figure 4.1 - Réinterprétation de la coupe P19-P20_80-39 à partir des profils migrés acquis par la SOQUIP – Petro-Canada (1983) 175
Figure 4.2 - Modèle 2D simplifié de la coupe P19-P20_80-39 178
Figure 4.3 - Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1 184
Figure 4.4 - Exemple de calibration de la pression pour le puits Sunny Bank (Gaspé Sud) et Gaspé Nord dans le cas du scénario 1 210
Figure 4.5 - Estimation des gradients géothermiques pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord (cas du scénario 1) 211

Figure 4.6 - Comparaison des scénarios 1, 2 et 3 à la fin des dépôts carbonifères pour la coupe P19-P20_80-39 220
Figure 4.7 - Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord dans le cas du scénario 1 223
Figure 4.8 - Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord dans le cas du scénario 2 225
Figure 4.9 - Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord dans le cas du scénario 3 227
Figure 4.10 - Fenêtres de génération d'hydrocarbures en fonction des paramètres TR, Easy R_o, température et profondeur atteints dans le puits York pour la roche mère cambro-ordovicienne et le scénario 1, et dans le puits Sunny Bank pour la roche mère siluro-dévonienne et le scénario 2 [A titre d'exemple] 230
Figure 4.11 - Génération d'hydrocarbures à partir du kérogène cambro-ordovicien (Formation de Rivière Ouelle) : masses générées et âges pour les trois blocs tectoniques et les trois scénarios (Sc1, Sc2, Sc3) 233
Figure 4.12 - Génération d'hydrocarbures à partir du kérogène siluro-dévonien (Formation de Forillon) : masses générées et âges pour les trois blocs tectoniques et les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 236
Figure 4.13 - Comparaison des masses totales d'hydrocarbures (huile et gaz précoce + gaz tardif) générés au cours du temps pour des gradients géothermiques constants et variables dans le cas du puits Sunny Bank et du scénario 3, pour la Formation de Rivière Ouelle [et] pour la Formation de Forillon 239
Figure 4.14 - Fenêtres d'expulsion des hydrocarbures pour les paramètres TR, Easy R_o, température et profondeur atteints dans le puits York pour la roche mère cambro-ordovicienne et le scénario 3 242
Figure 4.15 - Expulsion d'hydrocarbures à partir du kérogène cambro-ordovicien (Formation de Rivière Ouelle) : masses générées et âges pour les trois blocs tectoniques pour les trois scénarios d'enfouissement (Sc1, Sc2 et Sc3) 245

Figure 4.16 - Impact de la variation de la Satex sur les masses d'hydrocarbures (huile + gaz cumulés) expulsées par la roche mère cambro-ordovicienne du puits Sunny Bank dans le cas du scénario 1 246
Figure 4.17 - Impact de la variation de la Satex sur l'expulsion des hydrocarbures pour la roche mère siluro-dévonienne du puits Sunny Bank pour le scénario 1 247
Figure 4.18 - Indices d'hydrocarbures le long de la coupe P19-P20_80-39 251
Figure 4.19 - Différents modèles (cas du scénario 2) de dépôt des unités siluriennes et dévoniennes du West Point dans les blocs sud, centre et nord, impact sur la migration des hydrocarbures et sur leurs accumulations actuelles..... 256
Figure 4.20 - Accumulations actuelles d'hydrocarbures dans les blocs sud, centre et nord pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 259
Figure 4.21 - Chemins de migration des hydrocarbures à 342 Ma à travers les trois blocs tectoniques. Cas des scénarios 1 et 3 261
Figure 4.22 - Accumulations d'hydrocarbures à 342 Ma au niveau des blocs centre et nord et chemins de migration des hydrocarbures dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 263
Figure 4.23 - Résultats des tests de perméabilité et d'imperméabilité des failles sur les accumulations d'hydrocarbures pour la coupe P19-P20_80-39 entre 327 Ma et l'âge Actuel 269
Figure 4.24 - Chemins de migration des hydrocarbures dans les trois blocs tectoniques à 327 Ma 272
Figure 4.25 - Résultats des tests de fracturation sur les accumulations actuelles d'hydrocarbures dans la coupe P19-P20_80-39..... 278
Figure 4.26 - Résultats des tests de fracturation sur les accumulations d'hydrocarbures à 342 et 327 Ma dans la coupe P19-P20_80-39 au niveau de la faille du Troisième Lac (FTL) dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 282
Figure 4.27 - Chemins de migration des hydrocarbures dans les trois blocs tectoniques, à 342 Ma, 327 Ma et à l'Actuel 283
Figure 4.28 - Résultats des tests de fracturation des unités calcaires en considérant une fermeture de la porosité après l'orogenèse acadienne 285
Figure 4.29 - Impact des unités purement gréseuses au sein de la Formation de York River sur la migration des hydrocarbures et l'accumulation à l'Actuel des hydrocarbures dans les formations du bloc nord de la coupe P19-P20_80-39 pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 288

CHAPITRE 5 : DISCUSSION GÉNÉRALE

Figure 5.1.A - Chronologie des évènements de génération-expulsion-migration des hydrocarbures pour le système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie (coupe P19-P20_80-39) avec un gradient géothermique unique de 25 °C/km pour tous les blocs tectoniques 305

Figure 5.1.B - Chronologie des évènements de génération-expulsion-migration des hydrocarbures pour le système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie avec gradient géothermique dépendant du bloc tectonique considéré 306

Figure 5.2 - Charte des évènements du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie synthétisée à partir des résultats de cette étude 308

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION GÉNÉRALE, MÉTHODOLOGIE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Tableau 1.1 - Synthèse des travaux d'exploration en sismique réflexion (profonde et superficielle) et forages dans les bassins pétroliers du Québec 7

Tableau 1.2 - Présentation des puits étudiés 16

Tableau 1.3 - Éléments du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie d'après Kirkwood *et al.* (2001) et Lavoie *et al.* (2009a) 39

CHAPITRE 3 : CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE DES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE ET DÉTERMINATION DE LEUR POTENTIEL PÉTROLIER

Tableau 3.1 - Synthèse des caractères géochimiques des formations de la Gaspésie étudiées 75

Tableau 3.2 - Résultats Rock-Eval et masses minimales à analyser pour atteindre la linéarité du FID pour les roches brutes du puits Gaspé 90

Tableau 3.3 - Sample selection for the Silurian-Devonian and the Cambrian-Ordovician rocks 111

Tableau 3.4 - Rock-Eval data on bulk Cambrian-Ordovician rocks from wells and outcrops 112

Tableau 3.5 - Estimation of the amount of both free and potential petroleum compounds for the Cambrian-Ordovician rocks 113

Tableau 3.6 - Geochemical parameters of the selected kerogens and S_2 peak values obtained at different heating rates during Rock-Eval 6 pyrolysis 130

Tableau 3.7 - Bulk kinetic parameters obtained on the four kerogens selected in different Silurian-Devonian formations 131

Tableau 3.8 - Estimation du volume d'huile générée pour les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes 150

Tableau 3.9 - Paramètres initiaux (IH_0 et COT_0) utilisés dans Temis Suite pour les deux roches mères considérées 154

CHAPITRE 4 : MODÉLISATION DU SYSTÈME PÉTROLIER DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE

Tableau 4.1 - Réactions de craquages primaire et tardif du kérogène cambro-ordovicien .. 170
Tableau 4.2 - Réactions de craquages primaire et tardif du kérogène siluro-dévonien 171
Tableau 4.3 - Paramètres simplifiés de la réaction de craquage secondaire de l'huile 172
Tableau 4.4 - Description des puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord reconnus sur la coupe P19-P20_80-39 du Nord-Est de la Gaspésie 180
Tableau 4.5 - Présentation des épaisseurs minimale, maximale des formations et des taux de sédimentation des formations du Nord-Est de la Gaspésie 181
Tableau 4.6 - Description des lithologies des formations du Nord-Est de la Gaspésie..... 182
Tableau 4.7 - Épaisseurs initiales pour le scénario 1 des formations du Nord-Est de la Gaspésie, définies après décompaction dans le logiciel Temis Suite 192
Tableau 4.8 - Datation des traces de fissions de roches dévoniennes du Nord-Est de la Gaspésie..... 203
Tableau 4.9 - Valeurs des réflectances de la vitrinite équivalentes ($R_{oeq.}$) en fonction de la profondeur pour les puits localisés le long de la coupe P19-P20_80-39 208
Tableau 4.10 - Pressions mesurées dans les formations des puits Sunny Bank, Gaspé Nord, York et Gaspé Sud 209
Tableau 4.11 - Synthèse des gradients géothermiques estimés pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord, le long de la coupe P19-P20_80-39 selon les épaisseurs définies pour la Formation de Malbaie et pour les unités carbonifères..... 213
Tableau 4.12 - Profondeurs atteintes (en plein) et calculées (entre parenthèses, pour T = 100 °C) pour les roches des blocs centre (puits Sunny Bank) et nord (puits Gaspé Nord), selon le gradient géothermique associé au bloc tectonique..... 215
Tableau 4.13 - Récapitulatif des scénarios sélectionnés pour les modélisations 219

Tableau 4.14 - Synthèse des fenêtres de genèse d'hydrocarbures pour les paramètres TR, R_o, température et profondeur pour les deux roches mères 231
Tableau 4.15 - Indices de présence et/ou de migration d'hydrocarbures dans les formations de l'ensemble des puits localisés et projetés le long de la coupe P19-P20_80-39 252
Tableau 4.16 - Synthèse des accumulations et indices de migration issus de la modélisation à l'Actuel de la coupe P19-P20_80-39 pour les différents tests réalisés dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3) 290
Tableau 4.17 - Synthèse des tailles des accumulations (gaz + huile) modélisées dans la coupe P19-P20_80-39 pour les différents tests 292

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Tableau de synthèse des objectifs 326

INTRODUCTION

Ce travail de thèse s'intéresse au système pétrolier de la région nord-est de la Gaspésie, qui est une péninsule québécoise appartenant à la chaîne paléozoïque des Appalaches et dans laquelle de nombreux indices d'hydrocarbures ont été découverts depuis 1836. Cette étude a pour but d'améliorer la connaissance de ce système, notamment par l'estimation de son potentiel pétrolifère et par la reconstitution de son histoire à partir d'une modélisation numérique de bassin.

Cette étude est un travail multidisciplinaire, faisant appel à 3 domaines :

- la géologie, permettant de contraindre l'évolution tectono-sédimentaire de la coupe géologique sélectionnée et de considérer différents scénarios pour déterminer l'âge de l'enfouissement maximal des roches ;

- la géochimie pour, entre autre, évaluer la richesse en hydrocarbures des roches mères de la région ;

- la modélisation numérique, et plus particulièrement celle d'une coupe géologique 2D, dont les profils sismiques ont été acquis par la SOQUIP – Pétro-Canada (1983), afin de reconstituer la chronologie de génération, d'expulsion et de migration des hydrocarbures, et de déterminer l'origine des ressources actuellement accumulées.

Ainsi, ce manuscrit comportera cinq chapitres :

- Le **premier chapitre** présentera le cadre général de l'étude, avec un rappel des connaissances géologiques actuelles sur la région nord-est de la Gaspésie. La problématique sera également exposée, ainsi que les objectifs et la méthodologie développés ;

- Le **deuxième chapitre** sera l'occasion d'une synthèse des principales données de la littérature concernant l'origine et l'évolution thermique de la matière organique, qui amène la formation des hydrocarbures. Les études cinétiques sur le craquage thermique des kérogènes seront aussi traitées ;

- Le **troisième chapitre** présentera l'étude géochimique réalisée, et notamment les analyses Rock-Eval, élémentaires et chromatographique (en phase gazeuse). Ces résultats, qui ont fait l'objet d'un article publié dans AAPG Bulletin, seront comparés aux données connues pour la région ;

- Le **quatrième chapitre** traitera de la modélisation numérique du système pétrolier et des résultats de simulation, détaillant préalablement les schémas cinétiques appliqués, les scénarios d'enfouissement considérés et leur évolution géologique. Une comparaison entre les résultats obtenus avec ces modélisations et ceux d'études antérieures permettra la discussion des données et du potentiel pétrolier de la Gaspésie ;

- Le **cinquième chapitre** montrera la comparaison des résultats obtenus avec ceux d'études antérieures et des données de terrain.

CHAPITRE 1

PRÉSENTATION GÉNÉRALE : CADRE, PROBLÉMATIQUE, MÉTHODOLOGIE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE

CHAPITRE 1
PRÉSENTATION GÉNÉRALE

1.1 - Cadre de l'étude

Un système pétrolier est un système naturel regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 1994). Les éléments géologiques essentiels à l'existence d'un système pétrolier conventionnel sont :

1) une roche mère, c'est-à-dire un intervalle sédimentaire comprenant une quantité importante de matière organique (= kérogène, c'est-à-dire la fraction insoluble dans les solvants organiques, Durand, 1980), susceptible d'avoir produit ou potentiellement encore capable de générer des hydrocarbures ;

2) un système de drains, comme des failles, des discordances, des roches fracturées, correspondant à un ensemble d'objets suffisamment poreux et perméables pour permettre le déplacement des hydrocarbures dans le système ;

3) une roche réservoir, unité poreuse et perméable dans laquelle s'accumulent les hydrocarbures, piégés sous la roche couverture ;

4) une roche couverture, qui, imperméable, empêche les hydrocarbures de s'échapper vers la surface ou du moins limite leur déplacement ;

5) un piège, formé de l'ensemble roche réservoir/roche couverture, qui peut être de types stratigraphique, structural, ou mixte.

Les processus intervenant dans la formation d'un système pétrolier conventionnel sont les suivants :

1) la génération des hydrocarbures à partir de la roche mère ;

2) l'expulsion des hydrocarbures dès que leur saturation dans la roche mère est suffisante (avec un seuil à environ 20 % ; Durand, 1987) ;

3) la migration des hydrocarbures, d'une roche à porosité et perméabilité faibles vers des roches à porosités et perméabilités plus élevées, sous l'effet de la différence de pression existante entre les deux ensembles, l'hydrodynamisme et la gravité ;

4) l'accumulation et le piégeage des hydrocarbures dans le système de roches réservoirs,

5) la préservation du système, correspondant à la période de temps après piégeage, où les hydrocarbures sont soumis à la dégradation, la dysmigration ou à tout autre processus défavorable ou destructeur.

Dans ce contexte, le moment où la plus grande quantité d'hydrocarbures est piégée et préservée dans un réservoir, après migration et accumulation, est appelé moment critique.

La formation de pétrole et de gaz résulte de la dégradation thermique du kérogène sous l'influence de l'augmentation de la température (de 50 à 150 °C, consécutive à l'enfouissement), de la pression (part mineure) et du temps (de 10 à 350 Ma) (Tissot et Welte, 1984). Trois étapes caractérisent la transformation des kérogènes, définie par une fenêtre de maturité explicitée par le pouvoir réflecteur de la vitrinite (R_o, voir Annexe 1) qui varie en fonction de la température à laquelle est soumise la roche : la diagenèse ($0,2 < R_o\ \% < 0,6$), la catagenèse ($0,6 < R_o\ \% < 1,35$) et la métagenèse ($R_o\ \% > 1,35$). Les pétroles liquides et gaz condensés sont générés et expulsés de la roche mère durant la catagenèse, tandis que les gaz secs sont issus de la métagenèse.

Si l'ensemble de ces éléments et processus est réuni, le système pétrolier peut former un ou des champs d'hydrocarbures, qui pourront être exploités s'ils sont économiquement viables. Il faut souligner que dans le contexte économique mondial actuel, l'exploration pétrolière est un enjeu majeur. Depuis la mise en place des premiers forages au XVIIIe siècle à Pechelbronn (Alsace), plusieurs grands bassins pétroliers ont été découverts, explorés et exploités dans le monde. Certains de ces grands bassins sédimentaires se situent au Canada (Fig. 1.1) et sont en cours d'exploitation ou d'exploration, essentiellement à l'Ouest et au Nord du pays.

Cependant, depuis la découverte d'huile dans le golfe du Saint-Laurent en 1995 au Nord-Est de Terre-Neuve, un regain d'intérêt pour l'exploration des bassins paléozoïques de l'Est du Canada a été observé. Cet intérêt s'est notamment manifesté dans la province de Québec, où cinq bassins sont identifiés : le bassin de la Gaspésie, le bassin d'Anticosti, le bassin de Madeleine (ou des Maritimes), le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent et le bassin de l'Estuaire du Saint-Laurent (Fig. 1.2, Tab. 1.1).

Pourtant, comme l'indique le Tableau 1.1 qui recense la longueur des profils acquis en sismique réflexion et le nombre de forages effectués dans chaque bassin pétrolier du Québec, les connaissances et les données sur ces cinq bassins sont encore trop limitées.

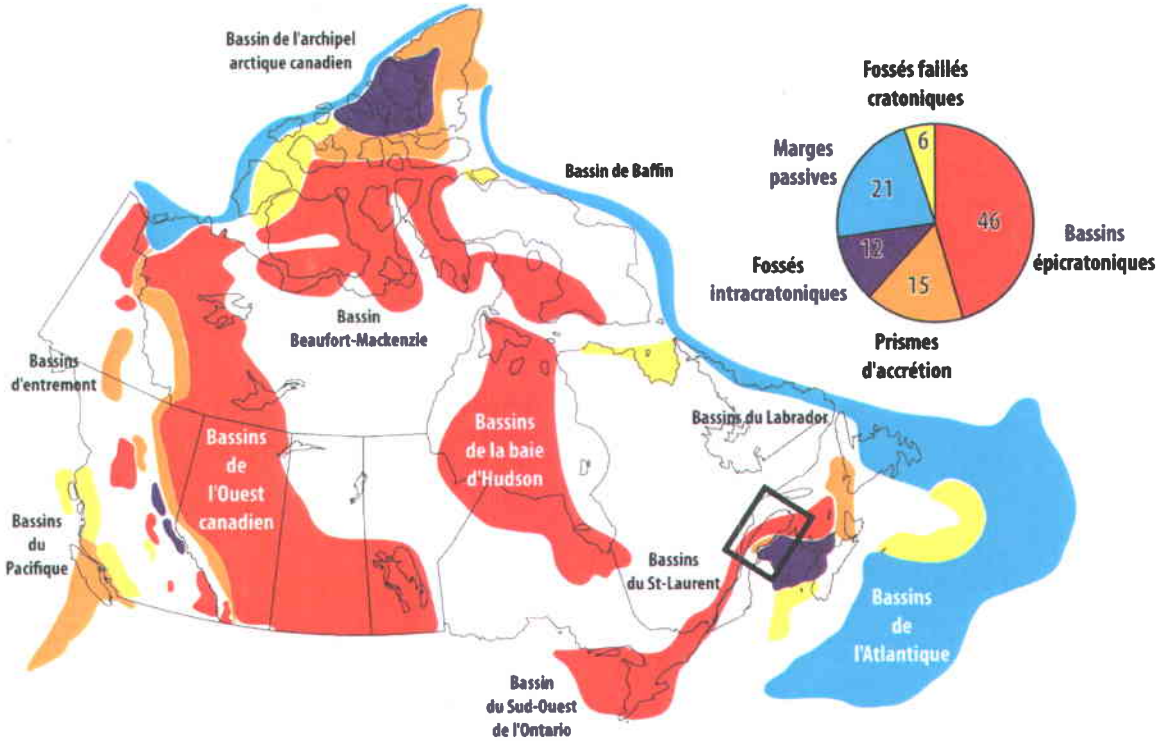


Figure 1.1 : Les grands bassins sédimentaires du Canada (source Pétrolia : www.petroliagaz.com/). La zone encadrée en noir représente la Gaspésie.

Tableau 1.1 : Synthèse des travaux d'exploration en sismique réflexion (profonde et superficielle) et forages dans les bassins pétroliers du Québec (données du Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune, MNRF). [1] données de 2004, issues de Bourque (2004).

Bassins sédimentaires	Sismique[1] (en km)	Forages (nombre)
Gaspésie	2 064	211
Anticosti-Estuaire du Saint-Laurent	20 764	19
Madeleine/Maritimes	15 500	17
Basses-Terres	11 650	351

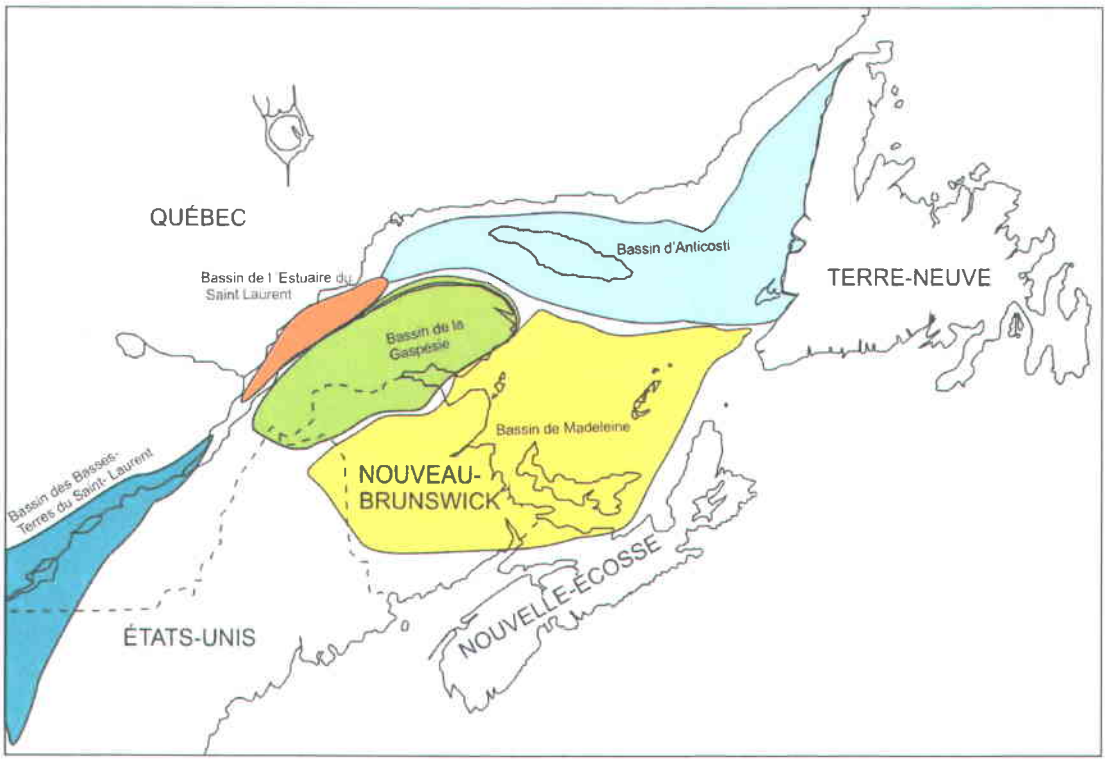


Figure 1.2 : Schéma des bassins pétroliers paléozoïques de l'Est du Canada. Modifiée de Bourque *et al.* (2004) et de Pétrolia (www.petroliagaz.com/).

Ce travail de thèse s'inscrit donc dans l'optique d'une amélioration des connaissances des bassins pétroliers de l'Est du Canada, et plus particulièrement du bassin de la Gaspésie (Fig. 1.2), qui est connu pour son potentiel pétrolier depuis plus de 150 ans.

Cette région n'a, en effet, fait l'objet d'études approfondies que très récemment, malgré les nombreux et anciens indices de la présence d'hydrocarbures (Sir William Logan observa en Gaspésie des indices de surface dès 1836), notamment dans les formations du Silurien supérieur et du Dévonien inférieur du Nord-Est de la Gaspésie (McGerrigle, 1950 ; Sikander, 1975 ; Lavoie et Bourque, 2001). Quelques puits seulement furent exploités de manière artisanale de 1860 aux années 1950, avant un déclin rapide de l'exploration pétrolière durant les années 1950 à 1970 (Lavoie et Bourque, 2001). Un renouveau d'intérêt pour l'exploration pétrolière dans la péninsule est né dans les années 1970, et ce, jusqu'en 1980, grâce à la création de la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) qui fut suivi de la création du centre de recherche Pétrole de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS-Pétrole). De 1980 à 1995, l'exploration connut un second déclin en l'absence de découverte significative

d'hydrocarbures malgré d'intenses recherches. Cependant, la découverte de pétrole à l'Ouest de Terre-Neuve a conduit depuis le milieu des années 90 à la réalisation de nouvelles études dans l'Est du Canada, plus particulièrement en Gaspésie, au Québec. Ces diverses recherches ont vu l'amélioration des connaissances sur l'architecture structurale et stratigraphique complexe du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie, et l'identification des différentes roches mères, des niveaux réservoirs et des conditions de maturation thermique. Toutes ces études, qui ont permis la découverte de champs de gaz (Galt) et d'huile (Haldimand), ont consisté essentiellement en :

1) des études stratigraphiques qui ont permis de mieux définir la lithostratigraphie de la Gaspésie, et d'étudier les roches réservoirs constitutives du système pétrolier (Brisebois, 1981 ; Amyot, 1984 ; Bourque *et al.*, 1986 ; Lavoie, 1992 ; Bourque *et al.*, 2000, 2001a ; Brisebois et Morin, 2003) ;

2) des études géochimiques, qui ont été menées sur la maturité des roches (réflectance de la vitrinite, % R_{oeq}), sur le contenu total en carbone organique (analyses Rock-Eval), et sur la caractérisation des kérogènes (Hacquebard et Donaldson, 1970 ; Sikander et Pittion, 1978 ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001, 2004, 2007 ; Roy, 2008), permettant de caractériser le potentiel pétrolier des roches analysées ;

3) des études structurales détaillées (Malo et Béland, 1989 ; Kirkwood et Malo, 1993 ; Malo et Bourque, 1993 ; Kirkwood, 1995 ; Malo *et al.*, 1995 ; Malo et Kirkwood, 1995 ; Kirkwood, 1999 ; Malo, 2001 ; Kirkwood *et al.*, 2004) qui ont conduit à la compréhension de la structuration complexe du bassin silurien-dévonien de la Gaspésie, interprétée comme une ceinture de plis et de chevauchements à laquelle sont associés des décrochements dextres ;

4) des études géophysiques basées sur des données aéromagnétiques et gravimétriques (Saint-Laurent *et al.*, 2004 ; Pinet *et al.*, 2008, 2012) qui ont aidé à la caractérisation des structures profondes, invisibles sur le terrain ;

5) des études sismiques, notamment par l'acquisition de profils terrestres par le Ministère des Ressources Naturelles du Québec (MRN) entre 1999 et 2002 et leur interprétation (Beausoleil *et al.*, 2002 ; Morin et Laliberté, 2002 ; Kirkwood *et al.*, 2004 ; Desaulniers, 2005 ; Bêche, 2008).

Il est ainsi reconnu que la Gaspésie est constituée de trois ensembles tectono-stratigraphiques distincts : (1) l'ensemble cambro-ordovicien (zones de Humber et de Dunnage,

Fig. 1.9), (2) l'ensemble siluro-dévonien (Ceinture de Gaspé) et (3) l'ensemble carbonifère. Le bassin siluro-dévonien repose en discordance sur ou en contact de faille avec l'ensemble cambro-ordovicien et est surmonté en discordance par les roches carbonifères. Quatre phases orogéniques (taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne) sont distinguées en Gaspésie. L'ensemble cambro-ordovicien a été fortement déformé durant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne, l'ensemble siluro-dévonien pendant les orogenèses salinienne et acadienne et les unités carbonifères faiblement par l'orogenèse alléghanienne. Il est important de noter que les hauteurs érodées entre chaque épisode de dépôt sont incertaines. Néanmoins, l'importance de l'érosion acadienne est estimée entre 2000 et 7000 mètres (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008).

Deux intervalles de roches mères sont documentés en Gaspésie : les roches mères cambro-ordoviciennes et les roches mères siluro-dévoniennes. Les roches mères cambro-ordoviciennes sont matures à supramatures ($0,68 < R_{oeq}\ \% < 2$) et présentent des taux de carbone organique total (COT) résiduels plus importants que les roches mères siluro-dévoniennes sus-jacentes, même après maturation (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008). Les roches mères siluro-dévoniennes sont généralement peu matures à matures avec des valeurs de R_{oeq} comprises entre 0,5 et 2 %. Leur contenu en carbone organique (C_{org}) et leur potentiel pétrolier sont faibles, excepté pour quelques niveaux particuliers qui présentent localement des caractéristiques intéressantes (COT supérieurs à 1 % ; Bertrand et Malo, 2001, 2007). Les deux intervalles de roches mères ont été soumis à des conditions thermiques élevées au cours de leur enfouissement (jusqu'à 7000 m de profondeur pour les roches les plus matures ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008), menant à des valeurs élevées de réflectance de vitrinite équivalente. On comprend alors que du gaz tardif pourrait avoir été généré à partir des kérogènes matures, mais les processus de la migration et du piégeage de ces hydrocarbures restent encore à définir.

Les principaux niveaux connus d'accumulation des hydrocarbures se trouvent dans les formations gréseuses et les calcaires fracturés du Dévonien. Des réservoirs soupçonnés mais non encore observés se situent dans les dolomies hydrothermales du Silurien (Lavoie *et al.*, 2009a), ainsi que dans les unités récifales du Silurien et du Dévonien. Différentes études effectuées au niveau de la région nord ou de la Baie des Chaleurs, au Sud de la péninsule (Savard et Bourque, 1989 ; Bourque *et al.*, 2001b ; Kirkwood *et al.*, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2001 ; Lavoie et Morin, 2004) documentent la fracturation des roches lors des orogenèses, puis la réduction postérieure de la porosité de fractures. Plusieurs formations calcaires montrent, de

plus, des inclusions d'huile et de gaz saliniennes et acadiennes, qui indiquent, donc, pour certains secteurs de la Gaspésie, la possibilité d'une migration pré-salinienne (?) à salinienne.

Cependant, plusieurs contradictions ou zones d'ombres subsistent. Ainsi, les études sur les biomarqueurs des huiles effectuées par Idiz *et al.* (1997) tendent à montrer que les huiles seraient corrélées aux roches ordoviciennes, alors que les travaux menés par Fowler *et al.* (2008) et Roy (2008) sur les biomarqueurs des huiles montrent que l'origine exacte des huiles échantillonnées est difficile à déterminer.

Pour tenter de faire la synthèse des connaissances et de lever les incertitudes sur l'histoire des hydrocarbures de la région, des modélisations 1D de la génération et de la migration des hydrocarbures ont été réalisées (Hunt, 1995 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008). Elles indiquent que :

1) l'enfouissement maximal des roches s'est produit pendant le plissement acadien au Dévonien moyen ;

2) les roches mères ordoviciennes et dévoniennes ont généré des hydrocarbures qui ont commencé à migrer à partir de 395 Ma (Dévonien inférieur / Dévonien moyen).

En sus, des études réalisées dans le bassin des Maritimes (ou bassin de Madeleine ; Fig. 1.2) concluent que la marge est-canadienne aurait subi une érosion importante de l'ordre de 4 km depuis le Permien (Ryan et Zentilli, 1993 ; Grist *et al.*, 1995). Les unités présentes en marge du bassin des Maritimes sont peu épaisses. Il est généralement admis que cette faible épaisseur est le résultat d'une sédimentation limitée et non de l'érosion d'un dépôt plus important. Cependant, Roy (2008) estime un R_{oeq} de 1 % pour une roche carbonifère échantillonnée dans la Baie des Chaleurs : cette valeur de réflectance de vitrinite équivalente indique une maturation importante, et par conséquent une épaisseur significative pour ces unités du Carbonifère. Il est néanmoins important de garder à l'esprit la possibilité que le kérogène étudié ne soit pas autochtone et que sa valeur de maturité ait été acquise dans une formation antérieure plus enfouie que la roche carbonifère. Si la même quantité d'érosion que dans le bassin des Maritimes était tout de même considérée dans le bassin de la Gaspésie, cela sous-entendrait un dépôt des roches carbonifères bien plus important que ce qui est préservé à l'Actuel (250 m de Carbonifère dans le Sud de la Gaspésie ; McGerrigle, 1950). Par ailleurs, des analyses de traces de fission réalisées en marge de cette étude ont montré la nécessité de prendre en compte près de 3000 m de roches supplémentaires au-dessus des formations dévoniennes après l'érosion acadienne (Malo *et al.*, 2012).

1.2 - Problématique de la thèse

Les nombreux indices sur la présence d'huile et de gaz retrouvés en surface et dans les puits de forage tendent à prouver que la génération et la migration d'hydrocarbures ont bien eu lieu dans la région nord-est de la Gaspésie. Cependant, il n'est pas encore possible de caractériser formellement le potentiel en hydrocarbures des roches mères présentes, et ce, malgré le nombre important d'études réalisées à ce jour. De même, l'origine des hydrocarbures retrouvés dans la péninsule n'est pas encore bien définie (cambro-ordovicienne ou siluro-dévonienne ?) alors qu'elle est une information essentielle en vue de la compréhension de leur génération et de leur migration. Ainsi, plusieurs questions majeures restent en suspens : des migrations présaliniennes ont-elles eu lieu dans le Nord-Est comme dans le Sud de la Gaspésie (Bourque *et al.*, 2001b ; Kirkwood *et al.*, 2001) ? Sont-elles uniquement dévoniennes ? Une maturation et une migration ont-elles eu lieu pendant le Carbonifère ? Finalement, quelle est la chronologie de génération, d'expulsion et de migration des hydrocarbures identifiés ?

Il en est de même pour l'influence, au cours du temps, de la fracturation, des variations lithologiques (dolomitisation par exemple) et des variations de la porosité découlant de ces variations lithologiques. Ces éléments sont des facteurs importants de préservation ou de perte des hydrocarbures dans un bassin pétrolier mais n'ont pour le moment pas été caractérisés avec précision. À cela s'ajoute les incertitudes sur la géométrie complexe et l'épaisseur de l'ensemble cambro-ordovicien présent sous le bassin siluro-dévonien. Une incertitude existe également sur l'épaisseur des formations non présentes (car trop profondes, ou érodées) dans les puits forés, notamment pour les roches siluriennes, les dernières formations dévoniennes déposées et les roches carbonifères. Le doute concernant l'épaisseur des roches carbonifères amène à se questionner sur l'âge de l'enfouissement maximal. Deux hypothèses émergent alors : enfouissement maximal pré-acadien ou syn-Carbonifère. Jusqu'à présent, l'enfouissement maximal était considéré pré- à syn-acadien (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008) mais les roches carbonifères pourraient avoir une importance non reconnue jusque là.

De plus, l'incertitude concernant les épaisseurs de formations amène à s'interroger sur l'épaisseur initiale de la succession érodée et sur la hauteur d'érosion, notamment lors des deux dernières orogenèses, ce qui est un élément essentiel pour la compréhension des entrées-sorties des fenêtres à huile et gaz et des fuites potentielles des hydrocarbures formés. En sus, certains niveaux réservoirs sont reconnus dans la région nord-est de la Gaspésie, comme les Grès de Gaspé et les Calcaires Supérieurs de Gaspé, mais plusieurs autres, situés en

profondeur, sont seulement soupçonnés (Bourque *et al.*, 2001a ; Kirkwood *et al.*, 2001 ; Hu et Lavoie, 2008 ; Lavoie *et al.*, 2009a).

Pour approfondir la connaissance du système pétrolier de la Gaspésie, il est donc nécessaire d'en comprendre l'évolution et d'identifier tous les phénomènes géologiques ayant affecté la zone étudiée au cours du temps.

Concernant les fluides pétroliers, peu d'études géochimiques ont été entreprises et aucune étude sur la répartition potentielle des huiles et des gaz dans le système n'a été faite. Étant donné le niveau de maturité des roches mères présentes, il est possible d'imaginer qu'une quantité non négligeable de gaz se soit formée au cours du temps à partir de l'huile générée et/ou du kérogène résiduel.

1.3 - Objectifs de la thèse

L'objectif de cette thèse est donc de compléter et d'améliorer la compréhension du système pétrolier de Gaspésie afin d'estimer le potentiel pétrolifère de cette région et d'en reconstituer l'historique. Pour atteindre cet objectif, l'acquisition de nouvelles données géochimiques a été entreprise, ainsi qu'une première modélisation numérique 2D. A cette fin, des simulateurs de bassin et d'évaluation pétrolière (par exemple Temis Suite, Permedia™, Petromod, Ceres) ont été utilisés. Dans cette étude, ce sont plus particulièrement les logiciels Temis Suite (Temis2D) et Permedia™, respectivement développés par l'IFP Énergies nouvelles et Halliburton qui ont permis de réaliser ces modélisations.

Cette étude est un travail multidisciplinaire basé sur le couplage entre 3 domaines nécessaires à la mise en place d'une modélisation de bassin précise : la géologie, la géochimie et la modélisation.

Les objectifs particuliers de la thèse sont donc :

- Identifier et caractériser les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, afin d'évaluer leur potentiel pétrolifère ;
- Reconstituer l'histoire géologique de la région nord-est de la Gaspésie à partir d'un profil sismique, des données géologiques de surface et d'hypothèses portant sur les roches absentes à l'Actuel et sur la géométrie de l'ensemble cambro-ordovicien ;

- Considérer plusieurs scénarios pour déterminer l'âge de l'enfouissement maximal des roches de la région ;

- Restaurer la coupe choisie à son état initial à l'aide du logiciel de modélisation Temis Suite,

- Reconstituer l'histoire thermique du bassin de la Gaspésie, en considérant différents gradients géothermiques pour le bassin et en utilisant des données de réflectance de vitrinite équivalente d'échantillons de puits de forage pour valider les hypothèses choisies ;

- Réaliser des simulations de bassin avec les logiciels Temis Suite et Permedia™ afin d'estimer l'âge de la génération, de l'expulsion et les chemins de migration des hydrocarbures, notamment en utilisant les schémas de craquage compositionnel de Behar *et al.* (2008a)

- Tester l'influence (1) des changements diagénétiques des roches et (2) des failles au cours du temps ;

- Déterminer la chronologie de formation des pièges structuraux et stratigraphiques par rapport à l'expulsion des hydrocarbures pour expliquer leur présence ou leur absence en Gaspésie ;

- Établir un traçage génétique, dans la simulation, entre les roches mères et les hydrocarbures afin d'observer l'origine de ces derniers ;

- Localiser des zones d'accumulations d'hydrocarbures non encore répertoriées à ce jour et caractériser des réservoirs potentiels ;

- Déterminer l'origine précoce ou tardive du gaz dans le bassin de Gaspésie.

1.4 - Méthodologie

La région nord-est de la Gaspésie est définie comme une zone environnant la ville de Gaspé (Fig. 1.3). L'étude de cette zone a nécessité l'échantillonnage de roches *in situ*, la réalisation d'analyses géochimiques sur ces roches et la sélection de profils sismiques pertinents fournis par le MRN (Ministère des Ressources Naturelles) dans le cadre de ce travail.

1.4.1 - Échantillonnage

La géologie du Nord-Est de la Gaspésie est connue grâce à des travaux de terrain (cartographie, levés stratigraphiques et structuraux), des forages et des profils sismiques (par

exemple McGerrigle, 1950 ; Brisebois, 1981 ; Roksandic et Granger, 1981 ; Bertrand, 1987 ; Malo et Bourque, 1993 ; Bertrand et Malo, 2001, 2007 ; Malo, 2001 ; Roy, 2008).

Onze puits de forage, de 300 à 3500 m de profondeur, ont été choisis afin de prélever des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes. Ceux-ci sont présentés dans le Tableau 1.2 et la Figure 1.3. Une description plus précise des puits (opérateur, année de forage) est placée en Annexe 2.

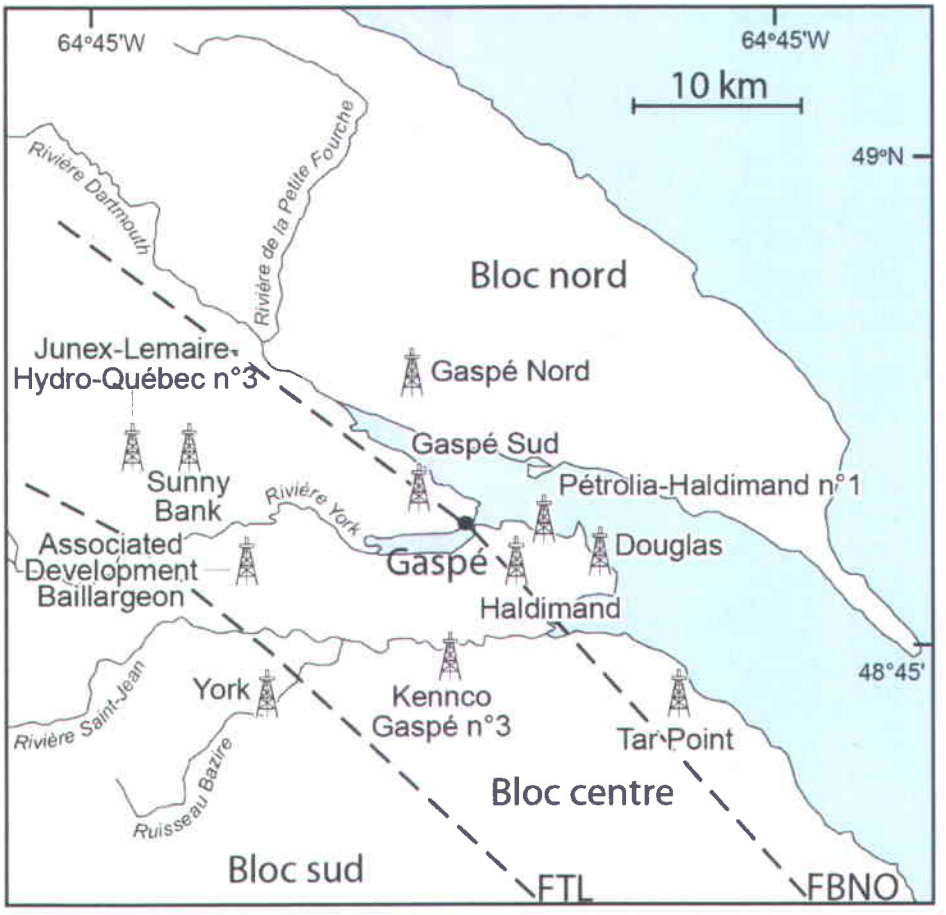


Figure 1.3 : Localisation des puits étudiés. FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac. Modifiée de Grundman *et al.* (2012).

Tableau 1.2 : Présentation des puits étudiés. Compilation d'après la base de données du MRN. DR : Déblais rocheux.

N°du puits	Nom complet du puits	Nom utilisé dans ce travail	Longitude NAD 83	Latitude NAD 83	Profondeur m	Type d'échantillon
C001	Associated Development n°1, Baillargeon	Associated Development Baillargeon	064 39 38.6	48 48 10.2	997	D.R.
C016	Haldimand n°1	Haldimand	064 26 39.6	48 47 58.2	1457	D.R.
C079	Tar Point n°1	Tar Point	064 19 55.6	48 43 43.2	2155	D.R.
C081	Impérial Lowlands Associated n°1, York	York	064 38 28.6	48 43 47.2	1131	Carotte
C087	Gulf, Sunny Bank n°1	Sunny Bank	064 40 37.6	48 51 26.2	3530	D.R.
C093	SOQUIP, Gaspé Sud n°1	Gaspé Sud	064 32 53.6	48 49 53.2	3354	D.R.
C097	SOQUIP, Douglas n°1	Douglas	064 23 40.3	48 48 15.0	1992	D.R.
C099	SOQUIP Pétrofina, Baie-de-Gaspé-Nord n°1	Gaspé Nord	064 30 51.9	48 53 56.6	2770	D.R.
C126	Junex-Lemaire-Hydro-Québec, Galt n°3	Junex-Lemaire-Hydro-Québec n°3 ou Galt n°3	064 45 01.2	48 51 11.1	2343	D.R.
C131	Pétrolia, Haldimand n°1	Pétrolia-Haldimand n°1	064 25 22.2	48 48 18.9	1436	D.R.
CZ03	Kennco-Gaspé n°3	Kennco-Gaspé n°3	064 31 31.6	48 44 17.2	343	Carotte

L'échantillonnage a été effectué dans les mêmes puits que ceux utilisés dans les études antérieures (C016 Haldimand, C079 Tar Point, C081 York, C087 Sunny Bank, C093 Baie de Gaspé Sud, C099 Baie de Gaspé Nord, C097 Douglas et C131 Pétrolia-Haldimand n°1 ; Tab. 1.2 ; Bertrand et Malo, 2001, 2007), mais avec une plus grande résolution, ce qui a permis d'établir une caractérisation plus fine des roches mères. Ainsi, l'ensemble des échantillons a été collecté à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS), à la carothèque du Ministère des ressources naturelles du Québec (MRN), et chez la compagnie Pétrolia (qui a fourni notamment les roches à la base du puits Pétrolia-Haldimand n°1). Les puits de forage sélectionnés se situent près des lignes sismiques servant de base au modèle géologique.

Dans le détail, les puits mentionnés contiennent pour la plupart uniquement des roches siluro-dévoniennes ; leur profondeur n'est pas suffisante pour atteindre les roches ordoviciennes. Seuls les puits Gaspé Sud, Gaspé Nord et Douglas parviennent aux formations ordoviciennes. Les roches à la base du puits Pétrolia-Haldimand n°1 sont quant à elles interprétées comme cambro-ordoviciennes car elles présentent de nombreuses similitudes lithologiques avec les roches cambro-ordoviciennes du puits Douglas (R. Bertrand, communication personnelle, 2010). Les puits Gaspé Sud et Sunny Bank sont considérés dans la suite de l'étude comme des puits de référence car (1) une grande partie de la succession sédimentaire y est présente, et (2) la maturité des roches constituant ces puits croit linéairement avec la profondeur, suggérant une continuité stratigraphique entre les roches cambro-ordoviciennnes et siluro-dévoniennes au niveau du puits Gaspé Sud tout particulièrement (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001). Les autres puits ont été forés dans des zones où le contact (stratigraphique et/ou structural) entre les successions cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, ce qui est marqué par un saut de maturation important (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001). Enfin, le puits York ne traverse que les roches siluriennes, les roches dévoniennes ayant été érodées après l'orogenèse acadienne.

Pour une étude plus poussée des roches cambro-ordoviciennes que l'on soupçonne être à l'origine des hydrocarbures extraits, plusieurs échantillons correspondant aux formations ordoviciennes ont été collectés en plus des échantillons de puits, lors d'une campagne de terrain dans toute la Gaspésie au cours de l'année 2009 (Fig. 1.4). Vingt-trois échantillons de surface du Mélange de Cap-Chat (près du Cap-des-Rosiers et dans la région de Sainte-Anne-des-Monts) et de la Formation de Mictaw (dans la région de Port-Daniel) ont été prélevés (Fig. 1.4). Ainsi, 46 roches cambro-ordoviciennes et 275 roches siluro-dévoniennes ont été analysées pour cette étude.

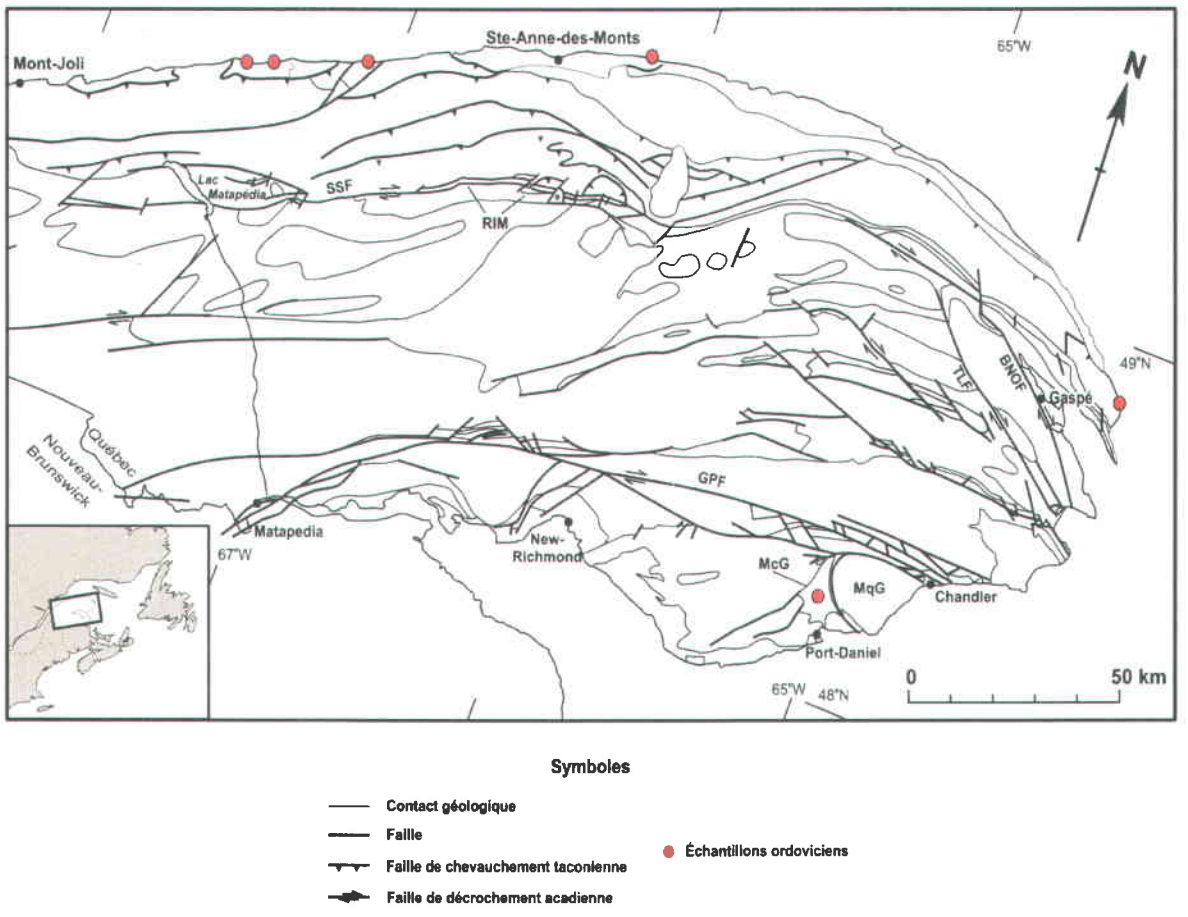


Figure 1.4 : Localisation des roches ordoviciennes échantillonnées sur affleurements. Modifiée de Grundman *et al.* (2012). BNOF = Faille du Bras Nord-Ouest ; GPF = Faille du Grand Pabos ; McG = Groupe de Mictaw ; MqG = Groupe de Maquereau ; RIM = Mélange de Ruisseau Isabelle ; TLF = Faille du Troisième Lac ; SSF = Faille de Shickshock Sud.

1.4.2 - Analyses géochimiques

Les analyses géochimiques des roches échantillonnées ont été effectuées au sein des laboratoires de géochimie de l'IFP Énergies nouvelles. La Figure 1.5 propose une synthèse des protocoles et méthodes analytiques détaillées en Annexe 1. L'ensemble des résultats issus de ces analyses sera présenté dans le Chapitre 3.

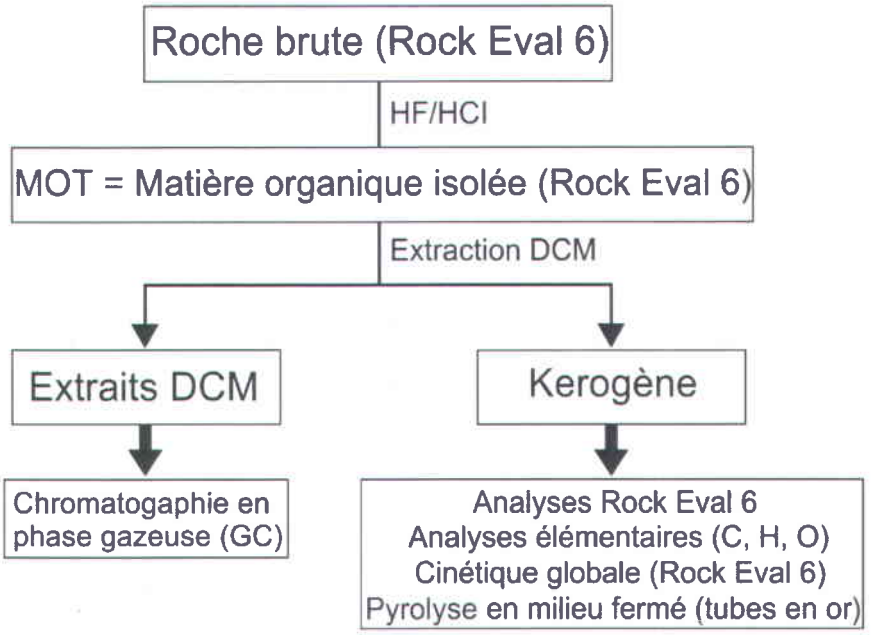


Figure 1.5 : Protocole opératoire de caractérisation géochimique des roches mères et kérogènes. Modifiée de Grundman *et al.* (2012). DCM = dichlorométhane ; HCl = acide chlorhydrique ; HF = acide fluorhydrique ; MOT = matière organique totale.

La pyrolyse Rock-Eval permet la caractérisation du potentiel pétrolier des roches par la mesure de deux paramètres importants et reconnus dans l'industrie pétrolière : l'index d'hydrogène, ou IH, et le carbone organique total, ou COT. Des analyses ont été effectuées sur roches brutes, sur roches extraites, matières organiques totales (MOT) et kérogènes isolés. Les extractions au dichlorométhane (DCM) ont été réalisées sur des roches des puits Sunny Bank, Gaspé Sud, Gaspé Nord, Pétrolia-Haldimand n°1, Tar Point, Douglas et sur un échantillon du Mélange de Cap-Chat. Les extraits des roches obtenus après extraction sont analysés par chromatographie en phase gazeuse (GC).

De plus, afin de vérifier l'état de maturité des roches, des analyses élémentaires ont été réalisées sur les kérogènes. Les éléments dosés sont C, H et O. Il est alors possible de calculer les rapports H/C et O/C et de les replacer dans un diagramme de van Krevelen, qui décrit les chemins d'évolution, c'est-à-dire le stade de maturité, des différents types de kérogène (Tissot et Welte, 1984).

D'autres techniques de pyrolyse existent, en sus de la pyrolyse Rock-Eval, pour simuler les réactions de craquage naturel dans une roche dans le but d'en caractériser le potentiel

pétrolier. Les techniques de pyrolyses en milieux ouvert et fermé (tubes en or), décrites par Behar *et al.* (1989) peuvent ainsi être appliquées aux échantillons les plus immatures.

Enfin, afin de définir les hauteurs de roches érodées, il est important d'utiliser les paramètres cinétiques de la dégradation des kérogènes. Ces données sont déterminées par maturation artificielle du kérogène au Rock-Eval (température de chauffe de 300 à 700°C) après ajustement par inversion des valeurs de S_2 obtenues en utilisant le logiciel GeoKin.

1.4.3 - Sélection des profils sismiques

La première étape de la modélisation de genèse et de migration des hydrocarbures est la définition d'un modèle lithostratigraphique actuel cohérent, qui pourra être restauré dans le passé. L'intégration des lignes sismiques correctement interprétées dans le logiciel Temis Suite facilite la création de ce modèle géologique.

Parallèlement aux puits forés durant ces 150 dernières années, de nombreuses lignes de sismique réflexion terrestres et marines ont été acquises par SOQUIP et le MRN (Fig. 1.6). Dans le cadre de cette étude, nous avons demandé la mise à disposition par le MRN de plusieurs lignes sismiques préalablement sélectionnées (en trait gras sur la Fig. 1.6) : 80-39, P-19 et P-20. Ces lignes se situent au niveau ou près des puits échantillonnés, ce qui permet l'intégration du maximum de données disponibles dans le modèle. Les puits décrits auparavant et localisés ou projetés le long du profil P19-P20_80-39 sont les puits York, Associated Developments Baillargeon, Sunny Bank, Junex-Lemaire-Hydro-Québec n°3 (champ de Galt) et Gaspé Nord. Les puits C046 P.O.T n°12, C048 P.O.T n°14 et C060 P.O.T n°26 sont également projetés bien qu'ils soient peu profonds (Figs. 1.6 et 1.7).

Les lignes sismiques ont été acquises en temps et interprétées par la compagnie SOQUIP – Petro-Canada (1983 ; Fig. 1.7). Les images sismiques ont été transformées en profondeur afin de les intégrer au logiciel de modélisation. Cette conversion temps-profondeur a été réalisée à l'IFP Énergies nouvelles suivant le modèle de vitesse établi par Bêche (2008). La coupe est décrite en détail dans le Chapitre 4.

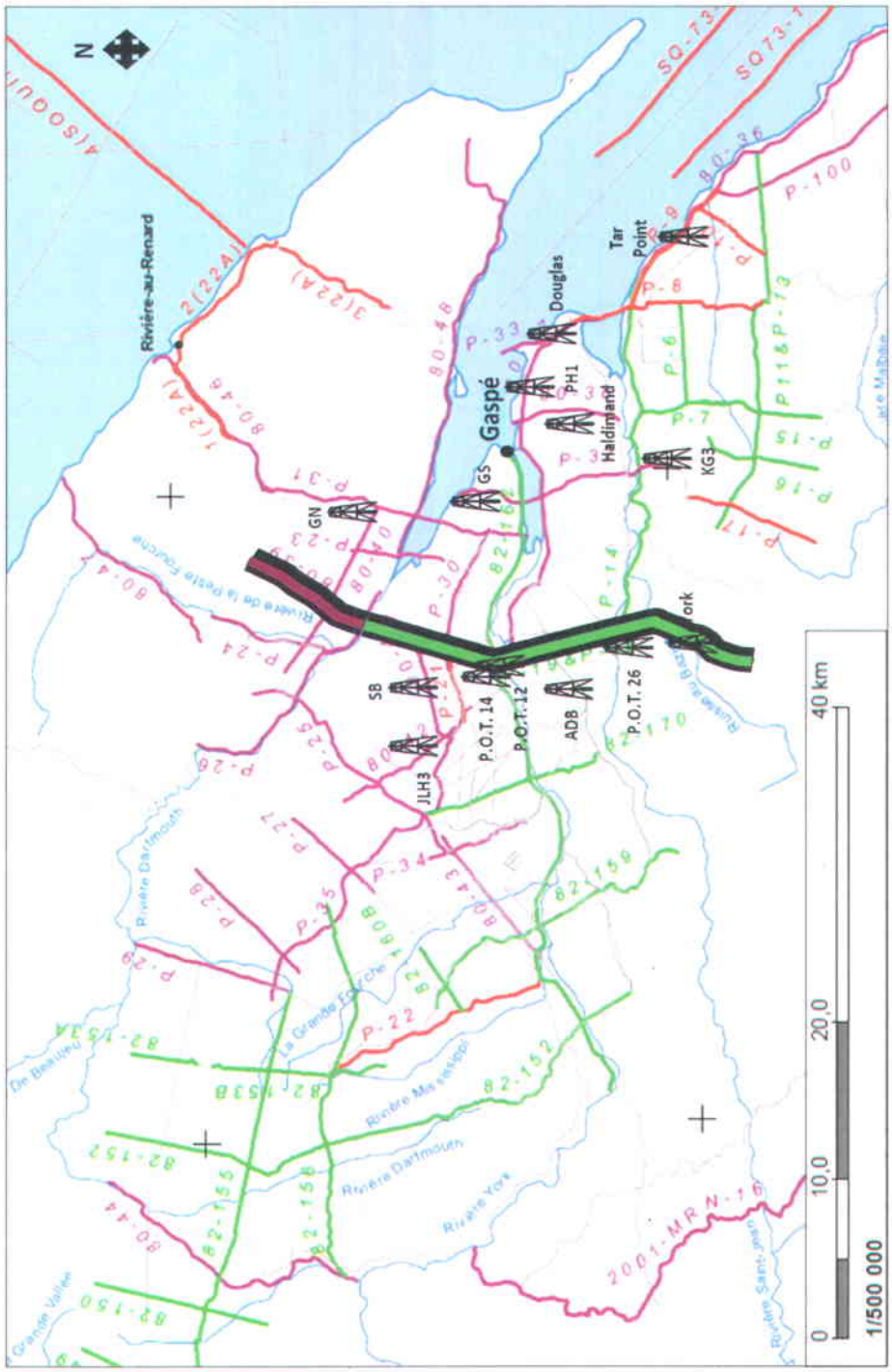


Figure 1.6 : Carte des profils sismiques de la région nord-est de la Gaspésie. Détail de la carte tirée du site http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/pdf/Index_localisation_profils_sismiques.pdf. Les profils utilisés dans cette étude sont en gras. Les couleurs des lignes sismiques dépendent de leur nature. Les profils dont les données brutes sont disponibles sont en violet. Les lignes des données traitées disponibles sous le format seg-y sont en vert et ceux sous le format matriciel ou tif sont en rouge. Les données non disponibles sont les lignes grises. ADB = Associated Development Baillargeon ; GN = Gaspé Nord ; GS = Gaspé Sud ; JHL3 = Junex-Lemaire-Hydro-Québec n°3, Galt n°3 ; KG3 = Kennco Gaspé 3 ; PH1 = Pétrolia-Haldimand n°1 ; SB = Sunny Bank.

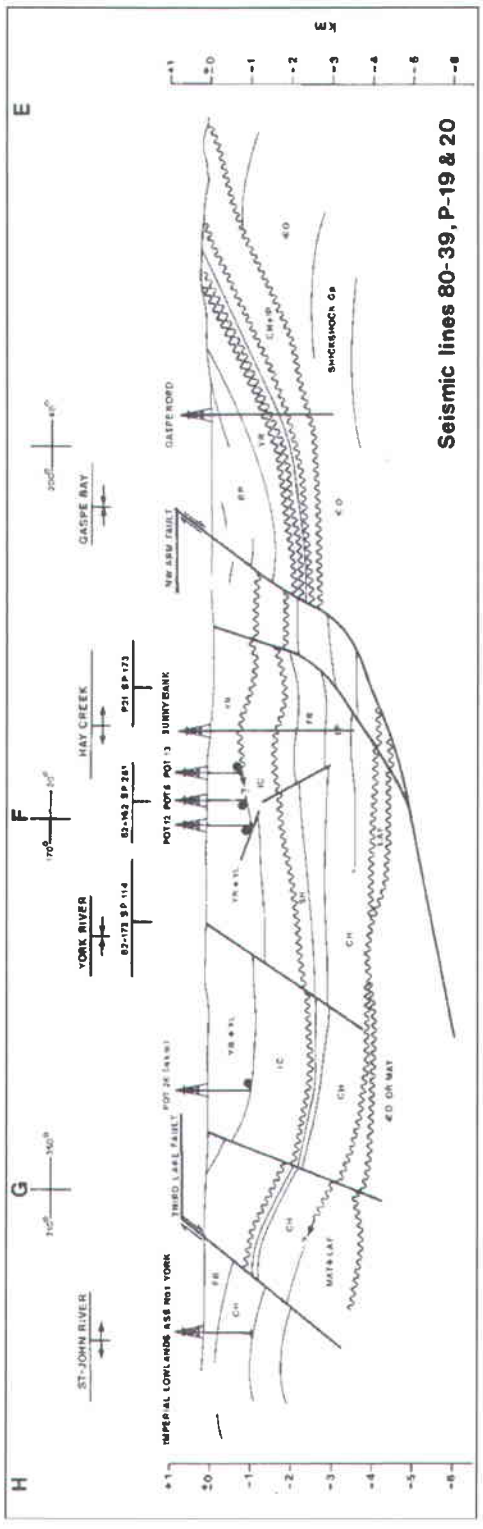


Figure 1.7 : Coupe interprétative modifiée, établie par la SOQUIP – Petro-Canada (1983) à partir des profils sismiques P19-P20_80-39. BP = Battery Point ; CH = Chaleurs ; CO = Cambro-ordovicien ; FR = Forillon ; IC= Indian Cove ; IP = Indian Point ; LAF = Laforce ; MAT = Matapédia ; SH = Shiphead ; SHICKSHOCK Gp = Groupe de Shickshock ; YR = York River ; YL = York Lake.

1.4.4 - Modélisation

Afin de reconstituer l'histoire géologique du bassin sédimentaire et de ses systèmes pétroliers, plusieurs logiciels de modélisation peuvent être utilisés, tels que les logiciels Temis Suite et Permedia™ (modélisateur de bassin et d'évaluation pétrolière). Temis Suite permet la modélisation 2D d'une coupe géologique en évaluant son histoire thermique, l'histoire de la compaction des roches, l'historique du régime des pressions, de la génération des hydrocarbures, de la migration de l'huile et du gaz, et de la répartition spatiale huile-gaz. Ce logiciel est notamment utilisé dans le cas d'un contexte tectonique peu complexe, où les agencements structuraux actuels sont liés à des failles normales et/ou inverses sub-verticales. Le logiciel Permedia™ utilise des équations de calcul simplifiées par rapport au logiciel Temis Suite. En effet, le premier logiciel utilise les équations complexes de Darcy (utilisant hydrodynamisme, pressions capillaires et gravité) ; quant au second, il considère les algorithmes d'inversion-percolation (jouant sur les pressions capillaires et la gravité seulement).

La construction numérique du modèle de bassin se déroule en trois étapes. La première est la définition et la construction du modèle à l'Actuel (de la géométrie, des différents horizons, des âges et des lithologies) qui est rendue possible par l'interprétation des profils sismiques, notamment ceux acquis par la SOQUIP – Petro-Canada en 1983. La seconde étape est la restauration de la géométrie de la coupe 2D selon les lois porosité-profondeur de chaque lithologie en prenant en compte l'histoire géologique telle que reconstituée. La dernière étape est la simulation directe, qui permet d'accéder à l'histoire du système. Les différentes données concernant le bassin du Nord-Est de la Gaspésie nécessaires à la mise en place du modèle géologique seront détaillées dans le Chapitre 4.

1.5 - Contexte géologique du Nord-Est de la Gaspésie

La Gaspésie appartient à la chaîne des Appalaches. Elle est localisée dans le ré-entrant de Québec, au Sud-Est du promontoire du Saint-Laurent (Fig. 1.8). Les roches rencontrées dans cette région sont essentiellement d'âge paléozoïque.

La Gaspésie peut être découpée en trois assemblages lithostratigraphiques (Williams, 1995 ; Fig. 1.9) :

1) un assemblage principalement du Paléozoïque inférieur, du Néoprotérozoique à l'Ordovicien supérieur, comprenant les zones de Humber et de Dunnage,

2) un assemblage présentant les roches de la Ceinture de Gaspé principalement du Paléozoïque moyen, de l'Ordovicien supérieur au Dévonien supérieur,

3) un assemblage principalement du Paléozoïque supérieur, datant du Dévonien supérieur au Carbonifère, et appartenant au bassin des Maritimes (Fig. 1.2).

Chaque assemblage est détaillé ci-après.

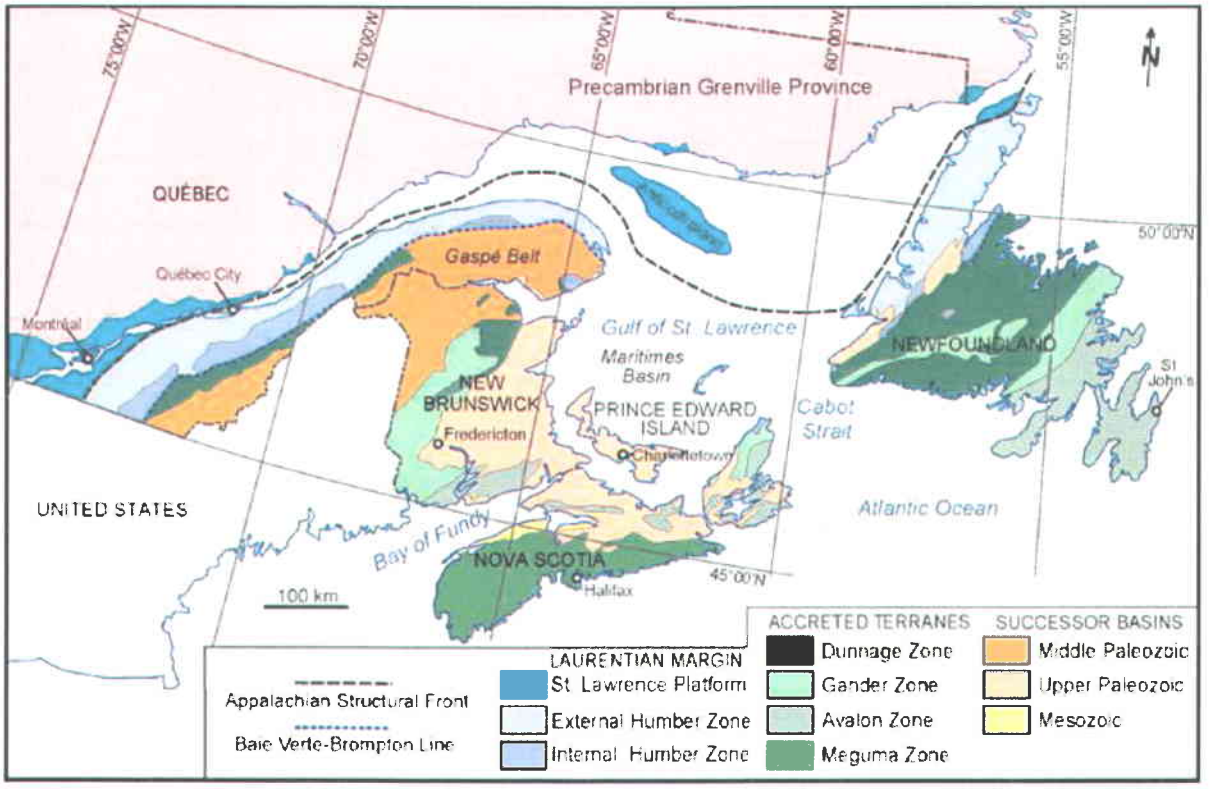


Figure 1.8 : Carte des domaines tectonostratigraphiques régionaux de l'Est du Canada. Tirée de Dietrich *et al.* (2011).

1.5.1 - Assemblage du Paléozoïque inférieur

L'assemblage du Paléozoïque inférieur est constitué de roches datées du Néoprotérozoïque à l'Ordovicien supérieur de la zone de Humber et de la zone de Dunnage (Fig. 1.9). La zone de Humber représente la marge passive de Laurentia. La zone de Dunnage constitue le domaine océanique de l'Océan Iapétus (Williams, 1995).

A - Zone de Humber

La zone de Humber est localisée au Nord de la Gaspésie (Fig. 1.9). Elle correspond à un prisme de roches sédimentaires et volcaniques datant du Néoprotérozoïque à l'Ordovicien tardif déposées sur la marge de Laurentia, représentant le rift cambrien, la marge passive et le bassin d'avant-pays taconiens (Saint-Julien et Hubert, 1975 ; Slivitzky *et al.*, 1991 ; Pinet *et al.*, 2010).

En Gaspésie, la zone de Humber est divisée en deux sous-zones, externe et interne, montrant des degrés de métamorphisme et des styles de déformation différents (St-Julien et Hubert, 1975) et limitées par la faille du Lac-Cascapédia (St-Julien et Hubert, 1975).

La zone de Humber interne présente les roches les plus intensément déformées et métamorphisées (St-Julien et Hubert, 1975 ; Williams, 1979). Cette zone est constituée de roches volcaniques (métabasaltes tholéiitiques subalcalins) néoprotérozoïques à cambriennes (Camiré, 1995 ; Pinet *et al.*, 2010) et de grès feldspathiques, constituant le Groupe de Schickshock (Nappe du Mont Logan ; Fig. 1.9), ainsi que de schistes de la Formation de l'Orignal. Cette zone compte également les roches du Groupe de Maquereau situé dans le Sud-Est de la Gaspésie (boutonnière de Maquereau-Mictaw). Le métamorphisme dans la zone interne atteint les faciès "schistes verts" et "amphibolites", plus particulièrement pour les roches du Groupe de Shickshock dans le Nord de la Gaspésie (Camiré, 1995).

La zone de Humber externe comprend des nappes allochtones, ainsi qu'un bassin d'avant pays. Les failles majeures de chevauchement et les plis sont à vergence nord-ouest. Les roches sont déformées et caractérisées par un bas degré métamorphique. Cette zone contient les dépôts sédimentaires de rift, de marge passive et de talus de roches silicoclastiques et carbonatées datant du Cambrien à l'Ordovicien moyen. Les nappes allochtones et le bassin d'avant-pays sont séparés par la Ligne Logan (Brisebois *et al.*, 1991; Slivitzky *et al.*, 1991). Les nappes allochtones comprennent :

1) la nappe de la Rivière Sainte Anne (Fig. 1.9), constituée de successions turbiditiques calcareuses, boueuses et sableuses de la Formations de l'Orignal (appartenant au Groupe de Saint-Roch), du Groupe de Trois-Pistoles et de la Formation de Rivière Ouelle, qui s'étendent du Cambrien à l'Ordovicien inférieur et moyen (Fig. 1.10 ; Lavoie *et al.*, 2003) ;

2) la nappe de la Rivière Marsoui (Fig. 1.9), comprenant des flyschs calcareux, argileux et siliceux de la Formation de Deslandes de l'Ordovicien supérieur (Fig. 1.10 ; Lavoie *et al.*, 2003) ; et

3) le Mélange de Cap-Chat (Figs 1.9 et 1.10 ; Slivitsky *et al.*, 1991) daté de l'Ordovicien supérieur, consistant en des blocs de toutes tailles, atteignant parfois plus d'un kilomètre pris dans une matrice argileuse et corrélables avec les lithologies de Rivière Ouelle, de Tourelle et de Deslandes (Cousineau, 1998).

La succession sédimentaire composée des formations du Groupe de Saint-Roch jusqu'à la Formation de Rivière Ouelle (Fig. 1.10) est surmontée par les flyschs syn-orogéniques d'avant-pays taconien que sont les formations de Tourelle, de Deslandes et de Cloridorme, datés de l'Ordovicien moyen à supérieur (Fig.s 1.9 et 1.10 ; Slivitsky *et al.*, 1991 ; Prave *et al.*, 2000).

B - Zone de Dunnage

Les roches de la zone de Dunnage représentent les reliques du domaine océanique ordovicien Iapétus (Williams, 1995). La zone de Dunnage en Gaspésie comprend des roches ophiolitiques, des mélanges tectoniques et sédimentaires, des séquences volcaniques d'arcs insulaires et des dépôts sédimentaires de bassins d'avant-arc (Tremblay *et al.*, 1995 ; Dupuis *et al.*, 2009). Les zones de Humber et de Dunnage sont en contact tectonique le long de la ligne Baie Verte–Brompton (Fig. 1.8 ; Williams et St-Julien, 1982).

Les roches sont d'âge Ordovicien précoce à tardif et de bas degré métamorphique (faciès « schistes verts » ; Malo *et al.*, 2001). En Gaspésie, les roches de la zone de Dunnage n'affleurent que très peu. On les retrouve dans les zones des failles de Shickshock Sud et du Grand Pabos (Fig. 1.9), et dans les boutonnières le long de la ligne Baie Verte-Brompton (par exemple la boutonnière de Maquereau-Mictaw dans le Sud de la Gaspésie ou le Mélange du Ruisseau Isabelle, MRI ; Fig. 1.9).

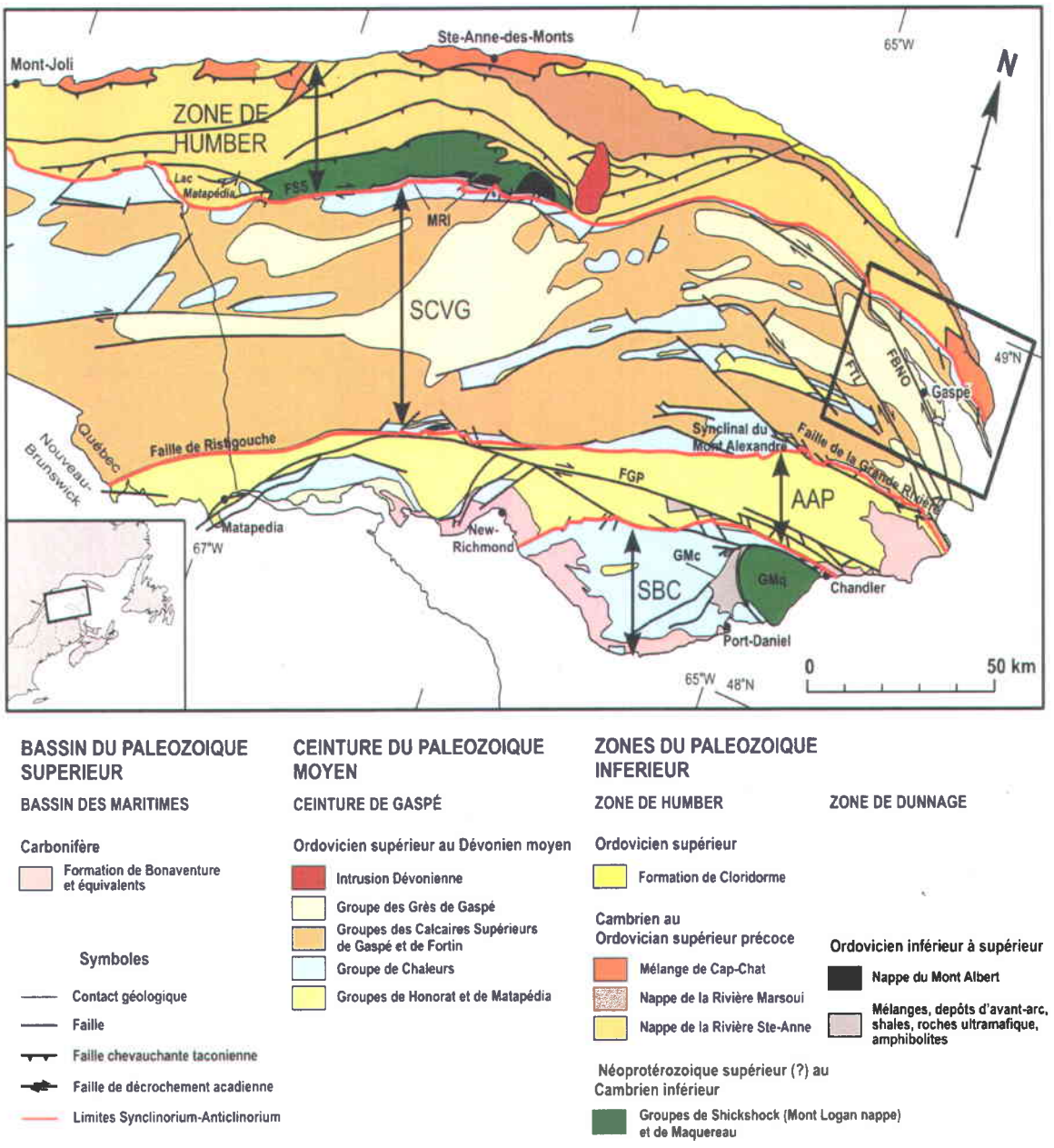


Figure 1.9 : Carte géologique de la Gaspésie (modifiée de Brisebois *et al.*, 1991). SCVG = Synclinorium de Connecticut Valley Gaspé ; AAP = Anticlinorium d'Aroostook Percé ; SBC = Synclinorim de la Baie des Chaleurs ; FGP = Faille du Grand Pabos ; GMc = Groupe de Mictaw ; GMq = Groupe de Maquereau ; MRI = Mélange de Ruisseau Isabelle ; FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; FSS = Faille de Shickshock Sud. La zone étudiée est indiquée dans le rectangle noir.

C - Contexte structural et tectonique des zones de Humber et Dunnage

Les roches des zones de Humber et de Dunnage ont été majoritairement déformées lors des deux orogenèses principales ayant affecté les Appalaches : les orogenèses taconienne et acadienne (Fig. 1.10).

L'orogenèse taconienne est liée à l'obduction d'ophiolites et à la collision d'arcs magmatiques, associées au raccourcissement crustal de la marge de Laurentia (De Broucker, 1987 ; Pincivy *et al.*, 2003 ; Malo *et al.*, 2008a). Elle date de l'Ordovicien moyen à l'Ordovicien tardif et s'est déroulée en deux phases notées D1 de 465 à 456 Ma et D2 à 448,5 Ma environ (Malo *et al.*, 2008a). L'obduction de l'ophiolite est l'un des principaux événements ayant causé la déformation et le métamorphisme dans la zone de Humber pendant l'orogenèse taconienne (Pinet et Tremblay, 1995 ; Sacks *et al.*, 2004). En Gaspésie, l'orogenèse taconienne est caractérisée par des nappes de chevauchement et des plis à vergence nord-ouest (Malo *et al.*, 2008a). Béland (1980) ainsi que Berger et Ramsay (1993) décrivent un mouvement décrochant pré-silurien le long de la faille du Bras Nord-Ouest. Bourque *et al.* (2001a) montrent une érosion du Supergroupe de Québec, mais aucune donnée précise n'existe sur l'épaisseur de sédiments érodés durant cette phase orogénique. Roy (2008) estime cependant, grâce à la modélisation, que cette épaisseur atteint 1000 m pour le puits Gaspé Sud.

L'orogenèse acadienne date du Dévonien moyen (Bourque *et al.*, 2000 ; Kirkwood *et al.*, 2004 ; Malo, 2004) et est interprétée comme une collision entre la terrane d'Avalon et la marge irrégulière de Laurentia incluant les terranes taconiennes déjà accrétées (Malo *et al.*, 1995). Son influence est reconnue dans la zone de Dunnage du Sud de la Gaspésie, où elle est associée au développement d'une déformation régionale (Tremblay, 1992 ; Cousineau et Tremblay, 1993 ; Malo et Bourque, 1993 ; Malo *et al.*, 1995). Dans la zone de Humber, Pinet (2011) interprète des plis tardifs et ouverts dans le Mélange de Cap-Chat comme des déformations liées à cette orogenèse. D'autre part, Pinet *et al.* (2012) documentent une zone plissée entre la Gaspésie et l'Ile d'Anticosti, qu'ils interprètent comme d'âge acadien.

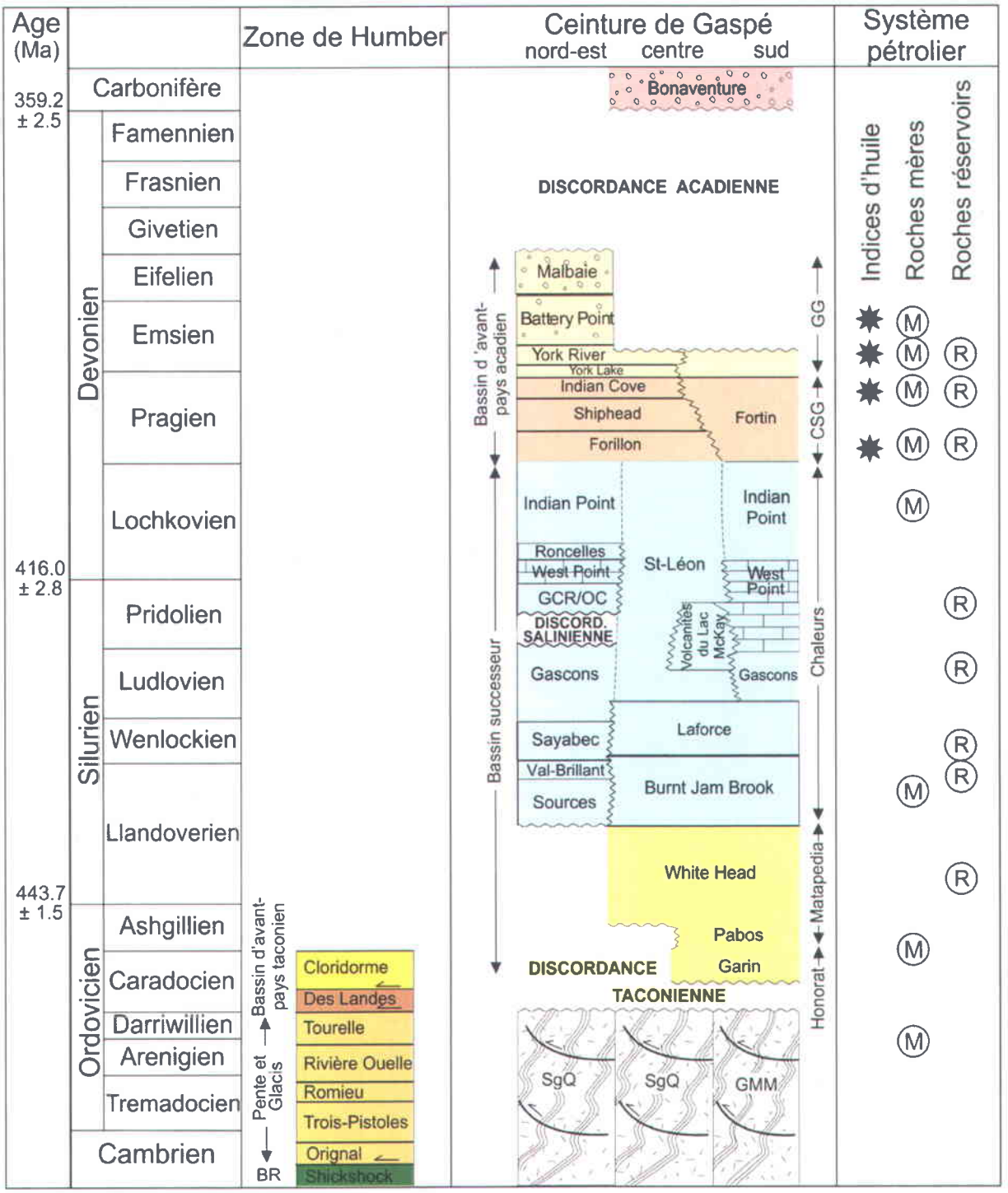


Figure 1.10 : Colonne stratigraphique généralisée pour la Zone de Humber et la Ceinture de Gaspé représentant les principaux éléments du système pétrolier (modifiée de Kirkwood *et al.*, 2004). BR = Basaltes de rift ; CSG = Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé ; GCR/OC = Griffon Cove River/Membre de Owl Capes ; GG = Groupe des Grès de Gaspé ; GMM = Groupes de Maquereau et Mictaw ; M = Roche mère ; R = Roche réservoir ; SgQ = Supergroupe de Québec.

1.5.2 - Assemblage du Paléozoïque moyen : Ceinture de Gaspé dans la région nord-est de la Gaspésie

La Ceinture de Gaspé (Williams, 1995) est un bassin successeur composé de roches de l'Ordovicien supérieur (Caradocien) au Dévonien supérieur (Frasnien). La Ceinture de Gaspé est divisée en trois domaines structuraux orientés Nord-Est/Sud-Ouest (Malo, 2001) : le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et le synclinorium de la Baie des Chaleurs. Elle se divise également en quatre assemblages temporels et lithologiques (Bourque *et al.*, 2000 ; Fig. 1.10). La zone d'étude se situant dans le premier domaine structural, seules les caractéristiques du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé sont développées.

Ce synclinorium se situe entre les allochtones taconiens de la zone de Humber et l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (Fig. 1.9). Le contact nord du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé avec les roches plus anciennes est un contact tectonique dans le centre de la Gaspésie (faille de Shickshock-Sud) et une discordance à l'Ouest et à l'Est de la péninsule (Fig. 1.9). Au Sud, le synclinorium est en contact faillé (système de failles de la Grande Rivière et faille de Ristigouche, Bourque *et al.,* 1993, 1995) ou concordant (au niveau du synclinal du Mont Alexandre, Bourque *et al.,* 1993, 1995) avec l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (Fig. 1.9). Le synclinorium est caractérisé par de vastes synclinaux à fond plat de direction nord-est renfermant des roches dévoniennes, et des anticlinaux étroits, asymétriques et à flancs à fort pendage formés de roches siluriennes. La plupart des plis plongent vers l'Est-Nord-Est et l'Ouest-Sud-Ouest (Malo et Kirkwood, 1995 ; Malo, 2001). Le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, peut être lui-même divisé en trois blocs dans la région nord-est de la Gaspésie (Bertrand et Malo, 2001), nord, centre et sud (Fig. 1.3), délimités par deux failles de décrochement dextre, d'orientation nord-ouest (Kirkwood, 1989 ; Berger et Ramsay, 1993). Le bloc nord est défini entre la discordance taconienne et la faille du Bras Nord-Ouest, le bloc centre est limité par la faille du Bras Nord-Ouest et la faille du Troisième Lac, et le bloc sud est compris entre la faille du Troisième Lac et la faille de Grande Rivière (Figs. 1.3 et 1.9). La faille du Bras Nord-Ouest est caractérisée par un mouvement pré-silurien décrochant (Malo et Kirkwood, 1995), puis par un mouvement syn-sédimentaire normal durant la phase salinienne, observé par un épaississement des roches du Silurien et du Dévonien inférieur dans le toit de la faille (Béland, 1980 ; Roksandic et Granger, 1981 ; Amyot, 1984 ; Lavoie, 1992 ; Bourque, 2001). La faille du Troisième Lac présente le même mouvement syn-sédimentaire normal.

Les quatre assemblages temporels et lithologiques de la Ceinture de Gaspé sont (Bourque *et al.*, 2000 ; Fig. 1.10) :

1) les faciès profonds clastiques carbonatés à grain fin des groupes d'Honorat et de Matapédia, localisés dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et datés de l'Ordovicien tardif au Silurien précoce (Caradocien au Llandoverien) ;

2) les faciès de plate-forme néritique à profonde siluriens à dévoniens du Groupe de Chaleurs affleurant au sein du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé et du synclinorium de la Baie des Chaleurs ;

3) les faciès carbonatés et silicoclastiques dévoniens de bassin et de plate-forme profonde, à grain fin, du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé, et de son équivalent latéral du Groupe de Fortin du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé ;

4) les faciès dévoniens à grain grossier du Groupe des Grès de Gaspé, proximaux à terrestres et leurs équivalents latéraux du Groupe de Fortin du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé.

A - Description des assemblages temporels et lithologiques

Les épaisseurs indiquées ci-après pour la région nord-est de la Gaspésie, ou des zones proches, sont tirées des travaux de Brisebois (1981), Lavoie (1992), Bourque *et al.* (1995) et Bourque (2001).

Groupe d'Honorat et de Matapédia

Les groupes d'Honorat et de Matapédia (Fig. 1.10) sont essentiellement observés dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, mais sont également présents sous le Groupe de Chaleurs des anticlinaux de la Rivière St-Jean et de Gastonguay (Kirkwood *et al.*, 2001). Le Groupe d'Honorat, formé par la Formation de Garin, est une unité terrigène constituée de sédiments d'eau profonde, de claystones, de mudstones, de siltstones, de wackes quartzeux et lithiques, de conglomérats et de calcaires silteux (Malo, 1988). Son épaisseur est estimée à 1200 m. La Formation de Garin est interprétée comme l'unité initiale de remplissage de bassin post-orogénique (Malo, 2004). Le Groupe de Matapédia est constitué des formations de Pabos et de White Head. La Formation de Pabos, de l'Ordovicien supérieur, repose en conformité sur le

Groupe d'Honorat. Elle est divisée en deux membres informels constitués de mudstones calcareux et de calcaires argileux (Malo, 1988) et son épaisseur est évaluée à 1400 m. La Formation de White Head repose en concordance sur la Formation de Pabos et est constituée de quatre membres formels composés de calcilutites, de mudshales calcareux, de calcarénites, de mudstones, et de calcaires argileux (Lespérance *et al.*, 1987). Elle est datée de l'Ordovicien tardif au Silurien précoce et atteint 1250 m au Nord de Percé.

Groupe de Chaleurs

Le Groupe de Chaleurs est composé de faciès de plate-forme peu profonde à profonde du Silurien au Dévonien inférieur (Llandoverien à Lochkovien ; Fig. 1.10). Il peut être séparé en trois assemblages. L'assemblage terrigène inférieur correspond, dans la partie nord, aux formations des Sources et de Val Brillant et dans la partie sud, à la Formation de Burnt Jam Brook (Bourque *et al.*, 2001b). La Formation des Sources est constituée de calcilutites gris brun avec interlits de shales localement riches en fossiles et épais de 9 m. La Formation de Val-Brillant, épaisse de 60 m, est composée de grès quartzeux et la Formation de Burnt Jam Brook (épaisse de 5 à 700 m) est formée de claystones à graptolites de milieu profond recouverts par des grès quartzeux littoraux à terrestres. L'assemblage médian renferme des calcaires de plate-forme et d'eaux profondes. Les calcaires de plate-forme (faciès péritidaux, récifaux et subtidaux ; Lavoie *et al.*, 1992 ; Bourque *et al.*, 2001b) composent les Formations de Sayabec et de La Vieille. Les calcaires d'eaux profondes, d'une épaisseur de 5 à 260 m, appartiennent à la Formation de Laforce et sont constitués de calcarénites et calcirudites lithoclastiques sableuses à laminations parallèles et obliques, et renferment une faible quantité de conglomérats calcaires (Lavoie *et al.*, 1992). Enfin, l'assemblage terrigène supérieur, épais de 300 à 1300 m de l'Est vers l'Ouest, présente les sédiments à grains fins des formations de Saint-Léon, de Gascons, de Roncelles et d'Indian Point. Cet assemblage rassemble des roches silicoclastiques à grain fin, des conglomérats, des roches volcaniques et des calcaires récifaux (Formation de West Point). Cette dernière unité n'est pas toujours présente mais peut atteindre des épaisseurs importantes (de 4 m dans le Nord de la Gaspésie jusqu'à 600 m dans le Sud). On trouve deux niveaux conglomératiques dans le Groupe des Chaleurs de la région nord-est de la Gaspésie : le Membre de Griffon Cove River (épais de 10 à 70 m), à la base de la Formation de West Point et le Membre d'Owl Capes (épais d'une dizaine de mètres), à l'intérieur de la Formation de Saint-Léon.

Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé

Le Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé regroupe des faciès carbonatés et silicoclastiques de plate-forme externe et de bassin du Dévonien inférieur (Pragien-Emsien) appartenant au synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (Fig. 1.10). Les roches sont déposées en concordance sur le Groupe de Chaleurs. Le Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé se compose de trois formations. La formation inférieure, la Formation de Forillon, consiste en une succession homogène de calcilutites grises dolomitiques, argileuses et siliceuses (Lespérance, 1980 ; Bourque *et al.*, 2001b ; Brisebois et Morin, 2003). La formation est épaisse de 270 à 470 m dans le Nord, mais atteint 580 m dans le puits Sunny Bank. La formation intermédiaire, la Formation de Shiphead, est plus hétérogène et a un contenu siliceux plus important que la Formation de Forillon. Cette formation est constituée de calcaires dolomitiques et siliceux en bancs fins et épais et de mudstones, avec des lits de calcarénites, des grès et des bentonites, et est épaisse de 100 à 690 m du Nord vers le Sud. La Formation de Shiphead renferme également des unités de grès grossier et de mudstones à structures de glissement. Enfin, la formation supérieure, la Formation d'Indian Cove représente une unité de calcilutites cherteuses ou silteuses en couches minces à moyennes.

Groupe des Grès de Gaspé

Le Groupe des Grès de Gaspé renferme des faciès silicoclastiques grossiers de la plate-forme interne proximale à terrestre du Dévonien moyen à supérieur (Emsien à Frasnien ; (Fig. 1.10). Cette unité se compose de quatre formations (Bourque *et al.*, 2001b ; Brisebois et Morin, 2003). L'unité basale est la Formation de York Lake et représente une unité de transition entre les unités sous-jacente, d'Indian Cove, et sus-jacente, de York River. A ce titre, elle est composée de calcilutites siliceuses avec arénites quartzeuses et wackes semblables à celles de la Formation d'Indian Cove et des wackes feldspathiques gris-vert équivalents à ceux de la Formation de York River. L'épaisseur de la formation diminue du Nord-Ouest vers l'Est et le Sud, de 500 m jusqu'à devenir nulle. La Formation de York River, sus-jacente, est formée à la base d'une alternance de wackes lithiques à feldspathiques à grain moyen à grossier, et de niveaux de grès fins et mudstones (faciès de l'Anse à Brillant de Brisebois, 1981) suivie de bancs épais de grès à stratifications entrecroisées à grande échelle et de mudstones. La formation est épaisse de 400 à 1000 m de l'Est vers l'Ouest de Gaspé. La Formation de Battery Point est la troisième unité composant le Groupe des Grès de Gaspé. C'est une formation de grès à grain moyen à grossier et de grès conglomératiques avec quelques siltstones et

mudstones (Cant et Walker, 1976 ; Walker et Cant, 1979 ; Rust, 1981). Elle est épaisse de 500 m au Nord-Ouest de la zone d'étude à plus de 2000 m près de Percé. L'unité supérieure du Groupe des Grès de Gaspé est la Formation de Malbaie. Elle représente un conglomérat en bancs épais, composé de galets, de cailloux de calcaires et de fragments volcaniques alternant avec des grès rouges à grain moyen à grossier et est d'une épaisseur maximale de 1300 m. Les faciès du Groupe des Grès de Gaspé se sont développés en réponse à la formation des reliefs acadiens au Sud (Bourque *et al.*, 2001b).

B - Contexte structural et tectonique de la Ceinture de Gaspé

Les roches de la Ceinture de Gaspé ont été déformées lors de deux phases orogéniques (Fig. 1.10), la pulsation salinienne et l'orogenèse acadienne, cette dernière étant la principale phase de déformation. L'orogenèse alléghanienne, syn- à post-Carbonifère, est reconnue avoir peu affecté la Ceinture de Gaspé.

L'orogenèse salinienne a affecté les roches du Groupe de Chaleurs. Elle est associée à des discordances angulaires et/ou érosives, des failles normales syn-sédimentaires, et des plis génétiquement liés aux failles (Roksandic et Granger, 1981 ; Lavoie, 1992 ; Malo, 2001). Le basculement de blocs faillés, associé à une diminution du niveau marin au Silurien tardif (Ludlovien tardif à Pridolien précoce) a engendré l'érosion des parties les plus élevées de ces blocs ainsi qu'une discordance (Bourque, 2001). Cette discordance, dite salinienne, peut, par endroits, s'enfoncer profondément dans les roches siluriennes et ordoviciennes sous-jacentes. La phase salinienne engendre le rejeu extensionnel de certaines structures préexistantes, comme les failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac au Silurien tardif-Dévonien précoce. Bourque *et al.* (2001b) notent l'absence des formations siluriennes de White Head, de Burnt Jam Brook, de Laforce, de Gascons au niveau de la région de Gaspé. Ces formations étant présentes plus au Sud (coupes 12, 14 et 15 de Bourque *et al.*, 2001b), il est possible que ces formations aient été érodées lors de l'orogenèse salinienne. D'après Bourque *et al.* (2000), l'érosion des roches de l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean atteint 500 m, alors que celle de la région au Nord de la faille du Bras Nord-Ouest est de 400 m.

Comme indiqué précédemment, l'orogenèse acadienne est interprétée comme une collision entre la terrane d'Avalon et la marge de Laurentia incluant les terranes taconiennes déjà accrétées (Malo *et al.*, 1995). Elle a eu lieu au Dévonien moyen (Bourque *et al.*, 2000 ; Kirkwood *et al.*, 2004 ; Malo, 2004) et a engendré plusieurs types de structures tectoniques, décrochements est-ouest, plis d'orientation nord-est et chevauchements dans la Ceinture de Gaspé (Malo et Béland, 1989 ; Kirkwood et Malo, 1993 ; Malo et Kirkwood, 1995 ; Beausoleil *et al.*, 2002). Trois stades de déformation acadienne sont reconnus en Gaspésie. Le premier stade est un raccourcissement parallèle aux couches régionales de direction nord-ouest, accompagné de plis de direction nord-est et de failles inverses. Le deuxième stade est un resserrement des plis avec développement d'un clivage plus important. Enfin le troisième stade est le développement de systèmes de failles décrochantes dans la couverture sédimentaire (Malo et Bourque, 1993 ; Malo et Kirkwood, 1995 ; Kirkwood, 1999). La déformation est cassante-ductile ou cassante sur plusieurs failles (système de failles du Grand Pabos, faille de Sainte-Florence, faille de Shickshock Sud, faille du Troisième Lac et faille du Bras Nord-Ouest). Ces structures sont des failles inverses à fort pendage ou des décrochements dextres de direction nord-est et des failles décrochantes dextres d'orientation est-nord-est à est. Plus particulièrement, les failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac sont décrites comme des décrochements dextres à composante inverse de direction nord-ouest (Béland, 1980 ; Bourque *et al.*, 1993). Les plis acadiens sont droits, larges et ouverts, d'orientation nord-est. L'importance des phénomènes d'érosion est encore discutée aujourd'hui. Ainsi, Bertrand et Malo (2001) indiquent des épaisseurs érodées différentes selon le bloc structural étudié (Fig. 1.3), le bloc nord (Fig. 1.3) présentant selon eux une érosion plus faible que le bloc central. Ces auteurs, ainsi que Roy (2008), estiment que l'érosion acadienne a affecté plus de sédiments dans le puits Gaspé Sud (entre 5 et 7 km) qu'au niveau du puits Sunny Bank (2 à 3,5 km). Il faut en revanche noter qu'aucune interprétation n'est disponible pour le bloc sud.

L'orogenèse alléghanienne est caractérisée par la présence de failles mineures affectant la séquence sédimentaire de la Ceinture de Gaspé, ainsi que par la réactivation de failles acadiennes (Bernard et Saint Julien, 1986 ; Bourque *et al.*, 1993 ; Bourque *et al.*, 1995 ; Malo et Kirkwood, 1995). En effet, plusieurs dyke post-acadiens mais anté-alléghaniens sont observés dans la région nord-est de la Gaspésie (comme le dyke de Tar Point ; Séguin, 1987 ; Pinet *et al.*, 2008) et affectés par l'orogenèse alléghanienne postérieure (Pinet *et al.*, 2008).

C - Cycles de régression-transgression

Les assemblages sédimentaires observés en Gaspésie sont le résultat de deux cycles de régression-transgression, comprenant les phases régressives notées R1, R2 et R3 séparées, respectivement, par les évènements transgressifs notés T1 et T2 (Bourque, 2001 ; Bourque *et al.*, 1995, 2000, 2001b ; Fig. 1.11). La sédimentation par cycle est liée au couplage entre tectonique et eustatisme.

La phase régressive R1 date de l'Ordovicien tardif au Silurien précoce. Elle correspond au remplissage du bassin post-taconien. Les dépôts du bassin sont les unités d'eaux profondes des Groupes d'Honorat et de Matapédia, suivies des assemblages silicoclastiques d'eaux peu profondes et terrigènes et des calcaires du Groupe de Chaleurs. D'après Bourque *et al.* (1995, 2000) et Bourque (2001), cet évènement serait lié avec la tectonique jouant pendant le Silurien précoce.

L'évènement transgressif T1 correspond au dépôt des unités siliciclastiques à grain fin supérieures du Groupe de Chaleurs. Selon Lavoie *et al.* (1992), Bourque (2001) et Bourque *et al.* (2001b), cette phase d'approfondissement serait due à l'augmentation du niveau marin relatif du Wenlockien tardif-Ludlovien précoce, combinée à la subsidence liée à la tectonique extensive durant le Silurien tardif.

La phase régressive R2 est reconnue par le dépôt de conglomérats de couches rouges terrestres et de calcaires récifaux du Groupe de Chaleurs. Elle est corrélée à une chute du niveau marin relatif entre le Ludlovien et le Pridolien, associée au basculement des blocs lors de l'orogenèse salinienne (Bourque *et al.*, 1995, 2001b). La phase R2 a contribué à la discordance salinienne.

L'évènement transgressif T2 correspond au dépôt des sédiments d'eaux profondes à grain fin et des turbidites de la partie sommitale du Groupe de Chaleurs, suivis du dépôt des calcaires d'eaux profondes à grain fin du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé. Ces sédiments se déposent dans un bassin subsident dans lequel des failles normales sont actives (Bourque *et al.*, 2001b).

La phase régressive R3 est enregistrée dans les faciès marins peu profonds à terrestres (faciès de delta ou d'estuaire ; Cant et Walker, 1976 ; Rust, 1981 ; Desbiens, 1992) du Groupe des Grès de Gaspé, développés en réponse au soulèvement du bassin dans le Sud, lié à l'orogenèse acadienne.

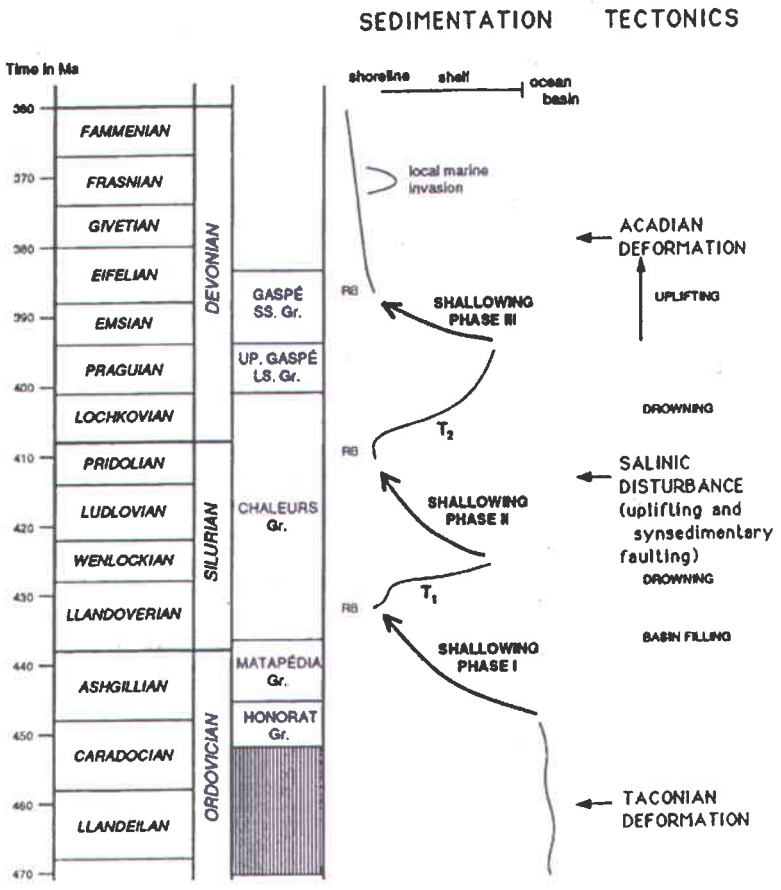


Figure 1.11 : Cycles de transgression- régression du Paléozoïque dans la Ceinture de Gaspé (tirée de Malo et Bourque, 1993). CH = Groupe de Chaleurs ; FO = Groupe de Fortin ; GS = Groupe des Grès de Gaspé ; HO =: Groupe de Honorat ; MA = Groupe de Matapédia ; R = Régression ; SU = Discordance salinienne ; T = Transgression ; UGL = Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé.

1.5.3 - Assemblage du Paléozoïque supérieur

A - Lithostratigraphie

L'assemblage du Paléozoïque supérieur (Fig. 1.10) correspond aux roches carbonifères présentes dans le Sud de la Gaspésie au niveau du synclinorium de la Baie des Chaleurs et du Bassin des Maritimes (Fig. 1.2). Un des objectifs de ce travail étant de déterminer la quantité possible de roches carbonifères déposées au niveau du Nord-Est de la Gaspésie, il est nécessaire de prendre en compte les roches présentes dans le Sud de la péninsule. Les roches carbonifères présentes en Gaspésie appartiennent aux formations de Bonaventure et de Cannes-de-Roche, et sont d'âge mississippien (Viséen ; Brisebois *et al.*, 1991 ; Jutras et

Prichonnet, 2002). Les roches des deux formations sont des conglomérats rouges, des grès et des mudstones, déposés dans un environnement fluviatile (van de Poll, 1995). Les roches carbonifères ont une épaisseur de 16 m dans la région de Chandler et de 250 m à Percé (McGerrigle, 1950).

Au niveau du Bassin des Maritimes, les roches carbonifères sont datées du Viséen au Pennsylvanien/Permien (Jutras *et al.*, 2001, 2007). Les formations sont plus épaisses et peuvent atteindre jusqu'à 12 km d'épaisseur dans le centre du Golfe du Saint-Laurent (Lavoie *et al.*, 2009a).

B - Contexte structural et tectonique

La dernière orogenèse ayant affecté la Gaspésie est l'orogenèse alléghanienne, datée du Pennsylvanien au Permien (Bourque *et al.*, 1993 ; Williams, 1995 ; Jutras *et al.*, 2001). Cette orogenèse est considérée comme ayant peu affecté les roches de la Ceinture de Gaspé car les roches carbonifères sont subhorizontales et présentent peu de déformation. Néanmoins, au niveau des villes de Percé et de Carleton sont notées des failles normales mineures affectant les roches carbonifères (Bourque *et al.*, 1993 ; Malo et Kirkwood, 1995), ainsi que des dykes post-acadiens décalés (Pinet *et al.*, 2008). L'épaisseur de sédiments érodés liée à cette phase orogénique n'est pas précisément connue en Gaspésie mais Roy (2008) a considéré, grâce aux modélisations, une érosion de 2000 m des unités carbonifères et dévoniennes lors de cette dernière phase tectonique au niveau des puits Gaspé Sud et Sunny Bank.

1.5.4 - Système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie

L'exploration pétrolière en Gaspésie a débuté vers la moitié du XIXe siècle, après la découverte de nombreux indices d'huile et de gaz (McGerrigle, 1950 ; Sikander, 1975 ; Lavoie et Bourque, 2001), principalement localisés dans les formations du Silurien supérieur et du Dévonien inférieur du Nord-Est de la Gaspésie. Depuis ces découvertes, des études portant sur les roches mères, la maturation thermique de ces roches mères, la migration des hydrocarbures et les roches réservoirs ont permis de préciser les éléments du système pétrolier. Le Tableau 1.3 est un résumé de ces éléments (Fig. 1.10) d'après les données de Kirkwood *et al.* (2004) et Lavoie *et al.* (2009a).

Une charte des évènements liés au système pétrolier est également proposée comme synthèse du système pétrolier de la Gaspésie à la Figure 1.12. Les données sont décrites ci-après et essentiellement issues de Lavoie *et al.* (2009a).

Tableau 1.3 : Éléments du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie d'après Kirkwood *et al.* (2001) et Lavoie *et al.* (2009a). CD = Calcaire dolomitique ; CF = Calcaires fracturés ; CR = Calcaires récifaux ; G = Grès ; GD = Grès à dissolution des feldspaths ; RP = Récif en pinacle ; dolom. = dolomitiques

Âge	Roches mères	Roches réservoirs	Roches couvertures
Dévonien	York River (charbon)	York River (G)	Transition grès/shales fins
	Shiphead (intervalles locaux)	Indian Cove (CF)	Transition roches fracturées/massives
	Forillon (intervalles locaux)	Forillon (CF)	Transition roches fracturées/massives
		West Point (RP)	Indian Point (terrigènes fins)
Silurien		West Point (CR)	Indian Point (terrigènes fins)
		Sayabec/La Vieille(CD)	Transition roches dolom./massives
		Val Brillant (GD)	Sayabec/La Vieille (roches massives)
		Matapédia (CF)	Groupe de Chaleurs (clastites fines)
Ordovicien	Rivière Ouelle et équivalents		
Cambrien			

Les roches mères reconnues en Gaspésie (Fig. 1.10) ont été étudiées en détail par Bertrand et Malo (2001), Roy (2008) et Lavoie *et al.* (2009a). Avec des teneurs en carbone organique supérieures à 1 ou 2 %, les roches mères ordoviciennes potentielles appartiennent à la Formation de Rivière Ouelle et ses équivalents (de la zone de Humber ; Fig. 1.9), à la Formation de Mictaw (près de Port-Daniel ; Fig. 1.9), au shale du Mélange de Ruisseau Isabelle (Zone de Dunnage ; Fig. 1.9) et à la Formation de Macasty de l'Ile d'Anticosti. Les trois dernières roches mères citées n'appartiennent cependant pas à la région étudiée, et ne seront donc pas considérées dans la suite de ce travail. Cependant, en raison de la structuration complexe de l'ensemble cambro-ordovicien, la présence de ces roches mères pourrait être possible sous le bassin siluro-dévonien, bien que non documentée jusqu'à présent. Les meilleures roches mères potentielles de l'ensemble siluro-dévonien appartiennent à la Formations d'Indian Point du Groupe de Chaleurs, aux formations de Forillon et de Shiphead, du Groupe des Calcaires

Supérieurs de Gaspé et à la Formation de York River (charbon affleurant à l'Anse à Brillant) des Grès de Gaspé (Ansley, 1997). Ces roches mères de Type II ou de Type III ou un mélange de Type II-III (Bertrand et Malo, 2001) peuvent présenter des COT supérieur à 2 %.

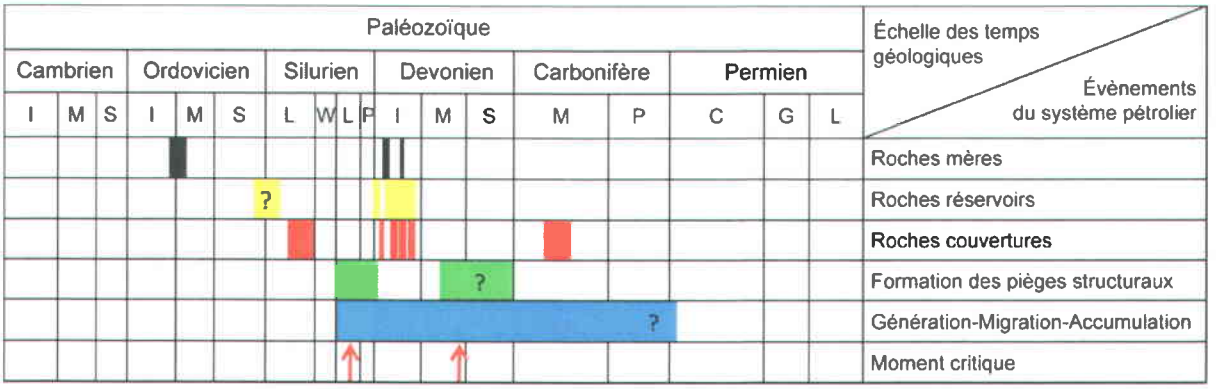


Figure 1.12 : Charte des évènements du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie. Inspirée de Lavoie *et al.* (2009a).

Les huiles observées en affleurement ou dans les puits sont des huiles brunes légèrement biodégradées et des condensats (Idiz *et al.*, 1997). Les huiles de puits ont des degrés API atteignant 46,9° (Lavoie *et al.*, 2009a). Les puits de Pétrolia-Le Ber, Pétrolia-Wakeham et Pétrolia-Haldimand n°1 (Junex, communication personnelle, 2009), forés dans la région nord-est de la Gaspésie, présentent des huiles de 28,9° à 46,3° (http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg). Les huiles provenant d'affleurements ont des valeurs de degré API autour de 20°. Les analyses géochimiques effectuées sur les huiles et les roches mères tendent à montrer une corrélation entre les roches cambro-ordoviciennes et les huiles analysées (Idiz *et al.*, 1997 ; Rodgers *et al.*, 1998). Cependant, Roy (2008) indique qu'une contribution ou une contamination potentielle des roches mères siluro-dévoniennes ne peut être exclue.

La maturation thermique des roches de la Ceinture de Gaspé est variable avec des valeurs de maturité caractérisant des roches immatures à supramatures. Les isovaleurs de la réflectance sont en grande partie orientés parallèlement aux contacts géologiques, indiquant que le pic de maturation a eu lieu avant l'orogenèse acadienne (Bertrand et Malo, 2001). Les valeurs de maturité de surface les plus faibles sont observées dans la région nord-est de la Ceinture de Gaspé. Dans cette région, les valeurs de réflectance de la vitrinite équivalente les plus faibles (R_{oeq} < 0,6 % ; cf. Chapitre 3) sont retrouvées au niveau des unités clastiques

dévoniennes. Les valeurs les plus élevées, caractérisant la fenêtre à gaz sec ou plus mature, se situent dans le bloc sud, au niveau de l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean, où est foré le puits York (Fig. 1.3). Les études sur la vitrinite équivalente révèlent un saut de maturation thermique entre les roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes au Nord de la faille du Bras Nord-Ouest (bloc nord de la zone d'étude, Fig. 1.3). Au niveau du bloc centre, les R_{oeq} mesurées sur l'ensemble des formations de divers puits augmentent linéairement avec la profondeur (Bertrand 1987 ; Bertrand et Malo, 2001), montrant ainsi l'absence du saut de maturation, contrairement à ce qui est constaté dans bloc nord.

Les études de modélisations thermiques (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008) suggèrent une génération d'hydrocarbures au Dévonien moyen pour les roches cambro-ordoviciennes et les roches siluro-dévoniennes du bloc centre. Par ailleurs, des observations d'inclusions d'huile et de gaz dans les formations de White Head et de West Point (Bourque *et al.*, 2001a ; Kirkwood *et al.*, 2001), de bitumes dans les pores (formations de La Vieille et de Sayabec ; Lavoie et Morin, 2004 ; Lavoie et Chi, 2006), ainsi que la présence d'huile et de gaz dans le Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé (champs de Galt et d'Haldimand) démontrent plusieurs phases de migration des hydrocarbures, incluant une ou plusieurs phases précédant les orogenèses salinienne et acadienne. Les hydrocarbures ayant été générés avant l'orogénèse taconienne n'ont probablement pas pu être préservés dans les réservoirs cambro-ordoviciens (Bertrand et Malo, 2001).

Sept niveaux réservoirs potentiels d'âge siluro-dévonien sont reconnus dans la région nord-est de la Gaspésie. Ceux présentés ci-dessous représentent uniquement des unités présentes dans la région d'étude (Kirkwood *et al.*, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2009a ; Fig. 1.10) : 1) les calcaires fracturés de l'Ordovicien supérieur au Silurien inférieur, 2) les grès du Silurien inférieur, 3) les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur, 4) les récifs dolomitiques à altération hydrothermale du Silurien supérieur, 5) les récifs en pinacle dolomitiques à altération hydrothermale du Dévonien inférieur, 6) les calcaires dolomitiques et bréchiques du Dévonien inférieur, 7) les grès du Dévonien inférieur. Seuls les quatre derniers réservoirs sont reconnus jusqu'à présent dans la région nord-est de la Gaspésie.

Les calcaires de l'Ordovicien supérieur au Silurien inférieur appartiennent à la Formation de White Head. Le potentiel réservoir repose ici sur la fracturation engendrée par les orogenèses salinienne et acadienne, qui a amélioré la porosité et la perméabilité des roches (Kirkwood *et al.*, 2001). Différents échantillons de cette formation ont montré des porosités intéressantes, comprises entre 0,6 et 1,1 %, mais des perméabilités très faibles (Lavoie, 2009).

Les pièges et couvertures potentiels de ce réservoir fracturé sont les roches clastiques fins et claystones du Groupe de Chaleurs sus-jacent. Cette formation calcaire n'est pas notée par Lavoie *et al.* (2009a) comme réservoir mais son potentiel de réservoir est tout de même considéré dans cette étude.

Les grès du Silurien inférieur appartiennent à la Formation de Val-Brillant. Ces roches sont caractérisées (au moins localement) par une dissolution des feldspaths qui permet une augmentation de la porosité jusqu'à 2,5 %, mais pas de la perméabilité, qui avoisine 0,02 mD (Lavoie, 2009 ; Lavoie *et al.,* 2009a). Les plis ouverts liés aux failles normales saliniennes et/ou à la transpression acadienne représentent des pièges potentiels. Les niveaux couvertures comprennent ici les roches non fracturées de la Formation de Sayabec sus-jacente, ainsi que la discordance salinienne.

Les calcaires de la Formation de Sayabec du Silurien inférieur sont des roches massives qui présentent parfois des cavités de dissolution importantes associées à une dolomitisation hydrothermale. Ainsi, ces roches ont une porosité secondaire allant jusqu'à 6,6 % (exceptionnellement 25 % pour un seul échantillon) et des perméabilités de 0 à 4,68 mD (Lavoie et Chi, 2001 ; Lavoie, 2009 ; Lavoie *et al.*, 2009a). La transition entre roches massives et roches dolomitiques, ainsi que la discordance salinienne, sont supposés correspondre aux pièges et aux couvertures de cette cible d'exploration.

Les récifs dolomitisés du Silurien supérieur correspondent à la Formation de West Point qui consiste en trois complexes récifaux carbonatés superposés entourés de faciès clastiques à grain fin (Bourque, 2001). La formation se révèle peu poreuse et peu perméable (Bourque *et al.*, 2001a ; Lavoie, 2009 ; Lavoie *et al.*, 2009a) mais fracturation et dolomitisation peuvent avoir localement augmenté la porosité. Les pièges et couvertures potentiels de ces réservoirs correspondent à la transition entre des intervalles dolomitisés poreux et des carbonates imperméables ou aux faciès boueux de la Formation d'Indian Point qui joue le rôle de couverture latérale et sus-jacente.

Les récifs en pinacle du Dévonien inférieur correspondent à la partie supérieure de la Formation de West Point. Ils consistent en des récifs en pinacle isolés de plus de 300 m d'épaisseur et étendus sur plus de 2000 m. Ces récifs sont construits sur des hauts paléogéographiques suivant l'érosion salinienne et surmontent les récifs du West Point du Silurien supérieur (Bourque, 2001). Leur dolomitisation, liée au passage des fluides hydrothermaux au niveau des failles extensionnelles ou transtensionnelles, a permis l'accroissement de la porosité jusqu'à 7 % localement (Lavoie, 2009). Les pièges et couvertures

sont les mêmes que pour les récifs du West Point du Silurien inférieur, les boues siliciclastiques de la Formation d'Indian Point et la transition entre des intervalles dolomitisés et des carbonates peu poreux.

Les Calcaires Supérieurs de Gaspé du Dévonien inférieur regroupent des unités calcaires fracturées et bréchifiées qui sont reconnues comme des réservoirs de pétrole. La Formation de Forillon est un réservoir prouvé de gaz, tandis que la Formation d'Indian Cove renferme de l'huile et du gaz au niveau du puits Galt. Les Calcaires Supérieurs de Gaspé présentent des porosités et des perméabilités généralement faibles mais la fracturation importante de ces roches près des failles les augmente considérablement. De même, la dolomitisation hydrothermale des calcaires observés près des réseaux de fractures importantes permet l'augmentation de la perméabilité (Lavoie *et al.*, 2009a). Les mesures de porosité et de perméabilité au niveau du puits Galt indiquent des valeurs maximales de 7 % et 600 mD, respectivement, dans la Formation de Forillon (Hu et Lavoie, 2008 ; Lavoie, 2009). Les calcaires massifs faiblement fracturés semblent jouer le rôle de couvertures. Les anticlinaux semblent être les pièges principaux des hydrocarbures, comme le montre le champ de Galt (Kirkwood *et al.*, 2004 ; Dietrich *et al.*, 2011). Cependant, la tectonique complexe de la chaîne plissée et faillée de la Gaspésie permet de penser que d'autres types de pièges structuraux existent. Dans la zone de Gaspé, la Formation d'Indian Cove peut localement présenter une porosité supérieure à 1 % et une perméabilité très faible (Lavoie, 2009).

Les Grès de Gaspé du Dévonien inférieur regroupent les roches dans lesquelles sont observés les indices de surface et des indices dans les puits. Les hydrocarbures retrouvés au niveau du champ d'Haldimand sont issus de la Formation de York River. Ce réservoir présente une porosité comprise entre 5 et 15 %. Les perméabilités de cette formation se situent entre 0,04 et 0,08 mD pour la zone de Gaspé (Lavoie, 2009). Cependant, Hu et Lavoie (2008) et Lavoie (2009) notent des perméabilités jusqu'à 4,3 mD pour les Grès de Gaspé, la Formation de Battery Point présentant les valeurs maximales de porosité et de perméabilité. Les couvertures de ces formations gréseuses sont généralement liées à la transition rapide de faciès de chenaux et deltas poreux à des unités principalement boueuses (Lavoie *et al.*, 2009a). Pour le champ d'Haldimand, c'est une faille qui scelle les unités réservoirs (Lavoie *et al.*, 2009a).

Le contexte géologique étant établi, il est maintenant nécessaire de décrire les processus fondamentaux de formation, d'expulsion et de migration des hydrocarbures avant d'aborder plus spécifiquement le cas de la Gaspésie.

CHAPITRE 2
GENÈSE DES HYDROCARBURES DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES

CHAPITRE 2
GENÈSE DES HYDROCARBURES DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES

2.1 - La matière organique

La matière organique sédimentaire provient de l'accumulation de composés organiques après la mort d'organismes vivants, et est définie par Tissot et Welte (1984) comme "le matériel constitué de molécules organiques de forme monomérique ou polymérique directement ou indirectement dérivée de la partie organique des organismes". La matière organique est formée de bitume, soluble dans les solvants organiques (les hydrocarbures), et de kérogène, fraction insoluble dans les solvants organiques (Fig. 2.1 ; Durand, 1980, 1987). C'est à partir du kérogène que sont formés, principalement par augmentation de la température, l'huile et le gaz retrouvés dans les réservoirs.

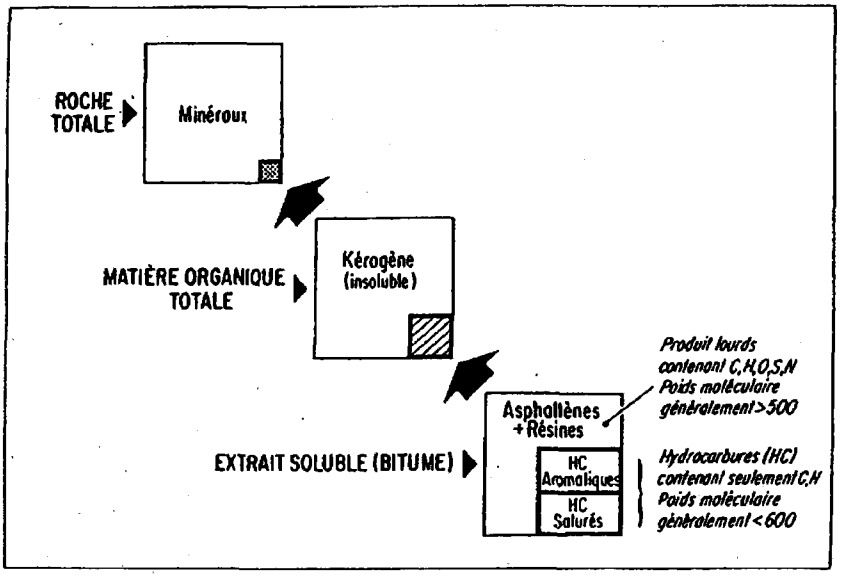


Figure 2.1 : Composition de la matière organique dans les sédiments. Tirée de Tissot et Welte (1984), modifiée par Durand (1987).

Les kérogènes sont un mélange de macéraux (restes de divers types d'organismes distinguables par leur chimie, leur réflectance et leur morphologie, Stach *et al.*, 1982) et de produits de dégradation de la matière organique (Peters et Cassa, 1994).
Il est estimé qu'une très faible fraction du carbone organique (environ 1 %) s'accumule et alimente le cycle sédimentaire du carbone organique, le reste étant réutilisé dans le cycle biologique du carbone sous forme de CO_2 (Durant, 1980 ; Tissot et Welte, 1984 ; Durand, 1987). La préservation de la matière organique s'effectue dans les milieux aquatiques anoxiques (contenant moins de 0,1 ml/l d'oxygène dissout ; Rhoads et Morse, 1971) et moyennement profond comme les lacs, les deltas ou le plateau continental. Lorsque la teneur en matière organique dans les sédiments est supérieure à 2 %, la roche est dénommée roche mère (Peters et Cassa, 1994). Les principaux producteurs primaires de carbone sont le phytoplancton, le zooplancton, les bactéries et les végétaux, caractéristiques de milieux de dépôt particuliers. Les matières organiques formées présentent donc des caractères différents selon le type et l'environnement de dépôt.

2.2 - Classification des kérogènes

Les organismes vivants sont constitués de lipides, de protéines et d'hydrates de carbone. Les végétaux supérieurs comptent également de la lignine. Chaque élément est présent en quantité différente selon les organismes. La classification la plus utilisée actuellement pour caractériser les kérogènes est celle définie par van Krevelen (van Krevelen, 1961 ; Tissot et Welte, 1984). Elle est basée sur la composition atomique des kérogènes obtenue par analyse élémentaire des teneurs en carbone, hydrogène, oxygène, azote et soufre. La classification s'effectue en replaçant ces données d'analyse élémentaire dans le diagramme de van Krevelen qui caractérise l'origine et l'évolution des kérogènes grâce à leurs rapports atomiques H/C et O/C. La classification de van Krevelen distingue trois principaux types de kérogènes (Fig. 2.2) :

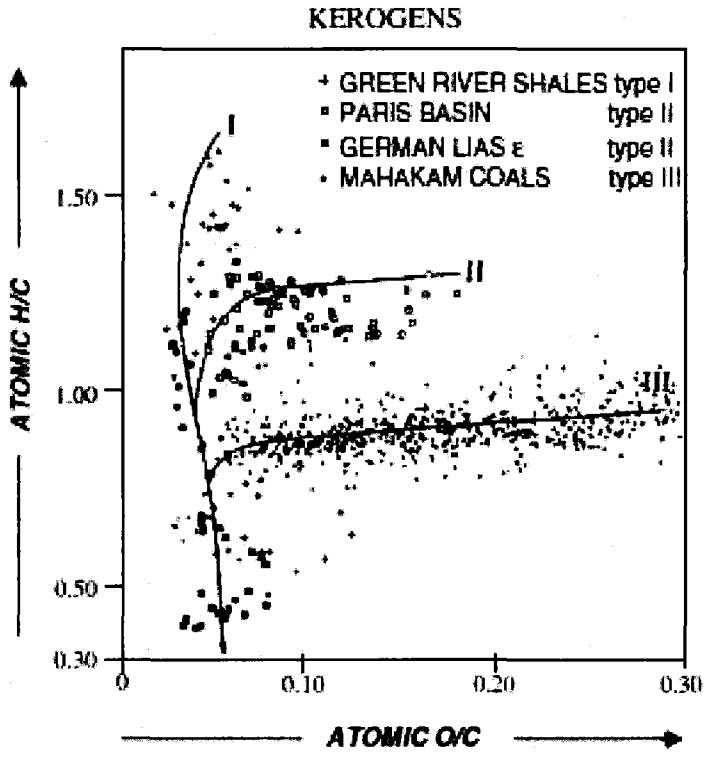


Figure 2.2 : Classification des principaux types de kérogènes dans le diagramme de van Krevelen. Tirée de Vandenbroucke et Largeau (2007).

Type I : Les kérogènes de Type I sont issus de la décomposition d'algues et de bactéries d'origine lacustre. De ce fait, dans un stade immature, ils présentent un fort rapport atomique H/C (~ 1,5), un faible rapport atomique O/C (~ 0,1) ainsi qu'un index d'hydrogène (IH) supérieur à 600 mg/g C. Contenant une forte teneur en C et H, constituants principaux des pétroles, le Type I est celui qui fournit la plus grande quantité d'hydrocarbures au cours de sa maturation. Les kérogènes de Type I sont principalement constitués de chaînes aliphatiques hydrocarbonées (chaînes linéaires formées d'atomes C et H), les structures cycliques et aromatiques y étant rares.

Type II : Les kérogènes de Type II sont issus de la dégradation de la biomasse planctonique marine. Les kérogènes immatures présentent des rapports atomiques H/C et O/C respectivement d'environ 1,3 et 0,15 et des IH entre 300 et 600 mg/g C. Les chaînes aliphatiques constituant de ces kérogènes sont moins longues alors que les structures cycliques et aromatiques sont plus longues que pour les kérogènes de Type I. Il existe également un Type II-S caractérisé par une teneur élevée en soufre (8 à 14 %).

Type III : Les kérogènes de Type III ont pour origine les végétaux supérieurs terrestres. Immatures, ils présentent un faible rapport atomique H/C, de l'ordre de 0,7-0,9, un rapport atomique O/C (0,3-0,4) plus important que pour les autres types de kérogènes et des IH de l'ordre de 300 mg/g C (Peters et Cassa, 1994). Ces kérogènes sont constitués de structures aromatiques et de fonctions oxygénées et fournissent, de ce fait, peu d'hydrocarbures.

2.3 - Maturation des kérogènes et genèse des hydrocarbures

Tout au long de l'histoire géologique et de l'enfouissement des sédiments, les kérogènes subissent des transformations physico-chimiques contrôlées par l'activité biologique, la température et la pression. Trois étapes successives de transformation du kérogène en huile et en gaz, phénomène appelé maturation, sont définies durant l'enfouissement (Tissot et Welte, 1984 ; Durand, 1987 ; Fig. 2.3).

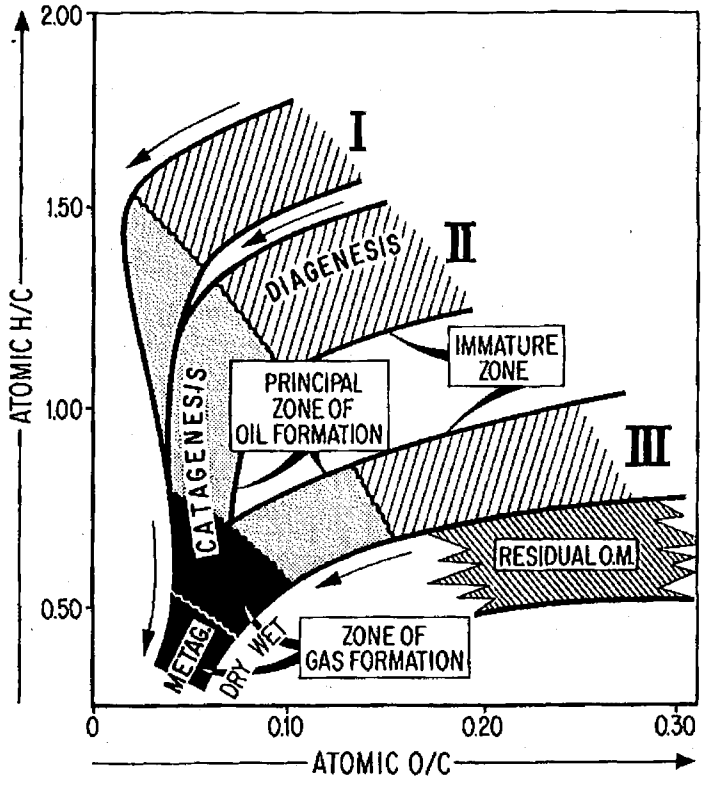


Figure 2.3 : Diagramme d'évolution de la matière organique. Tirée de Tissot et Welte (1984).

2.3.1 - La diagenèse

La diagenèse est l'ensemble des processus physico-chimiques et biologiques qui affectent la matière organique lors de son enfouissement. Les transformations se déroulent généralement à des profondeurs allant jusqu'au kilomètre, mais pouvant atteindre 2 km selon le gradient géothermique et la vitesse d'enfouissement (Vandenbroucke et Largeau, 2007) et à des températures faibles (inférieures à 60 °C). Durant le stade de diagenèse dite précoce, qui correspond aux premiers mètres d'enfouissement sous l'interface eau-sédiment, le principal agent de dégradation de la matière organique est l'activité bactérienne, qui décompose ses constituants, biopolymères lipides, protéines et glucides. Progressivement, ces biopolymères deviennent des macromolécules de moins en moins solubles (acides humiques, acides fulviques et humine) jusqu'à atteindre une structure polycondensée (géopolymère) qui précède le kérogène. Les processus menant à cette structure ont été identifiés comme des processus de dégradation–recondensation : réaction de Maillard (1912, 1916), oxydation–condensation des phénols (Schnitzer *et al.*, 1984 ; Stevenson et Butler, 1969 ; Martin et Haider, 1971) et réticulation oxydative (Harvey *et al.*, 1983 ; van Krevelen, 1993 ; Schnitzer, 1978 ; Riboulleau *et al.*, 2001). C'est également durant cette étape que le méthane biogénique est formé.

Au cours de l'enfouissement progressif amenant au stade de diagenèse, la transformation des kérogènes est contrôlée par des réactions de craquage dépendantes du temps et de l'augmentation de la température. Ce stade est caractérisé par une perte importante des kérogènes en oxygène, en azote, en acides fulviques et en acides humiques, ainsi que par la formation de produits mobiles hautement oxygénés (H_2O, CO_2, ammonium et résines et asphaltènes [NSO] ; Tissot et Welte, 1984). Aucun hydrocarbure n'est généré pendant cette étape de l'enfouissement qui est dite thermiquement immature (la réflectance de la vitrinite étant estimée à 0,5 % à la fin de la diagenèse).

2.3.2 - La catagenèse

Le dépôt des sédiments induit l'enfouissement de plus en plus important de la matière organique qui subit un craquage thermique via l'augmentation de température (50-150 °C) et de pression (300 à 1500 bars ; Tissot et Welte, 1984). La catagenèse est l'étape de génération des hydrocarbures par appauvrissement du kérogène en hydrogène et en carbone et un enrichissement en structures aromatiques (Durand, 1987). De ce fait, elle est également

nommée fenêtre à huile. Les hydrocarbures lourds et le kérogène subissent au fur et à mesure de l'enfouissement un craquage thermique de plus en plus intense qui conduit à la génération de composés de plus en plus légers, jusqu'à la phase des gaz. En réalité deux 'zones' successives sont observées : une zone à huile contenant les hydrocarbures liquides et une zone à gaz humides (ou condensats), caractérisée par un gaz renfermant des hydrocarbures liquides à l'état dissout (Durand, 1987). Parallèlement à la formation de composés légers, un résidu carboné très aromatique insoluble, appelé pyrobitume, se forme par craquage secondaire d'une partie des hydrocarbures. La fin de la catagenèse est atteinte quand les chaînes carbonées aliphatiques du kérogène ont disparu et que la matière organique sédimentaire est formée de bitume et de kérogène. En termes de maturité, la fenêtre à huile est définie par des réflectances de vitrinite comprises entre 0,5 et 2 %.

2.3.3 - La métagenèse

La métagenèse est la dernière étape de l'évolution thermique du kérogène, liée à l'accroissement de la profondeur et de la température (> 150 °C). Elle correspond à la fenêtre à gaz puisque seuls des gaz y sont formés par craquage du kérogène et de l'huile (%R_o > 2 %). Les composés constitués sont essentiellement du méthane mais également du CO et CO_2, N_2 et H_2S (Behar *et al.*, 2000 ; Lorant et Behar, 2002 ; Vandenbroucke et Largeau, 2007). La génération de gaz s'accompagne de la formation d'une quantité croissante de pyrobitume. Étant donné leur aromaticité importante, les résidus solides (kérogène et pyrobitume) évoluent vers une structure graphitique (Hunt, 1995), qui n'est cependant atteinte qu'après l'entrée dans le métamorphisme.

2.4 - Expulsion et migration des hydrocarbures

Trois types de migration sont classiquement distingués : la migration primaire ou expulsion, la migration secondaire et la dysmigration (Fig. 2.4). Les paragraphes suivants présentent d'une part, les lois physiques gérant la mobilité des hydrocarbures et d'autre part les mécanismes des migrations primaire et secondaire.

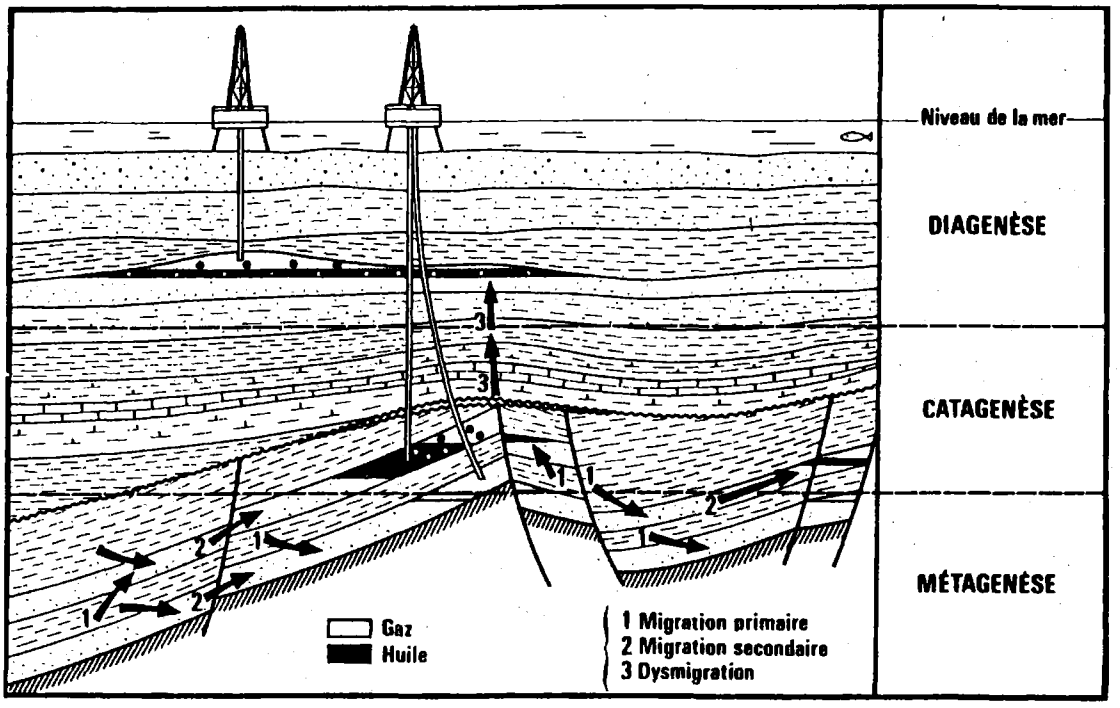


Figure 2.4 : Principales étapes de la migration des hydrocarbures. Tirée de Durand (1987).

2.4.1 - Lois physiques gérant la mobilité des hydrocarbures

Plusieurs mécanismes participent à la migration. Tous sont dépendants de la perméabilité, de la viscosité et de la densité des phases mises en jeu. Les différentes lois utilisées dépendent du nombre de phases considérées, les systèmes pouvant être monophasiques ou multiphasiques. Les systèmes les plus simples sont les systèmes monophasiques même s'il est cependant généralement reconnu que les hydrocarbures migrent comme des phases séparées.

A - Migration monophasique

Dans le cas d'une migration monophasique des espèces chimiques, la phase unique est généralement l'eau. Lorsque ces espèces chimiques sont en solution, elles peuvent se déplacer soit par le mouvement de l'eau, soit par diffusion dans l'eau. Ce déplacement diffusif est observé pour les gaz méthane, éthane et le benzène (Krooss, 1986). Le déplacement de l'eau dans un

environnement poreux est couramment décrit par la loi de Darcy, qui lie la vitesse de déplacement du fluide ($\overline{U}_f$) au gradient de pression :

$$\overline{U}_f = -\frac{\overline{\overline{K}}}{\mu_f}\left(\overline{\text{grad}}\, P - g\rho_f\right) \qquad (2.1)$$

où $\overline{U}_f$ est la vitesse d'écoulement (m/s), $\overline{\overline{K}}$ est la perméabilité intrinsèque de la roche (m^2), μ_f est la viscosité du fluide (Pa/s) et P est la pression de pores (Pa), g est la gravité (m/s^2) et ρ_f est la densité du fluide (kg/m^3).

Dans le cas du mouvement par diffusion d'une espèce chimique en solution dans l'eau, comme le méthane et l'éthane, la loi de Fick est utilisée. Elle exprime la vitesse de diffusion en fonction de la concentration de l'espèce chimique :

$$\overline{J}_\alpha = -D\,\overline{\text{grad}}(C) \qquad (2.2)$$

où $\overline{J}_\alpha$ est le taux de diffusion (m/s), D est le coefficient de diffusion et C est la concentration de l'espèce (kg/m^3).

Selon cette loi, les hydrocarbures légers, comme le méthane, se déplacent des zones à fortes concentrations vers des zones à faibles concentrations.

B - Migration multiphasique

La majorité des hydrocarbures étant insoluble dans l'eau, leur déplacement ne peut pas être défini par les lois précédemment citées. La migration multiphasique correspond au déplacement des hydrocarbures en phases huile et gaz.

Dans le cas de la migration diphasique de l'eau et de l'huile (comme pour la migration primaire, voir ci-après), le mouvement de l'huile ne peut exister que si sa pression d'injection est

supérieure à la pression capillaire qui l'empêche. La pression capillaire est exprimée par la loi de Laplace :

$$Pc_\alpha = 2\gamma(\frac{1}{R} - \frac{1}{R'}) \quad (2.3)$$

où γ est la tension interfaciale (N/m) et R et R′ sont les rayons des pores (m).

$\frac{1}{R'}$ étant négligeable par rapport à $\frac{1}{R}$ la formule peut être simplifiée en

$$Pc_\alpha = 2\gamma(\frac{1}{R}) \quad (2.4)$$

La loi de Darcy monophasique ne peut pas être utilisée telle quelle pour décrire le mouvement de l'huile et/ou du gaz, mais doit être étendue aux systèmes multiphasiques (Ungerer *et al.*, 1987). Pour ce faire, une correction est amenée par la prise en compte de la notion de perméabilité relative. Cette correction reflète la réduction de perméabilité d'un fluide causée par la présence d'un second fluide (Guerillot et Kalaydjian, 1988). La loi de Darcy étendue est une expression empirique liant l'hydrodynamisme, la capillarité et la flottabilité entre les deux phases mises en jeu :

$$\overline{U}_w = -\frac{kr_w}{\mu_w}\overline{\overline{K}}[\overrightarrow{grad}(P) - \rho_w\overline{g}] \quad (2.5\ a)$$

$$\overline{U}_h = -\frac{kr_h}{\mu_h}\overline{\overline{K}}[\overrightarrow{grad}(P + P_c) - \rho_h\overline{g}] \quad (2.5\ b)$$

où $\overline{\overline{K}}$ est la perméabilité intrinsèque (m^2), kr_w et kr_h sont les perméabilités relatives des phases eau et hydrocarbures respectivement (déterminée expérimentalement et sans dimension), μ_w et μ_h sont les viscosités dynamiques des phases eau et hydrocarbures respectivement (Pa/s), P_f est la pression de pore (Pa), Pc_α est la pression capillaire (Pa), ρ_w est la densité de l'eau et ρ_h est la densité de la phase hydrocarbure mise en jeu.

2.4.2 - Migration primaire : expulsion de la roche mère

La migration primaire correspond au déplacement des hydrocarbures au sein de la roche mère peu poreuse et perméable, sur quelques centimètres à quelques dizaines de mètres. Cette migration fait référence à l'expulsion des hydrocarbures après génération de ceux-ci. Malgré les nombreuses études existantes (Horsfield *et al.*, 1988 ; Ungerer *et al.*, 1988a et b ; Pepper, 1989 ; Lafargue *et al.*, 1990, 1994 ; Noble, 1991 ; Ungerer, 1993 ; Pepper et Corvi, 1995b ; Killops *et al.*, 1998 ; Stainforth, 2009 ; Eseme *et al.*, 2012), certains aspects de ce phénomène restent mal compris, et notamment le mécanisme de déplacement des fluides pétroliers au sein de la roche mère. De plus, des différences entre les distributions des composés pétroliers dans les extraits de roches mères et des huiles des réservoirs sont observables. Ces divergences peuvent s'expliquer par l'existence de phénomènes d'adsorption et d'absorption dans le kérogène, et par le fractionnement d'huile et de gaz lors de l'expulsion des hydrocarbures (Tissot et Pelet, 1971 ; Ruppel *et al.*, 1972 ; Leythaeuser *et al.*, 1980, 1984, 1988 ; Leythaeuser et Schaefer, 1984 ; Tannenbaum *et al.*, 1986 ; Lafargue *et al.*, 1990 ; Leythaeuser et Poelchau, 1991 ; Sandvik *et al.*, 1992 ; Pepper et Corvi, 1995b ; Dieckmann *et al.*, 2002).

Le principal mécanisme reconnu de la migration primaire est le différentiel de pression entre la roche mère et le drain adjacent. Ce différentiel de pression, augmentant avec l'enfouissement et l'augmentation de la charge sédimentaire sus-jacente, est défini selon la loi de Terzaghi :

$$P = S - \sigma \qquad (2.6)$$

où P est la pression de pores (Pa), S correspond au poids de la colonne sédimentaire (Plithostatique + Phydrostatique en Pa) et σ est la contrainte effective (pression de contact entre les grains en Pa).

En outre, l'expulsion des hydrocarbures ne peut se produire que si le seuil de saturation de la roche en hydrocarbures est atteint (Saturation d'expulsion ou Satex). Ce seuil correspond à la saturation maximale de la porosité. Le mécanisme d'expulsion peut être décrit lors de l'évolution d'un kérogène immature à mature (Ungerer, 1993). Lorsque la roche mère est immature, sa porosité est remplie d'eau et seule cette phase est expulsée (Fig. 2.5-1 ; Ungerer, 1993 ; Durand, 2003). Durant le début de la catagenèse, de l'huile est formée tandis que le volume de kérogène diminue. On se place alors dans un système multiphasique avec présence

d'huile et d'eau (voir paragraphe précédent). L'huile et l'eau étant deux phases insolubles l'une dans l'autre, une tension interfaciale se crée et empêche le mouvement de l'huile, qui reste dans la porosité. Une nouvelle fois, seule l'eau se déplace (Fig. 2.5-2). Cependant, un effet de gêne apparaît pour l'eau, ce qui a pour conséquence la diminution de la perméabilité relative de cette phase.

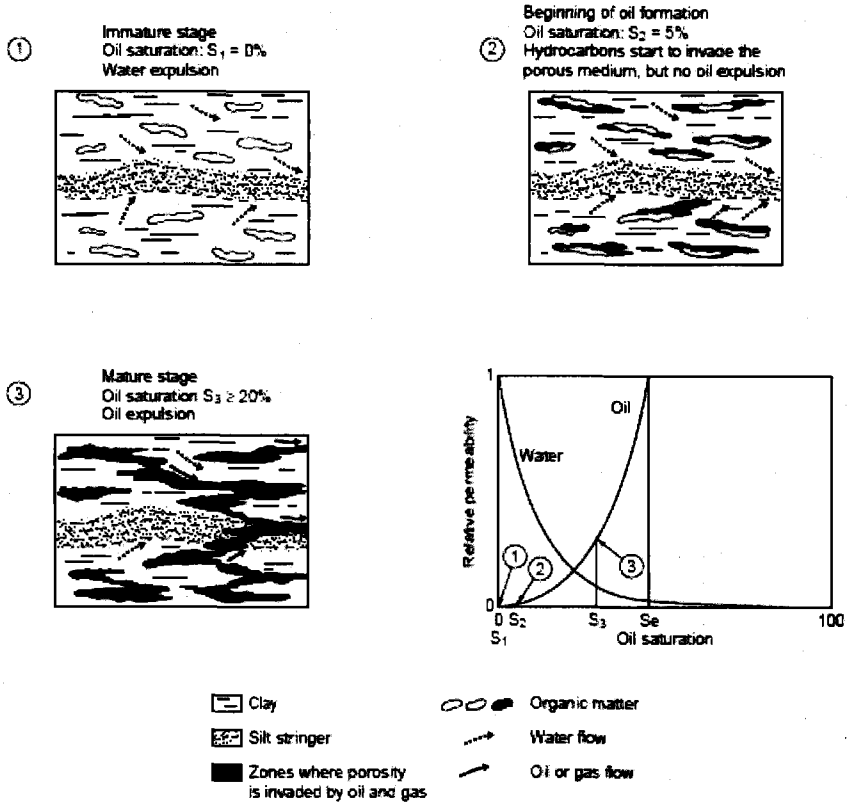


Figure 2.5 : Mécanisme d'expulsion de l'huile hors de la roche mère lors du stade immature (1) et mature (2 et 3). Tirée d'Ungerer (1993).

Le stade de catagenèse se poursuivant, la majorité de l'eau a été expulsée et la production d'hydrocarbures devient de plus en plus importante si bien que cette phase devient dominante dans la porosité : le seuil d'expulsion est atteint. La pression d'injection de l'huile devient alors supérieure à la pression capillaire qui devient nulle (Équations 2.3 et 2.4) et permet son expulsion (Ungerer, 1993 ; Durand, 2003). Les lois physiques associées à ce seuil sont complexes (Ungerer, 1990) puisqu'elles doivent tenir compte de la porosité, de la densité, la

viscosité et la perméabilité relative des hydrocarbures, des pressions capillaires et des phénomènes de rétention des hydrocarbures dans le kérogène. Cependant, Durand (1987) indique une valeur de 20 % pour le seuil de saturation (Fig. 2.5-3). D'autre part, d'autres auteurs décrivent une saturation en hydrocarbures minimum de 20 à 40 % (Babaljan et Babaljan, 1976). D'après Espitalié *et al.* (1988a), la valeur de ce seuil pourrait être calibrée par comparaison de la valeur du pic S_1/COT du Rock-Eval (voir Chapitre 3 et Annexe 3). La poursuite de l'enfouissement joue sur la génération de gaz par craquage secondaire de l'huile (Ungerer *et al.*, 1988b). Les gaz, plus légers, sont expulsés plus facilement et engendre une surpression dans la roche mère. Dans le cas de surpression trop importante, la roche mère subit une fracturation qui améliore l'expulsion des hydrocarbures (Ungerer *et al.*, 1983). Si le seuil d'expulsion n'est pas forcément une valeur fixe, il est cependant le facteur majeur de l'expulsion. L'âge de l'expulsion dépend alors de la richesse de la roche mère. En effet, une roche mère pauvre expulsera des hydrocarbures plus tardivement que les roches mères plus riches (Ungerer, 1993).

2.4.3 - Migration secondaire et tertiaire : migration vers les réservoirs

Une fois générés et expulsés, les hydrocarbures peuvent se déplacer vers des drains poreux et perméables, tels que les sédiments à grains grossiers, des carbonates fracturés ou des failles et fractures : c'est la migration secondaire (Durand, 1988). Dans ce contexte, les hydrocarbures peuvent migrer sur des distances de plusieurs dizaines de mètres à plusieurs centaines de kilomètres selon la loi de Darcy étendue. La direction de la migration des hydrocarbures par rapport à la roche mère peut être verticale, latérale ou les deux à la fois (Demaison et Huinzinga, 1994).

Le mécanisme le plus important dans ce processus est la poussée d'Archimède (ou flottabilité) définie par :

$$B = g(\rho_w - \rho_o)\Delta z \qquad (2.7)$$

où B est la poussée d'Archimède (Pa), g est la gravité (9,81 m/s^2), ρ_w et ρ_o correspondent respectivement aux densités des phases eau et hydrocarbures et Δz est la différence de profondeur (m).

Ce mécanisme est lié aux forces de gravité des phases mises en jeu. En effet, l'eau et les hydrocarbures étant insolubles l'un dans l'autre, ils constituent dans les réservoirs et lors de leur migration des phases séparées. La différence de densité mise en jeu ($\rho_w > \rho_o$) provoque une surpression qui permet l'ascension des hydrocarbures dans le système.

En plus de la flottabilité, un second moteur de la migration secondaire est l'hydrodynamisme, correspondant au déplacement de l'eau des couches riches en eau vers des couches à plus faible concentration en eau. L'hydrodynamisme peut s'ajouter ou se soustraire à la flottabilité en fonction de la direction du mouvement de l'eau. Cependant, dans la plupart des cas, son effet n'est pas assez important par rapport au premier mécanisme. Enfin, la pression capillaire apparaît comme le troisième moteur de la migration secondaire puisque le piégeage des hydrocarbures est facilité dans les niveaux à faible pression capillaire. L'effet de l'ensemble de ces forces est montré par la loi de Darcy, représentée par l'Équation 2.5.

Les lois de migration décrites dans certains simulateurs de bassin sont simplifiées par rapport à la loi de Darcy étendue. L'algorithme « d'invasion-percolation » décrit la migration verticale des hydrocarbures seulement sous les effets de la poussée d'Archimède et de la pression capillaire (Carruthers, 1998), sans prendre en compte la viscosité ou la perméabilité des roches.

La dysmigration (ou migration tertiaire ; Durand, 1988) fait suite à la migration secondaire puisqu'elle représente la dispersion des huiles vers la surface (si elles ne sont pas ou plus retenues dans des pièges après un évènement tectonique). Cependant, les fluides en dysmigration peuvent à nouveaux s'accumuler s'ils rencontrent un nouveau piège ou bien arriver en surface où ils seront lessivés ou biodégradés.

2.5 - Altération des huiles des réservoirs

Plus une huile se forme tôt dans l'histoire géologique de la Terre, plus la possibilité qu'elle ait été altérée au cours du temps est grande. Les processus d'altération reconnus sont (Milner *et al.,* 1977 ; Durand, 1987) :

1) le craquage thermique du pétrole, qui induit la transformation du pétrole en une huile plus légère et du gaz par craquage des liaisons C-C en même temps que la formation d'un résidu carboné très aromatique à haut poids moléculaire (pyrobitume). Ce pyrobitume peut alors changer les propriétés pétrophysiques du réservoir et fermer sa porosité ;

2) la biodégradation, liée à la présence de bactéries dans les roches sédimentaires et les eaux météoritiques s'infiltrant en profondeur jusqu'à environ 2000 m (T ~ 80 °C ; Durand, 1987). Les bactéries consomment préférentiellement les hydrocarbures saturés linéaires (*n*-alcanes), puis les molécules ramifiées et enfin les molécules cycliques. De ce fait, l'huile change de composition avec un enrichissement en composés lourds et aromatiques ;

3) le lessivage du réservoir par les eaux météoritiques qui élimine les hydrocarbures légers solubles dans l'eau et laisse une huile visqueuse plus difficile à produire. Ce phénomène peut être associé à la biodégradation, et

4) le désalphatage, lié au déséquilibre thermodynamique du réservoir lors d'un forage de production. Ce phénomène, dû à l'injection de gaz, a pour conséquence le changement de la composition de l'huile et la précipitation des asphaltènes.

L'objectif final de ce travail étant la modélisation de la genèse et de la migration des fluides du système pétrolier de la Gaspésie, il est important, une fois les principales étapes de formation et les principes des migrations présentés, de comprendre précisément le processus de formation du pétrole au sein de la roche mère. La section suivante traite dans le détail des réactions qui interviennent lors du craquage du kérogène et des paramètres cinétiques liés à ces réactions.

2.6 - Cinétique de craquage des kérogènes

La transformation du kérogène en hydrocarbures dans le milieu naturel est décrite par les lois de la cinétique chimique (Tissot, 1969 ; Tissot et Espitalié, 1975 ; Ungerer et Pelet, 1987 ; Ungerer *et al.*, 1988a et b ; Ungerer, 1990 ; Vandenbroucke *et al.*, 1999). Les processus mis en jeu ont été étudiés expérimentalement par des pyrolyses ou par la prise en compte de réactions élémentaires afin d'extrapoler les résultats aux conditions géologiques. Afin de diminuer la durée des réactions naturelles, les simulations sont menées à plus hautes températures (voir Annexe 1). Ces maturations des kérogènes permettent leur caractérisation rapide et la quantification

directe des différents composés mis en jeu dans les réactions de dégradation thermique qui peuvent être utilisées pour une calibration des simulateurs de bassins sédimentaires. Les divers modèles considérés prennent essentiellement en compte l'effet de la température (Tissot et Espitalié, 1975 ; Tissot et Welte, 1984 ; Monthioux *et al.,* 1986 ; Braun *et al.*, 1991 ; Behar *et al.,* 2003, 2010). Des modèles décrivent également les effets de la pression (Monthioux, 1986 ; Dominé, 1987 ; Freund *et al.,* 1993), de la présence d'eau (Lewan, 1997 ; Behar *et al.,* 2003) et de matrice (Espitalié *et al.*, 1980, 1984).

Deux approches ont été développées pour décrire et ainsi prédire la génération de pétrole et de gaz dans les roches mères : l'approche mécanistique et l'approche empirique.

2.6.1 - L'approche mécanistique

Plusieurs auteurs (Savage et Klein, 1988 ; Solomon *et al.*, 1988 ; Freund, 1992 ; Savage et Baxter, 1996 ; Savage, 2000 ; Payne et Ortoleva, 2001a et b ; Freund *et al.*, 2007) obtiennent des résultats imprécis avec les modèles empiriques et privilégient des modèles théoriques considérés plus précis. Ces modèles mécanistiques décrivent les réactions élémentaires de dégradation thermique des composés modèles simples ou des mélanges de quelques composés, dont la structure est connue (Freund et Olmstead, 1989 ; Dominé, 1989 ; Dominé *et al.*, 1990, 1998 ; Dominé et Enguehard, 1992 ; Kressmann, 1991). Les modèles structuraux servent au calcul des constantes de vitesses et des paramètres thermodynamiques des espèces chimiques (enthalpie de formation, entropie standard, capacité calorifique, solubilité, volume molaire, densité) difficilement mesurable directement ou expérimentalement (Savage, 2000 ; Freund *et al.,* 2007). Au final, ces modèles chimiques et structuraux précis sont utilisés pour comprendre la génération et l'expulsion des hydrocarbures sous diverses conditions expérimentales et géologiques en respectant les changements apparaissant au sein de la structure moléculaire du kérogène.

Les paramètres calculés étant des éléments intrinsèques et invariants des réactions élémentaires, cette approche a un avantage sur l'approche empirique (décrite ci-après) : l'application du modèle cinétique quelles que soient les conditions de la réaction. Cependant, selon Payne et Ortovela (2001a et b) et Freund *et al.* (2007), ces modèles chimiques simplifiés du point de vue du nombre de réactions amènent une incertitude non négligeable sur les produits générés. Toutefois, ces modèles peuvent servir à contraindre les modèles empiriques,

simplifiés, élaborés sur des mélanges plus complexes (par exemples kérogènes et hydrocarbures).

Une partie de notre étude étant la modélisation numérique d'un système pétrolier à l'échelle régionale, il est indispensable d'utiliser des données compatibles avec les logiciels de modélisation. La complexité des réactions du modèle mécanistique et leur nombre élevé rendent difficile leur utilisation par les simulateurs de bassin et entraînerait des temps de calcul trop longs. Ainsi, dans la suite de cette étude, seule l'approche empirique par maturation artificielle des kérogènes (expliquée ci-après) sera prise en compte pour prédire la génération et la migration des fluides (simulation des maturations naturelles). Cette approche permet l'étude des composés générés et la mise en place d'un schéma cinétique explicitant le craquage des kérogènes étudiés.

2.6.2 - L'approche empirique : craquages primaire et secondaire

A – Acquisition des paramètres cinétiques pour les réactions de craquages primaire et secondaire

Les modèles cinétiques empiriques considèrent la conversion d'un réactant en des produits sous diverses conditions expérimentales. Le craquage du kérogène (craquage primaire) est en effet assimilé à une série de réactions simultanées, parallèles et indépendantes de premier ordre décrivant le transfert de masse entre le kérogène initial (père) et les hydrocarbures générés (fils). Les réactions sont reconnues stœchiométriques lorsqu'elles rendent compte des bilans massiques observés. La vitesse de réaction (v) de craquage du kérogène suit la loi de réaction d'un réactant :

$$\mathrm{v} = \frac{\mathrm{dx}}{\mathrm{dt}} = \mathrm{kx}^{\mathrm{n}} \qquad (2.8)$$

où x correspond à la concentration du réactant (kérogène dans ce cas), k est constante de vitesse de réaction t est le temps (Ma) et n est l'ordre de la réaction.

De plus, la conversion d'un réactant représente la quantité de réactant disparu par rapport à sa quantité initiale. La conversion peut être exprimée par la formule suivante :

$$\text{conversion} = 1 - \left(\frac{x_r}{x_0}\right) \tag{2.9}$$

où x_0 et x_r correspondent aux quantités initiale et résiduelles de réactant.

Le degré de conversion du kérogène en hydrocarbure peut être quantifié par le taux de transformation (Transformation Ratio ou TR) défini selon :

$$TR = \frac{\sum_i (x_{i0} - x_i(t))}{\sum_i x_{i0}} \tag{2.10}$$

où x_{i0} représente le potentiel pétrolier initial du kérogène et xi $x_i(t)$ est le potentiel pétrolier résiduel associé à la réaction i, au temps t.

Le taux de transformation croît de manière continue de 0 à 100 % avec l'augmentation de la maturité. Ce paramètre n'est déterminé que pour le craquage du kérogène (craquage primaire) et ne tient pas compte des réactions de craquage secondaire.

Comme énoncé auparavant, les réactions de craquage du kérogène sont considérées d'ordre 1. L'ordre de la réaction est déterminé expérimentalement en traçant la courbe de la conversion du réactant en fonction du temps. Dans le cas d'une réaction d'ordre 1,

$$k = \frac{\ln\,(1 - \text{conversion})}{t} \tag{2.11}$$

où k est la vitesse de dégradation du réactant et t est le temps.

La constante de vitesse k est alors facilement calculable car elle correspond à la pente de la droite ln (1 – conversion) = f (t) (Fig. 2.6). La vitesse de dégradation d'un réactif étant fonction de la température, il est nécessaire de faire plusieurs expériences sous plusieurs

températures afin d'obtenir la gamme la plus étendue de vitesses de conversion (Behar et Vandenbroucke, 1996).

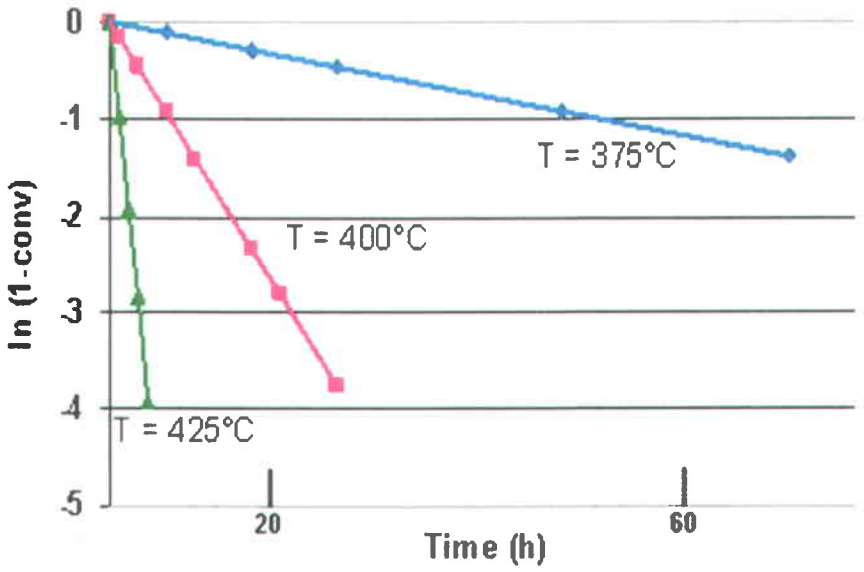


Figure 2.6 : Exemple de graphique ln (1-conversion) = f (temps) pour la réaction de premier ordre du craquage thermique du *n*-C_{25} sous différentes températures (375, 400 et 425 °C). Tirée de Behar et Vandenbroucke (1996).

En plus de dépendre du temps, la constante de vitesse k est dépendante de la température puisqu'elle obéit à la loi d'Arrhenius :

$$k = A\, e^{\left(\frac{-Ea}{RT}\right)} \tag{2.12}$$

$$\ln k = \ln A - \frac{Ea}{RT} \tag{2.13}$$

où A correspond au facteur de fréquence ou facteur pré-exponentiel (1/s pour une réaction d'ordre 1), Ea est l'énergie d'activation (kcal/mol), R est constante des gaz parfaits (8,314 × 10^{-3} kJ/mol.K ou 1,986 cal/mol.K) et T correspond à la température (°K). Les paramètres A et Ea caractérisent l'énergie nécessaire à la rupture des liaisons atomiques en réponse au stress thermique.

Les paramètres cinétiques A et Ea peuvent être déterminés à travers un diagramme d'Arrhenius (Fig. 2.7), selon l'équation 2.11, après avoir déterminé la constante e vitesse k pour différentes températures (voir Fig. 2.6). Si le diagramme d'Arrhenius montre une corrélation linéaire, l'énergie d'activation est déterminée par la pente de la droite tandis que ln A correspond à l'ordonnée à l'origine de la même droite.

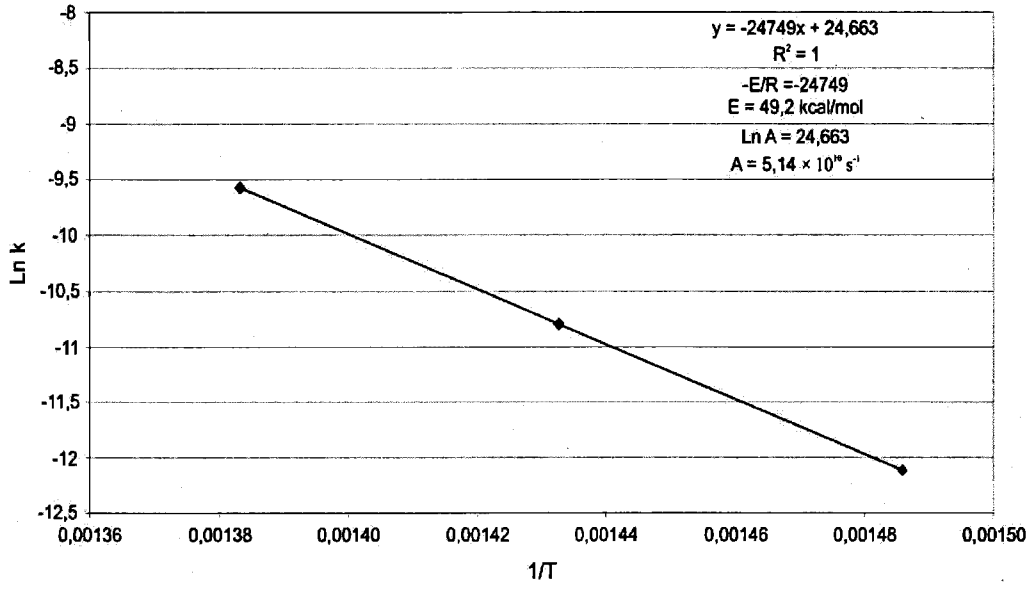


Figure 2.7 : Exemple d'un diagramme d'Arrhenius pour le 9-méthylphénanthrène, indiquant la corrélation linéaire entre La température (T) et la constante de vitesse (k). A = Coefficient d'Arrhenius ; E = Énergie d'activation. Tirée de Behar *et al.* (1999).

La détermination expérimentale des paramètres cinétiques du craquage du kérogène est également possible par maturation artificielle du kérogène en milieu ouvert avec le Rock-Eval 6 (mesure du pic S_2, Espitalié *et al.*, 1977 ; Lafargue *et al.*, 1998 ; voir Chapitre 3 ou Annexe 1) ou en milieu fermé (Ungerer et Pelet, 1987 ; Ungerer, 1990, 1993 ; Behar *et al.*, 1989, 1995, 1997a, 2008a, voir Annexe 1). Les simulations expérimentales couvrent une large gamme de vitesses de chauffe et de températures (Ungerer, 1993). Le kérogène, immature (Tissot *et al.,* 1987 ; Ungerer, 1993 ; Pepper et Corvi, 1995a), est chauffé sous plusieurs températures et différentes vitesses de chauffe (Voir Annexe 1).

Dans cette étude, la pyrolyse a été faite en milieu ouvert, en utilisant l'appareil Rock-Eval 6. La pyrolyse se fait pour des températures comprises entre 200 °C pendant 15 min jusqu'à

700 °C, avec des vitesses de chauffe de 2, 5, 10, 15 et 25 °C/min. Les paramètres cinétiques (énergie d'activation, Ea et facteur de fréquence, A) sont déterminés par optimisation en vérifiant la reproductibilité du S_2 obtenu (Fig. 2.8 ; Ungerer et Pelet, 1987 ; Ungerer, 1990). L'ajustement de ces paramètres s'effectue par minimisation de la fonction erreur entre les données expérimentales et calculées par le modèle, représenté par la somme des carrés des différences entre les vitesses acquises par les deux méthodes (Ungerer, 1990). À l'IFP Énergies nouvelles, cette optimisation est réalisée avec le logiciel Geokin.

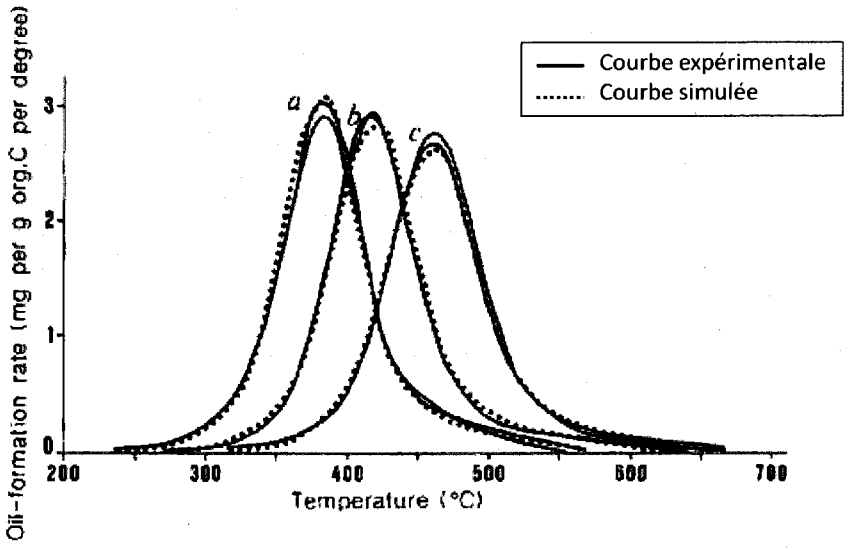


Figure 2.8 : Exemple de calibration (courbes expérimentales et modélisées) des paramètres cinétiques d'un kérogène de Type III, à partir de simulations en laboratoire sous plusieurs temps de chauffe (a : 0,34 ; b : 4,5 et c : 56 °C/min). Tirée d'Ungerer et Pelet (1987).

En considérant un ordre 1 de la loi d'Arrhenius, il est possible, pour un unique facteur de fréquence déterminé par la procédure d'optimisation, de calculer une distribution d'énergie d'activation comprise entre 40 et 80 kcal/mol avec des paliers de 1 à 2 kcal/mol. Pour chaque gamme d'énergie d'activation, un potentiel pétrolier partiel (x_i) est déterminé pour chaque classe (ou fraction) d'hydrocarbures formés. x_i correspond à la proportion d'hydrocarbures générée par rapport à la quantité d'hydrocarbures totale issue du kérogène (Fig. 2.9). Les fractions composant le pic S_2 peuvent être caractérisée grâce à des pièges sélectifs sur le Rock-Eval 6 (Espitalié *et al.*, 1988b).

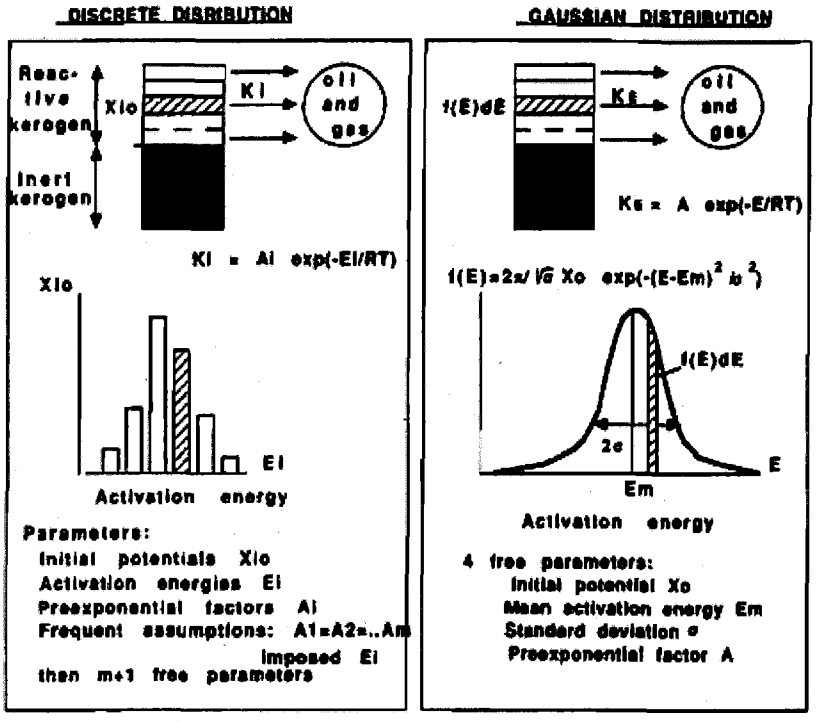


Figure 2.9 : Comparaison des deux modèles de craquage primaire impliquant des réactions parallèles indépendantes : modèle discret et modèle gaussien.

La distribution d'énergie utilisée dans cette étude pour le craquage du kérogène est la distribution discrète (Fig. 2.9) (Tissot et Espitalié, 1975 ; Ungerer, 1984 ; Ungerer et Pelet, 1987) requérant la définition de A, Ea et x_{i0}, pour chaque réaction. Ce modèle, plus complexe car demandant plus de paramètres d'entrée (Fig. 2.9) est préféré à la distribution gaussienne (Braun et Burnham, 1987 ; Quigley *et al.*, 1987 ; Pepper et Corvi, 1995a) car elle permet de décrire de manière plus satisfaisante la pyrolyse du kérogène.

Les paramètres cinétiques estimés expérimentalement peuvent permettre, par extrapolation à l'échelle d'un système géologique, d'estimer le potentiel pétrolier d'une roche mère (en fonction de la profondeur, cf. Fig. 3.22) par l'intermédiaire du coefficient de vitesse, de l'âge et du temps de chauffe. Pour ce faire, il est nécessaire de fixer préalablement certaines des caractéristiques géochimiques et géologiques (i) de la roche mère considérée, à savoir son index d'hydrogène (IH, voir Chapitre 3), sa profondeur, son âge, (ii) de la zone d'étude, à savoir le taux de sédimentation, la température de surface et le gradient géothermique.

Ces paramètres apparaissent différents selon le type de kérogène étudié (Welte, 1972 ; Connan, 1974 ; Ungerer et Pelet, 1987 ; Pepper et Corvi, 1995a ; Behar *et al.,* 1997a, 2008a) L'ensemble des réactions et des composés mis en jeu au cours du craquage du kérogène décrit un schéma cinétique compositionnel. Jusqu'à aujourd'hui, de nombreuses études ont décrit le craquage thermique primaire et secondaire des composés pétroliers (kérogènes, asphaltènes, hydrocarbures saturés, composés aromatiques, benzène, bitumes) et proposé les modèles cinétiques associés (Lopatin, 1971 ; Behar *et al.,* 1988, 1992, 1997a, 1999, 2008a, 2010 ; Ungerer *et al.*, 1988a et b ; Dominé, 1989 ; Pepper et Corvi, 1995a ; Pepper et Dodd, 1995 ; Behar et Vandenbroucke, 1996 ; Mort, 2004). Le bilan de masse des produits issus de la pyrolyse est calculé par la somme des fractions gaz, liquides et solides.

Dans cette étude, les paramètres cinétiques des produits primaires issus du craquage du kérogène n'ont pas été acquis et les valeurs utilisées dans le Chapitre 4 sont issus des études de Behar *et al.* (2008a). Par conséquent, la cinétique de craquage des huiles et l'acquisition de ces paramètres, relativement similaire au craquage du kérogène, est très brièvement décrite dans le paragraphe suivant.

Le schéma de craquage des produits issus du craquage du kérogène (craquage secondaire) est analogue à celui utilisé pour le kérogène. Les réactions sont indépendantes, successives, parallèles et considérées d'ordre 1 (Ungerer *et al.,* 1988a et b ; Ungerer, 1990 ; Behar *et al.*, 2008a et b). La vitesse de réaction est déterminée par la loi d'Arrhenius (Équation 2.12). Les paramètres cinétiques des réactions secondaires sont acquis grâce à des simulations en milieu fermé (tubes en or, voir Annexe 1) en utilisant différents temps de chauffe et températures afin de suivre l'évolution des produits générés. Les valeurs de ces paramètres sont alors ajustées grâce au logiciel Geokin.

B – Réactions de craquages primaire et secondaires

Deux types de schémas cinétiques explicitant le craquage du kérogène existent selon le milieu de pyrolyse considéré : le milieu ouvert ou le milieu fermé (voir Section A).

Le schéma cinétique appliqué pour les analyses réalisées en milieu ouvert considère la génération directe des hydrocarbures à partir du kérogène non vaporisable, à travers une série de réactions parallèles. Les réactions considérées pour le craquage thermique du kérogène en

hydrocarbures et le craquage secondaire de l'huile et du kérogène en milieu ouvert sont (Tissot et Espitalié, 1975 ; Tissot et Welte, 1984 ; Ungerer et Pelet, 1987 ; Pepper et Corvi, 1995a) :

$$\text{Kérogène} \rightarrow \text{Huile} + \text{Gaz non hydrocarbures} + \text{Résidu carboné} \quad (2.14)$$

$$\text{Huile} \rightarrow \text{Gaz} + \text{Gaz non hydrocarbures} + \text{Résidu carboné} \quad (2.15)$$

Ce schéma simple est en réalité un schéma cinétique biaisé puisqu'il n'admet pas les réactions intermédiaires faisant intervenir des produits non vaporisés issus du craquage primaire du kérogène, qui à leur tour forment des hydrocarbures par craquage secondaire. Cependant ces réactions et produits secondaires existent et sont observés en milieu fermé.

Le schéma cinétique développé en milieu fermé permet en effet de décrire, par extraction des produits générés sous *différentes températures*, l'ensemble des réactions (primaire et secondaire) et fractions participant à la genèse des hydrocarbures. Ainsi, les études établies par Tissot (1969), Ishiwatari *et al.* (1977) et Behar *et al.* (2008a, 2010) sur le craquage des kérogènes de Type I, II et III permettent d'établir que les hydrocarbures sont principalement formées à partir des NSO (composés hétéro-atomiques, comme les résines et asphaltènes ; Pelet *et al.*, 1986), issus du craquage du kérogène et non pas à partir du kérogène directement. Ainsi les hydrocarbures sont des mélanges de produits primaires et secondaires. Les réactions générales simplifiées de craquage du kérogène qui seront utilisées dans cette étude ont été établies par Behar *et al.* (2008a) et sont :

$$\text{Kérogène} \rightarrow \text{Gaz non hydrocarbures} + \text{Hydrocarbures 1} + \text{NSO} + \text{Résidu carboné 1} \quad (2.16)$$

$$\text{NSO} \rightarrow \text{Gaz non hydrocarbures} + \text{Hydrocarbures 1} + \text{Résidu carboné 2} \quad (2.17)$$

$$\text{Hydrocarbures 1} \rightarrow \text{Hydrocarbures 2} + \text{Résidu carboné 2} \quad (2.18)$$

$$\text{Résidu carboné 1} + 2 \rightarrow \text{Gaz} + \text{Résidu carboné 3} \quad (2.19)$$

où les gaz non hydrocarbures sont CO_2, CO, H_2S et H_2O ; les hydrocarbures comprennent les fractions C_1, C_2-C_4, C_5-C_{14}, C_{14+} saturés, C_{14+} aromatiques ; les NSO correspondent aux composés hétéro-atomiques (comme les résines et asphaltènes) ; le résidu carboné est issu du craquage secondaire des différentes fractions ou des résidus carbonés intermédiaires. Ce schéma sera détaillé dans le chapitre 4.

Ces études ont également permis de considérer la part importante de gaz généré tardivement à partir du kérogène et non plus uniquement à partir de l'huile (Behar *et al.,* 1995, 1997a ; Behar et Jarvie, *sous presse*). Concernant le craquage de l'huile, si les premiers modèles ne décrivaient que la réaction d'huile en gaz (Tissot et Espitalié, 1975), les études, ont permis au cours des 30 dernières années, de décrire de manière simple à complexe (selon le nombre de classes étudiées) le craquage des huiles lourdes en huile légère, puis en gaz (Behar *et al.,* 1988, 2008a, 2008b ; Espitalié *et al.*, 1988b ; Ungerer *et al.,* 1988b ; Vandenbroucke *et al.,* 1999).

À partir de l'ensemble des paramètres cinétiques établis à différentes températures, il est ainsi possible, grâce à divers simulateurs de bassin de quantifier et caractériser les hydrocarbures générés par craquage primaire du kérogène et craquage secondaire des produits formés. Grâce à ces données, et par extrapolation au milieu naturel, les fenêtres à huile et gaz, ainsi que la chronologie d'expulsion et de migration des hydrocarbures peuvent être déterminées (Ungerer *et al.,* 1988a et b ; Pepper et Corvi, 1995a et b). Ces résultats sont ensuite à comparer aux données naturelles observées. La divergence entre les données expérimentales et naturelles peut s'expliquer par l'existence de limites au modèle empirique, en lien avec l'acquisition des paramètres cinétiques. Ces limites sont :

1) les variations des conditions expérimentales (milieux ouvert ou fermé) qui entraînent des différences dans les paramètres cinétiques déduits, ce qui influe sur l'estimation de la fenêtre à huile ;

2) les mêmes facteurs de fréquence imposés dans les deux systèmes de pyrolyse afin de restreindre le nombre de paramètres à optimiser (Behar *et al.,* 1992, 2008a).

Ces deux exemples montrent des incertitudes reposant sur le choix d'acquisition et des valeurs des paramètres à considérer pour l'extrapolation aux conditions naturelles.

Les principes fondamentaux décrits dans ce chapitre vont servir de base aux chapitres suivants, permettant l'étude et la caractérisation des phénomènes qui affectent les hydrocarbures (formation, expulsion, migration) spécifiques du Nord-est de la Gaspésie. Cette caractérisation va dans un premier temps concerner les roches mères et leur capacité à générer des hydrocarbures (Chapitre 3).

CHAPITRE 3

CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE DES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE ET DÉTERMINATION DE LEUR POTENTIEL PÉTROLIER

CHAPITRE 3

CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE DES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE ET DÉTERMINATION DE LEUR POTENTIEL PÉTROLIER

3.1 - État des connaissances

Diverses recherches ont amélioré les connaissances sur le système pétrolier de la Gaspésie et sur son potentiel (principalement sur le bassin siluro-dévonien de la Ceinture de Gaspé) grâce à l'identification des différentes roches mères et des conditions de maturation thermique. Depuis les années 1970, des études géochimiques ont été menées sur (1) la maturité des roches, (2) le contenu total en carbone organique obtenu par analyse Rock-Eval et (3) le type des kérogènes (Hacquebard et Donaldson, 1970 ; Sikander et Pittion, 1978 ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy *et al.*, 2003 ; Bertrand et Malo, 2004, 2007 ; Roy, 2008 ; Lavoie *et al.*, 2009a ; Lavoie *et al.*, 2011). Les résultats des études réalisées dans la région nord-est de la Gaspésie sont synthétisés dans le Tableau 3.1 (A et B).

3.1.1 - Teneur en carbone organique et analyses élémentaires

La région nord-est est la région la plus étudiée de Gaspésie, du point de vue du potentiel pétrolier des successions paléozoïques, car elle concentre le plus grand nombre d'indices d'huile et de gaz (Lavoie et Bourque, 2001). Cette région présente deux types de roches mères : les roches mères siluro-dévoniennes et les roches mères cambro-ordoviciennes.

Les roches mères siluro-dévoniennes présentent une faible teneur en carbone organique (C_{org} ou COT), souvent inférieure à 0,5 % et des index d'hydrogène (IH) aux alentours de 100 mg/g C (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008 ; Lavoie *et al.*, 2009a ; Tab. 3.1 A et B). Ces faibles valeurs de COT sont à attribuer à des environnements de dépôt peu propices à la production et à la conservation de la matière organique (environnements énergiques peu profonds, lithologies de siltstones, calcaires et grès ; Bertrand, 1987). Quelques niveaux de

shale ou de petits niveaux de charbon (Bertrand, 1987), caractérisés par des COT supérieurs à 1 % et des IH supérieurs à 300 mg/g C, sont cependant localement présents (Formations de Forillon et d'Indian Point du puits Sunny Bank, Formation de Battery Point des puits Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1 et Formation de Laforce du puits York, Tab. 3.1 A). Les environnements liés à ces dépôts sont littoraux, lagunaires (York River ; Sikander, 1976) ou marins (Calcaires Supérieurs de Gaspé et Chaleurs ; Amyot, 1984 ; Bertrand, 1987).

Concernant la composition des kérogènes, les roches siluro-dévoniennes se présentent comme des roches intermédiaires entres les Types II (sapropéliques) et III (humiques) (Bertrand, 1987 ; Idiz *et al.*, 1997 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008). Les Calcaires Supérieurs de Gaspé contiennent des kérogènes de Type II, alors que les Grès de Gaspé renferment essentiellement des kérogènes de Type III, la base de la Formation de York River étant en réalité à la limite entre les Types II et III. Des contradictions existent cependant dans les résultats des analyses élémentaires effectuées par l'INRS-Géoressources (1983) sur les roches des puits York, Sunny Bank, Gaspé Sud et Douglas. Les niveaux de maturité estimés par les analyses élémentaires ne coïncident en effet pas avec les valeurs estimées de réflectance de la vitrinite et les types des kérogènes associés par rapport à leur environnement de dépôt. Bertrand (1987) avance que la présence de pyrite dans la matière organique et l'oxydation potentielle des kérogènes sont des sources d'erreurs possibles. Parallèlement, il indique qu'une grande part de la matière organique de la Formation de Battery Point est dérivée de celle observée dans la série cambro-ordovicienne.

Les roches mères cambro-ordoviciennes présentent des COT résiduels plus importants que les roches siluro-dévoniennes (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008 ; Lavoie *et al.*, 2009a). Au niveau des puits Douglas et Gaspé Sud (Tab. 3.1 A), les valeurs de COT atteignent 1,3 %. Des valeurs bien plus importantes sont cependant retrouvées en dehors de la région nord-est de la Gaspésie, un échantillon du Groupe de Mictaw (près de Port-Daniel, Fig. 1.9) présente par exemple un COT supérieur à 10 % (Tab. 3.1 B ; Roy, 2008).

Tableau 3.1: Synthèse des caractères géochimiques des formations de la Gaspésie étudiées : (A) pour les puits sélectionnés de la zone d'étude et (B) pour des puits non sélectionnés de la région nord-est de la Gaspésie et des échantillons de surfaces hors de la région d'étude. C.-O. : Cambro-Ordovicien ; S.-D. : Siluro-Dévonien.

(A)

Bloc tectonique	Puits	Formation	Système	Profondeur M	$R_{oéq}$ %	COT %	S_1	S_2	IH mg/g C	T_{max}	H/C	O/C	Références
Nord	Haldimand C016	Battery Point	S.-D.	0-487	0,73-0,81	/	/	/	/	/	/	/	INRS-Pétrole (1941) Sikander et Pittion (1978)
		York River		487-1457	0,65-0,89	/	/	/	/	/	/	/	
	Tar Point C079	York River	S.-D.	0-1967	0,43-0,77	/	/	/	/	/	/	/	INRS-Pétrole (1950) Hacquebard and Donaldson (1970) Sikander et Pittion (1978) Bertrand (1987) Bertrand and Malo (2001)
		Indian Cove		1967-2155	/	/	/	/	//	/	/	/	
	Douglas C097	Battery Point	S.-D.	22-743	0,76-0,89	0,11-1,44	0,01-0,51	0,11-3,27	86-265	423-437	0,95	0,13	INRS-Géoressources (1983) Amyot (1984) Bertrand (1987) Bertrand et Malo (2001)
		York River		743-1538	0,78-0,96	0,08-0,34	0,03-0,31	0,09-0,59	55-217	428-453	0,95	0,17	
		Roncelles		1538-1615	0,94	0,16-0,18	0,15	0,18	103	440	/	/	
		West Point		1615-1667	0,84	0,06-0,19	/	/	/	/	/	/	
		Griffon Cove River		1667-1847	1,07	0,04-0,13	/	/	/	/	/	/	
		Supergroupe de Québec	C.-O.	1847-1992	0,68	0,69-1,28	/	/	/	443-455	1,0-1,2	0,11-0,17	
	Gaspé Nord	Battery Point	S.-D.	0-692	0,83-1,06	0,13-0,27	0	0,08-0,14	36-74	442-457	/	/	INRS-Géoressources (1983) Amyot (1984) Bertrand (1987) Bertrand et Malo (2001)
		York River		692-1025	0,75-1,12	0,22-0,41	0-0,09	0,23-0,34	83-97	445-453	/	/	
		Indian Cove		1025-1255	1,05-1,06	0,08-0,19	0,04-0,08	0,19-0,39	237-342	439-445	/	/	
		Shiphead		1255-1345	1,07-1,16	0,14-0,40	0,05-0,42	0,26-1,24	150-459	434-444	/	/	
		Forillon		1345-1576	0,97-1	0,15-0,16	0,07	0,24	144	447	/	/	
		Indian Point		1576-1858	1,02-1,96	0,06-0,34	0-0,14	0,11-0,47	137-150	437-445	/	/	
		Roncelles		1858-1909	1,18	0,06	0,03	0,08	122	553	/	/	
		Supergroupe de Québec	C.-O.	1917-2779	0,98-8,46	0,01-0,13	/	/	/	/	/	/	
	Pétrolia-Haldimand n°1	Battery Point	S.-D.	14-730	0,64-0,95	0,05-2,75	0,01-13,81	0,07-12,21	56-444	410-439	/	/	Bertrand et Malo (2007)
		York River		730-1297	0,79-0,89	0,19-0,66	0,02-2,11	0,16-1,72	62-396	358-438	/	/	
		"Unknown Formation" ou " Unnamed Formation "	C.-O.	1297-1435	0,78-0,86	0,2-0,82	0,03-2,30	0,28-2,92	140-356	436-441	/	/	
Centre	Sunny Bank C087	York River	S.-D.	0-667	0,7-0,8	0,20-0,96	0,12	0,67-1,25	170-200	443-457	0,7-0,8	0,09-0,15	Sikander et Pittion (1978) INRS-Pétrole (1972) INRS-Géoressources (1983) Amyot (1984) Bertrand (1987) Bertrand et Malo (2001)
		Indian Cove		667-1437	0,8-0,91	0,13-0,48	0,32-1,61	0,44-1,13	154-257	432-449	0,8-1,05	0,08-0,13	
		Shiphead		1437-1873	0,95-0,96	0,13-0,47	0,35-0,59	0,26-0,51	89-113	439-450	0,7-1,1	0,13-0,25	
		Forillon		1873-2411	0,93-1,47	0,10-1,75	0,08-1,24	0,26-1,68	43-240	439-460	0,65-0,95	0,1-0,18	
		Indian Point		2411-3309	1,67-1,88	0,08-1,06	0,04-0,12	0,03-0,12	13-26	424-432	1,3	0,28	
		Roncelles		3300-3530	2,11-2,29	0,15-0,27	/	/	/	/	0,55-0,6	0,07-0,12	
	Gaspé Sud C093	York River - York Lake	S.-D.	0-487	0,69-0,98	0,10-0,35	0,05-0,44	0,04-0,36	20-180	442-450	0,75	0,09	INRS-Géoressources (1983) Amyot (1984) Bertrand (1987) Bertrand et Malo (2001)
		Indian Cove		487-1513	0,82-1,11	0,12-0,32	0,26-0,36	0,23-0,72	132-233	412-447	1,05	0,1-0,2	
		Shiphead		1513-1821	1,09-1,22	0,24-0,42	0,17-0,60	0,34-0,41	110-124	436-447	0,8	0,34	
		Forillon		1821-2795	0,30-1,31	0,10-0,51	0,19-0,41	0,11-0,37	88-154	437-446	0,7-1,15	0,03-0,16	
		Indian Point		2795-2846	1,65	0,38	/	/	/	/	/	/	
		Supergroupe de Québec	C.-O.	2846-3354	1,41	0,56-1,28	0,14-0,46	0,41-0,89	55-71	443-487	0,6-0,71	0,07-0,15	
Sud	York C081	West Point	S.-D.	0-103	1,09	0,03-0,55	/	/	/	401	1,3	0,13	Sikander et Pittion (1978) INRS-Pétrole (1972) INRS-Géoressources (1983) Amyot (1984) Bertrand (1987) Bertrand and Malo (2001)
		Gascon		103-795	1,17-2,16	0,05-0,55	0	0,07-0,15	189-163	520	/	/	
		Laforce		795-1000	1,94	0,02-1,12	/	/	/	420	1,3	0,28	
		Burnt Jam Brook		1000-1131	2,26-2,35	0,08-0,59	/	/	/	/	0,4-0,6	0,06-0,12	

(B)

Localisation	Formation	System	Profondeur M	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_2 mg/g	IH mg HC/g C	T_{max} °C	Références
Zone de Humber	Cloridorme	C.-O.	Surface	2,44-5,9	/	/	/	/	/	Islam *et al.* (1982) Bertrand *et al.* (2003)
	Deslandes		Surface	1,73-6,41	0,30-0,71	0,01-0,15	0,22-0,53	66-75	485-497	
	Tourelle		Surface	1,59-1,99	0,11	/	/	/	/	
	Rivière Ouelle		Surface	1,81-2,80	0,01-1,59	/	/	/	443	
Murdochville	York River	S.-D.	Surface	0,63-0,9	/	/	/	/	/	Bertrand et Malo (2002)
	Indian Cove		Surface	1,26-8,20	/	/	/	/	/	
	Shiphead		Surface	2,08	/	/	/	/	/	
	Forillon		Surface	1,87	/	/	/	/	/	
Puits Malbaie	Battery Point	S.-D.	0-2125	0,04-0,26	0,3-0,17	0,01-0,29	0,06-0,23	70-254	452-505	Bertrand (1987)
Rivière au Renard	Indian Cove	S.-D.	Surface	0,61-0,66	/	/	/	/	/	Bertrand (1987)
	Forillon		Surface	0,64	/	/	/	/	/	
	Indian Point		Surface	1,09-1,18	/	/	/	/	/	
	Roncelles		Surface	/	0,16-0,33	0,01-0,11	0,11-0,35	103-111	478-487	
	West Point		Surface	/	/	/	/	/	/	
	Rivière Ouelle	C.-O.	Surface	1,46-2,18	/	/	/	/	/	
Route 132 Parc du Forillon	York River	S.-D.	Surface	0,59	0,24	0,04	0,54	223	442	Bertrand (1987)
	Indian Cove		Surface	0,61-1,17	0,08-0,20	0,01-0,19	0,22-0,83	273-411	437-445	
	Shiphead		Surface	/	0,33	0,09	0,97	290	433	
	Forillon		Surface	7,98	0,09-0,33	0,01-0,27	0,25-0,99	229-388	442-458	
	Indian Point		Surface	/	0,04	0	0,03	76	/	
Cap des Rosiers	Cap-Chat	C.-O.	Surface	2,69	0,03-2,40	0,0-0,82	0,02-2,38	65-104	448-502	Islam *et al.* (1982)
Puits Blanchet C096	Indian Cove	S.-D.	0-163	0,99-1,11	0,29-0,35	0,16-0,31	0,48-0,73	169-207	442	Bertrand (1987) Bertrand et Malo (2001)
	Shiphead		163-275	1,07	0,51	0,4	0,95	187	442	
	Forillon		275-475	1,34-1,39	0,30-0,40	0,21-0,36	0,7-0,86	218-238	442-447	
	Indian Cove		475-525	/	/	/	/	/	/	
	Shiphead		525-950	1,05-1,13	0,23-0,53	0,16-0,44	0,44-0,93	175-189	442-447	
	Forillon		950-1063	1,25	0,43	0,65	0,71	168	442	
	Indian Point		1063-1188	1,29	0,53	0,88	0,94	179	447	
	Supergroupe de Québec	C.-O.	1188-1338	1,23	0,11	0,1	0,3	262	450	
Bloc centre	Indian Cove	S.-D.	Surface	0,82-1,81	0,19-0,44	0,01-1,19	0,05-2,52	26-573	429-466	Roy (2008)
Puits Québec Oil n°2 C078	Indian Cove	S.-D.	0-517	1,05-1,37	/	/	/	/	/	Bertrand et Malo (2001)
	Shiphead/Forillon		612-1797	1,51-2,36	/	/	/	/	/	
Bloc sud	Indian Cove	S.-D.	Surface	1	0,53	1,32	2,92	551	432	Roy (2008)
	Forillon		Surface	1,08	0,48	0,11	1,04	217	443	
Baie des Chaleurs	Mictaw	C.-O.	Surface	0,87-1,44	0,07-10,68	0,01-3,03	0,03-27,17	43-266	446-491	Roy (2008)

3.1.2 - Maturation des roches

Les analyses réalisées depuis les années 1970 (Hacquebard et Donaldson, 1970), sont focalisées sur la maturation thermique via les observations pétrographiques de la réflectance des constituants élémentaires de la matière organique (vitrinite, exinite, inertinite, pseudo-vitrinite, résinite, spores, phyto-organismes et bitumes). Les maturités des roches de la Gaspésie n'étant pas décrites pour des charbons mais pour des kérogènes issus de différentes sources, leurs valeurs sont exprimées en réflectance de vitrinite équivalente (R_{oeq}). Ainsi, Sikander et Pittion (1978) ont étudié la maturation des roches dans de nombreux puits de la Gaspésie. Entre 1972 et 1983, l'INRS-Pétrole a étudié des puits situés essentiellement dans la région nord-est de la Gaspésie, pour la maturation et le potentiel pétrolier des roches grâce notamment à des analyses Rock-Eval (Tab. 3.1 A et B). Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001, 2007) ont par la suite publié l'évolution des COT et des R_{oeq} de l'ensemble des formations des différents puits en fonction de la profondeur. Finalement, Roy (2008) a fait des analyses Rock-Eval et a caractérisé la maturation de roches échantillonnées partout en Gaspésie. Basées sur ces études, les parties suivantes décrivent la maturation des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes selon leur bloc tectonique (Fig. 1.3).

A - Roches cambro-ordoviciennes

Les successions cambro-ordoviciennes localisées au Nord de la Gaspésie, dans la zone de Humber (au Nord de la discordance taconienne, Fig. 3.1), se trouvent dans la fenêtre à gaz sec (R_{oeq} > 2 % ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001) et apparaissent donc supramatures (cartes de maturation Fig. 3.1).

Les roches cambro-ordoviciennes du puits Gaspé Nord (bloc nord, Fig. 1.3, Tab. 1.2) présentent des valeurs de R_{oeq} supérieures à 8 % (Tab. 3.1 A), caractérisant l'anchimétamorphisme. Ces valeurs peuvent peut-être s'expliquer par un gradient géothermique localement élevé, par des anomalies thermiques (comme dans la région de Murdochville), ou par le charriage local de nappes à maturité élevée. Cependant, aucune donnée ne permet d'étayer l'une ou l'autre de ces hypothèses.

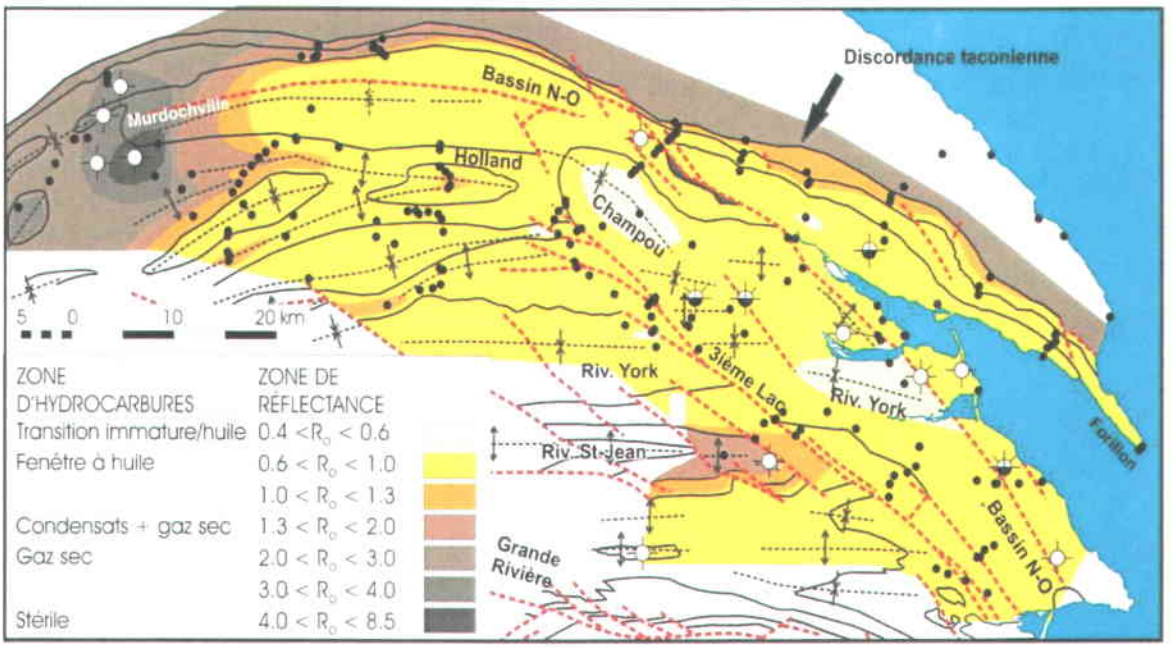


Figure 3.1 : Zones d'isovaleurs de la réflectance de la vitrinite équivalente et stades de génération des hydrocarbures pour les successions cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes de la région nord-est de la Gaspésie. Tirée de Bertrand et Malo (2001).

D'autres roches cambro-ordoviciennes échantillonnées dans les puits Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1 (partie orientale du bloc nord, Fig. 1.3, Tab. 3.1 A) présentent des R_{oeq} proches ou inférieures à 1 %, ce qui les place dans la fenêtre à huile. Les valeurs faibles de réflectance de vitrinite équivalente pour ces roches comparées aux autres roches cambro-ordoviciennes peuvent s'expliquer par une sédimentation réduite dans une zone de haut-topographique hérités de l'orogenèse taconienne. Ces données confortent les conclusions de Roksandic et Granger (1981) qui indiquent un paléo-relief centré sur le puits Douglas, qui est constitué du Groupe des Grès de Gaspé, reposant directement sur les formations de Roncelles, West Point et Griffon Cove River (Amyot, 1984 ; Bertrand et Malo, 2001). En l'absence d''érosion importante (suffisante pour être marquée par un saut de maturation) entre les orogenèses taconienne et acadienne, la seule explication possible pour la faible maturation cambro-ordovicienne est le non-dépôt de la Formation d'Indian Point et du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé. D'après Pétrolia (Fig. 3.2), ces dépôts pourraient s'arrêter en biseau non loin du puits Douglas (www.petroliagaz.com).

Les valeurs de réflectance de vitrinite équivalente observées dans le puits Pétrolia-Haldimand n°1 sont comparables à celles du puits Douglas (Tab. 3.1 A). Il faut en effet noter

que le puits Pétrolia-Haldimand n°1 ne se compose que des formations de Battery Point et de York River qui reposent en discordance sur les roches cambro-ordoviciennes. Les mudstones et shales à la base du puits avaient été initialement assignés au faciès de mudstones de l'Anse à Brillant de la Formation de York River (Bertrand et Malo, 2007), mais de nouvelles études ont permis d'établir des corrélations lithologiques entre l'intervalle basal du puits et les roches cambro-ordoviciennes du puits Douglas (Bertrand, communication personnelle, 2010). Cela s'explique par le fait que le puits Pétrolia-Haldimand n°1 (Fig. 3.2) traverse une faille ("faille Haldimand", Pétrolia) qui met en contact les successions des formations de Battery Point et de York River situées dans le toit de cette faille directement sur des roches cambro-ordoviciennes moins profondes localisées dans le mur de la faille (Fig. 3.2).

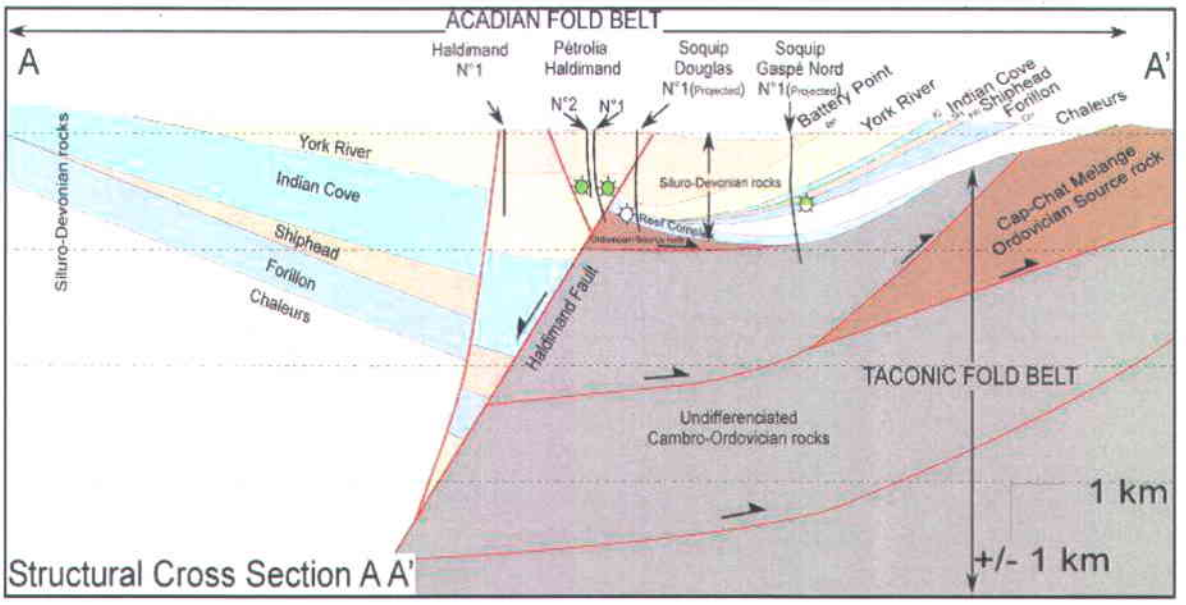


Figure 3.2 : Interprétation de la géométrie des unités du bloc nord pour les puits Pétrolia-Haldimand n°1, Douglas et Gaspé Nord. Tirée de Pétrolia (www.petroliagaz.com/).

Les échantillons récoltés dans les puits des successions cambro-ordoviciennes présentes dans le bloc centre sont en nombre limité et compris dans la fenêtre à condensats et gaz sec ($1,3 < R_{oeq}\ \% < 2$). Ainsi, dans le puits Gaspé Sud, les R_{oeq} du Supergroupe de Québec atteignent 1,4 % ou au niveau du puits Blanchet, le R_{oeq} de l'unité cambro-ordovicienne s'élève à 1,3 % (Tab. 3.1 A et B).

Au niveau du bloc sud de la région d'étude, aucune donnée n'existe sur les roches cambro-ordoviciennes. Cependant, on peut noter que plus au Sud, au niveau de la Baie des Chaleurs, les roches cambro-ordoviciennes sont matures (Groupe de Mictaw, R_{oeq} proche de 1 %, Tab. 3.1 B ; Roy, 2008) à très matures (Groupe de Mictaw, R_{oeq} proches de 2 %, Tab. 3.1 B ; Roy, 2008).

B - Roches siluro-dévoniennes

Les successions siluro-dévoniennes sont généralement immatures à matures en surface. En profondeur, elles se situent dans la fenêtre à huile + condensats.

Au niveau du bloc nord, les analyses réalisées par Hacquebard et Donaldson (1970) ont montré des valeurs « immatures » pour la Formation de York River du puits Tar Point. Le puits Malbaie, composé par la Formation de Battery Point, indique des valeurs de maturation comprises entre 0,8 et 1,7 % (Tab. 3.1 B ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001). Pour le bloc centre, le puits Blanchet renferme les roches du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé avec des valeurs de R_{oeq} comprises entre 1 et 1,4 % (Tab. 3.1 B). Le puits Quebec Oil, foré au niveau du bloc sud, présente des valeurs de vitrinite équivalente caractéristiques de roches matures pour le Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé, comprises entre 1 et 2,4 % (Tab. 3.1 B). Des roches supramatures sont également observées autour du secteur de Murdochville ($3 < R_{oeq}$ % < 8 %, Tab. 3.1 B ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001) et dans la région de l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean (Formation de Gascons du puits York, $R_{oeq} \sim 2,2$ % ; Tab. 3.1 B ; Bertrand et Malo, 2001).

Si l'on considère une histoire commune d'enfouissement pour les formations des blocs sud (puits York) et centre (puits Sunny Bank) jusqu'à l'orogenèse acadienne, les valeurs de R_{oeq} plus faibles pour les roches du bloc sud, pourtant plus anciennes (Tab. 3.1 A), peuvent s'expliquer par une divergence de l'histoire de maturation (et donc d'enfouissement) post-acadienne, avec notamment une érosion (soutenue par les jeux de failles) affectant le bloc sud plus importante que celle affectant le bloc centre. Les formations du bloc sud se retrouvant donc plus proche de la surface au début de l'enfouissement post-acadien, elles subiront une maturation moins importante que les roches du bloc centre.

C - Contraste de réflectance

Les maturités des deux séries sédimentaires étant explicitées, il est intéressant de noter l'existence d'un saut de maturation thermique entre les successions cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes du bloc nord (puits Gaspé Nord ; Fig. 3.3). Cet écart de maturation, important pour la connaissance de l'histoire géologique de la zone, peut être expliqué par deux hypothèses : (1) une maturation pré-acadienne liée à l'enfouissement sédimentaire suivie d'une érosion significative ou (2) une maturation " transportée " des roches cambro-ordoviciennes comprises dans les nappes allochtones, charriées les unes sur les autres lors de l'orogenèse taconienne.

Pour la première hypothèse, la succession cambro-ordovicienne a pu atteindre les valeurs maximales de maturation soit (1) avant le dépôt des roches siluro-dévoniennes, après un dépôt significatif des flyschs ordoviciens taconiens (épaisseur inconnue) et une érosion importante de ces roches ordoviciennes, ou (2) après le dépôt des roches ordoviciennes et siluriennes, mais avant une érosion une fois encore significative (mais inconnue) à la fin de l'orogenèse salinienne. L'hypothèse de la maturation pré-salinienne est privilégiée par Bertrand et Malo (2001).

La seconde hypothèse repose sur le fait que l'ensemble cambro-ordovicien est formé d'une succession de nappes charriées. Dans ce cas, les roches les plus anciennes, et donc les plus profondes, ont pu être ramenées à la surface lors de la déformation taconienne. Il ne serait donc pas étonnant d'observer des valeurs très fortes de R_{oeq} (> 8 %) pour des roches surmontant des formations à valeurs faibles (de l'ordre de 1 à 2 %) et donc des contrastes significatifs entre les roches cambro-ordoviciennes *métamorphisées* et chevauchantes et les roches siluro-dévoniennes déposées sur ces nappes taconiennes. Dans cette hypothèse, l'érosion entre les deux ensembles n'est pas nécessairement importante.

A *contrario*, les formations des puits Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1 ne montrent pas de saut entre les valeurs de R_{oeq} des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes (Fig. 3.3). La maturité des roches constituant le puits Douglas varie peu avec la profondeur tandis que pour le puits Pétrolia-Haldimand n°1, la maturité augmente linéairement avec celle-ci. Il est possible que les valeurs de R_{oeq} soient faibles, car les roches du puits Douglas sont localisées dans une zone où l'on observe une plus faible épaisseur de roches siluro-dévoniennes qu'au sein des blocs centre et sud (voir précédemment). Il apparaît également pour ces deux puits que les échantillons cambro-ordoviciens présentent des valeurs de maturité inférieures aux roches

siluro-dévoniennes sus-jacentes. D'après Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001), ces faibles valeurs seraient dues à la nature de la matière organique, constituée de migrabitumes dans ces échantillons. Pour le puits Douglas, si l'on attribue les valeurs de R_{oeq} aux kérogènes autochtones des roches cambro-ordoviciennes, alors la faible variation de maturité indique une phase de maturation unique post-taconienne et par conséquent un enfouissement maximal post-taconien. Dans le cas contraire, où les migrabitumes fausseraient les résultats de R_{oeq} des roches cambro-ordoviciennes, aucune relation entre la maturité des deux systèmes ne peut être établie. Le contexte tectonique du puits Pétrolia-Haldimand n°1 (mise en contact des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes par la « Faille Haldimand », Fig. 3.2), révèle que la continuité des valeurs de réflectance de vitrinite équivalente avec la profondeur est en réalité un artéfact, puisque les roches basales sont les mêmes que celles retrouvées dans le puits Douglas. Il n'est par conséquent pas possible d'établir de relation claire entre les processus de maturation des roches cambro-ordoviciennes de ces puits et l'effet de l'enfouissement post-taconien.

Au Sud de la faille du Bras Nord-Ouest (bloc centre ; Fig. 1.3), les valeurs de réflectance de vitrinite équivalente mesurées sur les ensembles du Paléozoïque inférieur et moyen augmentent linéairement avec la profondeur (malgré la discordance salinienne existante), montrant ainsi l'absence du saut de maturation (Bertrand 1987 ; Bertrand et Malo, 2001, Roy, 2008). Le puits Gaspé Sud montre par exemple une telle augmentation progressive des valeurs de R_{oeq} avec la profondeur (Fig. 3.4). Les données présentées pour la maturation des ensembles cambro-ordovicien et siluro-dévonien de la Gaspésie indiquent un contexte tectonique complexe qui nécessitera une forte simplification lors de la modélisation (Cf. Chapitre 4).

3.1.3 - Modélisation

Ces études géochimiques ont permis la modélisation de la genèse et de la migration des hydrocarbures selon la méthode de Hunt (1995) (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008). La mise en place de telles modélisations nécessite, en outre, la caractérisation en amont des paramètres géochimiques relatifs aux roches mères, tels que l'énergie d'activation, le coefficient d'Arrhenius, les potentiels partiels, et les coefficients stœchiométriques de chaque fraction mise en jeu dans la dégradation du kérogène. Roy (2008) a établi ces paramètres pour les roches ordoviciennes et dévoniennes des formations de Macasty (roche mère de l'Ile d'Anticosti), de Forillon et de

York River. Ces données ont été déterminées expérimentalement par maturation artificielle des kérogènes en milieu ouvert et ajustés par inversion numérique grâce à une procédure d'optimisation (voir Chapitre 2).

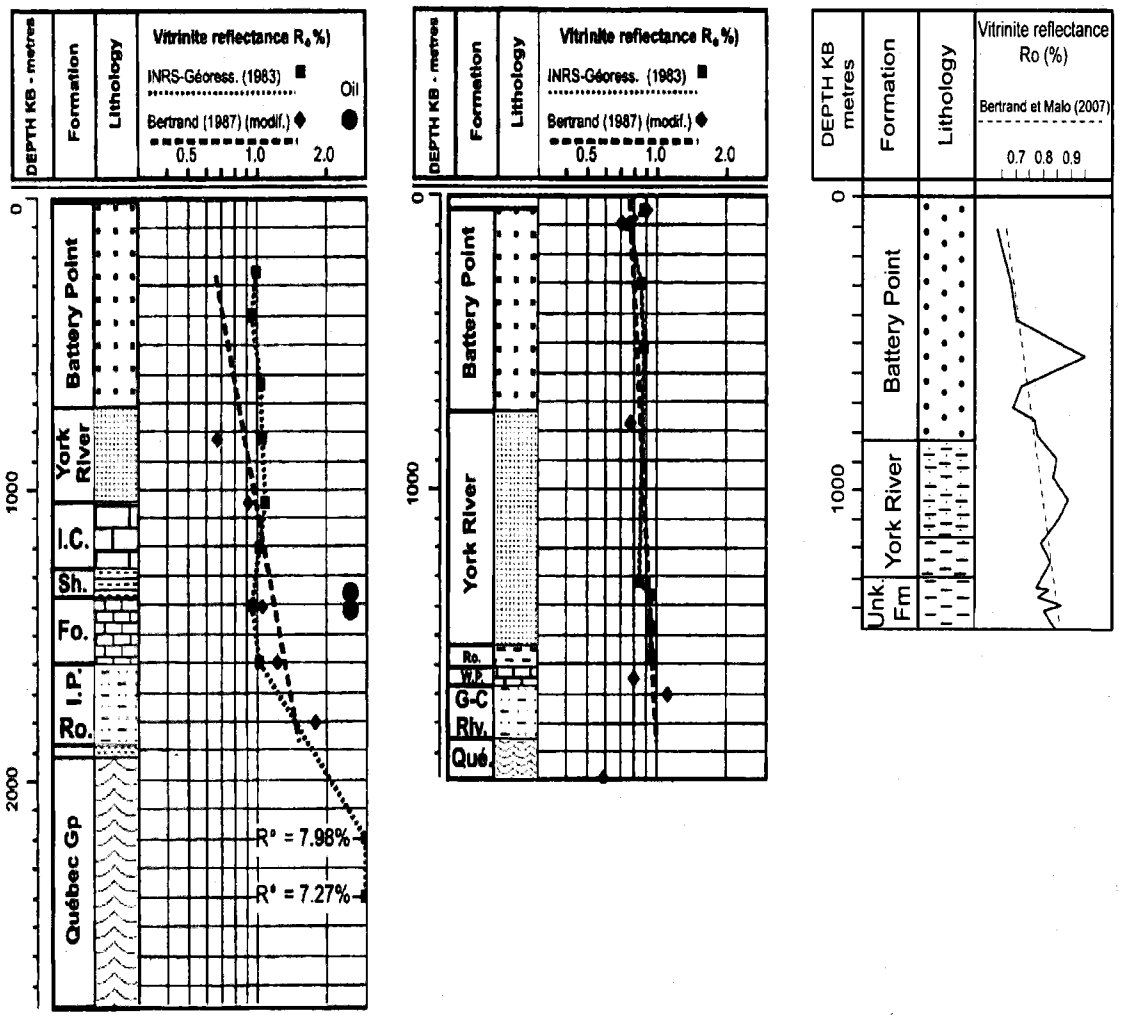


Figure 3.3 : Évolution de la réflectance de la vitrinite équivalente en fonction de la profondeur pour les puits Gaspé Nord, Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1. Tirée de Bertrand et Malo (2001, 2007).

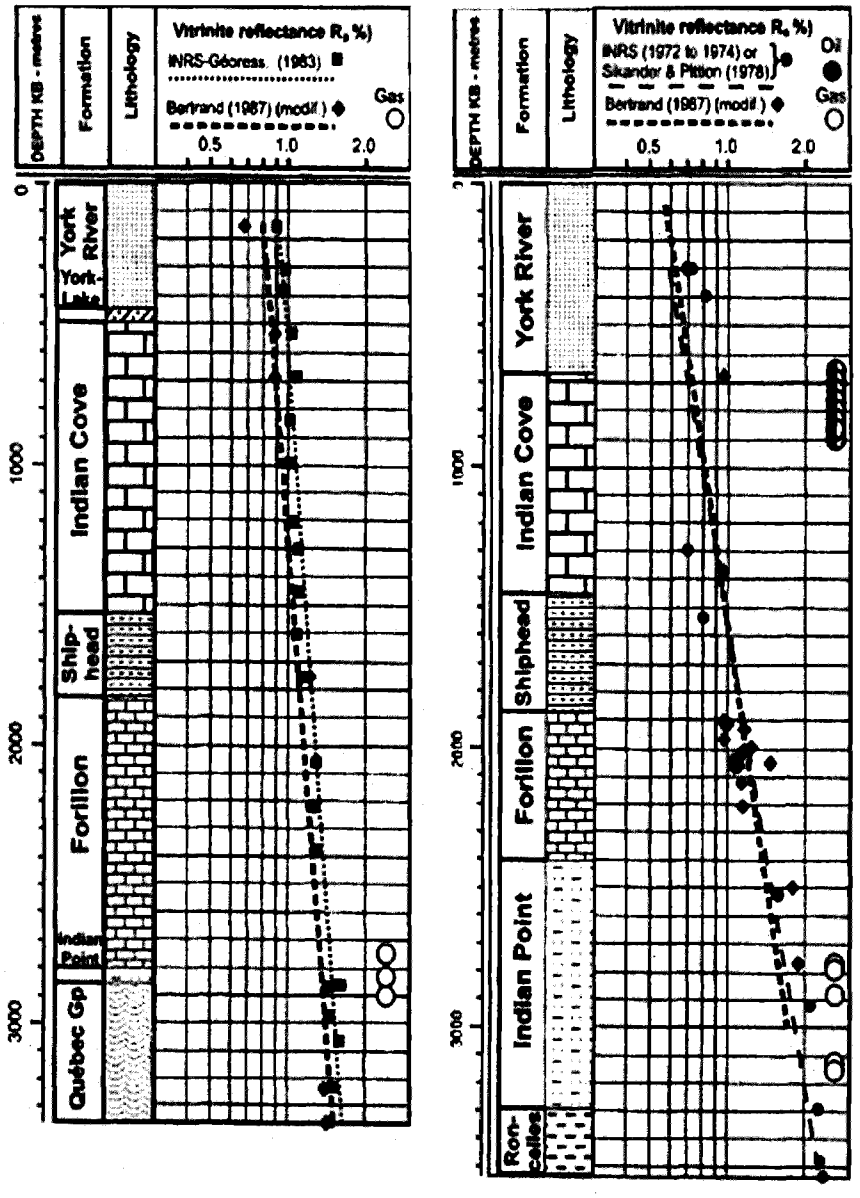


Figure 3.4 : Évolution de la réflectance de la vitrinite équivalente en fonction de la profondeur pour les puits Gaspé Sud et Sunny Bank. Tirée de Bertrand et Malo (2001).

Une fois ces paramètres établis, Roy (2008) a généré des modèles 1D pour les puits Sunny Bank et Gaspé Sud, localisés dans le bloc centre, car la maturation y apparaît continue avec la profondeur. La modélisation a montré, avec l'hypothèse d'une maturation des roches cambro-ordoviciennes avant le dépôt des roches siluro-dévoniennes, que :

1) l'enfouissement maximal des roches a eu lieu pendant l'orogenèse acadienne au Dévonien moyen (390 Ma) ;

2) les roches cambro-ordoviciennes ont généré des hydrocarbures vers 395 Ma ; ces hydrocarbures ont alors migré de 395 Ma jusqu'à l'enfouissement maximal ;

3) les roches mères siluro-dévoniennes ont produit de l'huile vers 395 Ma et jusqu'à 390 Ma, et du gaz pendant l'enfouissement maximal (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008) ; de plus, la migration des hydrocarbures à partir de la Formation de Forillon se déroulerait de façon continue depuis 390 Ma alors que l'expulsion des huiles hors des roches mères de la Formation de Shiphead n'a pas eu lieu à cause d'un seuil de saturation trop bas ;

4) la Formation de York River a généré de l'huile pendant la déformation acadienne, mais pas de gaz.

Les données discutées précédemment donnent un aperçu des connaissances actuelles concernant les roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, que ce soit au niveau de la caractérisation géochimique (maturité, potentiel pétrolier) ou des modélisations (cinétique, chronologie de génération et migration des hydrocarbures). Néanmoins, plusieurs points restent controversés ou hypothétiques. Par exemple, pour une même formation, des incohérences entre les données géochimiques Rock-Eval et les résultats de maturité déduite des analyses élémentaires ont pu être notées. De même, peu de données attestent de la possibilité d'un enfouissement important durant le Carbonifère, ce qui fait que l'épaisseur des unités carbonifères n'a pas été contrainte. Pourtant, ce paramètre paraît important pour la modélisation. Les nouveaux modèles 2D vont donc permettre de compléter les résultats des modèles 1D et de passer d'une étude locale à une échelle plus régionale. Afin de contraindre au mieux ces modèles, un échantillonnage plus précis des roches a été réalisé sur les puits étudiés, pour permettre de nouvelles analyses géochimiques (Rock-Eval, extraction de kérogènes). De plus, l'ensemble des formations observées dans la région nord-est de la Gaspésie seront considérées.

3.2 - Nouvelles analyses géochimiques (Rock-Eval) des roches du Nord-Est de la Gaspésie

3.2.1 - Sélection des échantillons

Les études géochimiques précédentes portant sur les formations cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes et leur maturation au sein des différents blocs tectoniques nous renseignent sur les unités à considérer pour des analyses plus fines. Considérant les connaissances sur les puits de la région, plusieurs d'entre eux ont été sélectionnés comme base d'étude pour le présent travail. Un échantillonnage fin des roches de puits a été entrepris, comme indiqué dans le Tableau 1.3 et l'Annexe 3.

La première étape de cette étude est la caractérisation géochimique (Fig. 1.5) de roches brutes sélectionnées dans les puits Sunny Bank et Gaspé Sud par le Rock-Eval 6 (Behar *et al.*, 2001 ; voir Annexe 1), dans le but de confirmer les résultats acquis avec des versions plus anciennes du Rock-Eval. Les puits choisis, considérés comme des puits de référence, ont l'avantage de couvrir une grande partie de la colonne stratigraphique des unités cambro-ordoviciennes à siluro-dévoniennes observées dans la région d'étude. De plus, certaines formations de ces puits présentent des caractères géochimiques de roches mères (par exemple les formations de Forillon et d'Indian Point du puits Sunny Bank, et la Formation de Forillon et le Supergroupe de Québec du puits Gaspé Sud ; Tab. 1.1 ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001). Enfin, la linéarité de la maturation avec la profondeur (voir précédemment) est un cas simple idéal pour une première approche.

Afin d'éviter les répétitions avec l'article «Evaluation of hydrocarbon potential of the Paleozoic (Cambrian to Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula, Québec, Canada: Geochemical characterization, Expulsion Efficiency and Erosion scenario» (Grundman *et al.*, 2012) présenté un peu plus loin, ne seront explicités dans les paragraphes qui suivent que les justifications à la reprise des analyses géochimiques de la bibliographie, notamment les étapes préliminaires obligatoires à la validation des résultats des analyses effectuées, comme la calibration de la réponse du Rock-Eval à la masse de roche introduite dans l'appareillage. Sera également détaillée la méthode de séparation des pics observés dans les profils Rock-Eval pour les analyses des roches brutes.

3.2.2 - Détermination des masses à analyser

Bertrand (1987) observe une absence de linéarité entre la réponse du détecteur à ionisation de flamme (FID) du Rock-Eval et la quantité de matière organique pyrolysée. Il conclut que le détecteur sous-estime la quantité d'hydrocarbures analysée. Cette sous-estimation apparaît d'autant plus importante que la teneur en carbone organique de la roche est faible, ce qui est le cas de nombreux échantillons provenant des formations siluro-dévoniennes. Afin de valider les résultats obtenus au Rock-Eval 6, une courbe de référence a été calibrée à partir de l'échantillon standard 160000 de l'IFP Énergies nouvelles, correspondant à une marne noire ("black shale") albienne provenant du bassin vocontien (Sud-Est de la France ; Bréhéret, 1997), et dont le profil Rock-Eval présente un S_2 (potentiel en hydrocarbures) égal 12,43 mg/g. L'exactitude des résultats obtenus sur le standard est vérifiée lorsque le signal transmis par le FID est linéaire (Pillot et Beaumont, 2005). Cette linéarité du signal est observée pour des masses de 10 à 200 mg d'étalon. La masse détectable par le FID pour atteindre la linéarité est alors comprise entre 0,1243 et 2,48 mg selon les équations suivantes :

$$\left(\frac{10 \times S_2}{1000}\right) = 0{,}1243 \qquad (3.1)$$

$$\left(\frac{200 \times S_2}{1000}\right) = 2{,}48 \qquad (3.2)$$

Les études géochimiques réalisées par Bertrand et Malo (2001, 2007) et Roy (2008) montrent des valeurs de S_2 pour les roches siluro-dévoniennes et cambro-ordoviciennes bien inférieures à celui de l'échantillon standard. Ces données laissent penser qu'il est nécessaire d'utiliser, pour ces deux ensembles, la plus grande masse possible de roche. Pour confirmer cette hypothèse, des analyses préliminaires ont été menées avec 50 mg d'échantillon afin d'obtenir les valeurs de S_2 de tous les échantillons et ainsi déterminer la masse minimale nécessaire à la linéarité du détecteur. Les masses minimales et maximales sont calculées grâce aux formules suivantes :

$$M = 1000 \times \left(\frac{0{,}1243}{S_2}\right) \qquad (3.3)$$

$$M = 1000 \times \left(\frac{2{,}48}{S_2}\right) \quad (3.4)$$

où M est la masse minimale d'échantillon à analyser.

Les masses minimales d'échantillon à analyser par Rock-Eval ont été calculées pour le puits Gaspé Sud (Tab. 3.2). Il en résulte qu'il est indispensable d'utiliser la masse maximale de roche brute acceptable par une nacelle, c'est-à-dire 250 mg, afin d'être dans la gamme de linéarité du FID ou du moins le plus proche possible, en sachant que certaines valeurs resteront en dehors de cette gamme (par exemple S_2 étant égal à 0,14 mg/g pour un échantillon de York River, il faudrait analyser 888 mg de roche ; Tab. 3.2). De fait, considérant les faibles valeurs de COT et S_2 des formations de tous les puits sélectionnés comparées à celles du standard, la masse maximale doit être utilisée pour chaque roche brute analysée présentant des COT et S_2 faibles. Roy (2008) note la nécessité d'analyser au minimum 75 mg de roche pour entrer dans la gamme de linéarité du détecteur. Cette faible valeur, comparée aux résultats présentés ici dans le Tableau 3.2, sous-entend que la gamme de linéarité du FID n'avait peut-être pas été atteinte pour ses analyses antérieures. Pour les roches plus riches, la masse peut être ajustée afin d'assurer la linéarité de la réponse du détecteur. L'Annexe 4 montre les masses nécessaires pour chaque puits.

3.2.3 - Profils Rock-Eval des roches brutes

Les variables S_1 (hydrocarbures libres) et S_2 (hydrocarbures pyrolysables) obtenues par le FID sont calculées comme étant l'aire des courbes S_1 et S_2 présentées sur un pyrogramme (Fig. 3.5 A). Dans la plupart des cas, le profil Rock-Eval des roches mères présente deux pics distincts, avec un retour à la ligne de base après le pic S_1 généralement de faible hauteur, et un pic S_2 bien développé (Fig. 3.5 A ; Espitalié *et al.*, 1985 ; Lafargue *et al.*, 1998 ; Behar *et al.*, 2001). Dans le cas de la Gaspésie, les profils sont quelque peu différents. En effet, jusqu'à quatre pics sont discernables sur beaucoup de pyrogrammes de roches brutes (92 % des cas, voir Grundman *et al.*, 2012) : le pic S_1, le pic S_2, un pic intermédiaire aux deux précédents et un pic positionné après le pic S_2 (Fig. 3.5 B). Ces pics sont chacun définis sur un intervalle de température donné (Fig. 3.5 B) :

1) Le pic S_1 apparaît durant les trois minutes du temps de chauffe défini à 300°C,

2) le pic S_{2a} est observé entre 300 et 410°C,

3) le pic S_{2b} est déterminé entre 410 et 540°C et correspond au pic S_2 traditionnel, et

4) le pic S_{2c} est défini après 540°C, et jusqu'à 650°C.

Contrairement au cas classique (Fig. 3.5 A), le pic S_1 observé sur les pyrogrammes paraît de plus forte intensité que le pic S_2 (Fig. 3.5 B). Cette observation est déjà notée par Bertrand (1987) qui sépare les profils Rock-Eval en 3 pics distincts : S_1 (compris entre 250 et 285°C), S_{21} (correspondant au pic intermédiaire, pour des températures comprises entre 285 et 385°C) et S_{22} (correspondant au S_2 général, entre 385 et 550°C). Bertrand (1987) évoque l'existence de bitumes à partir de l'observation du pic S_{21} et comptabilise le potentiel pétrolier comme S_{21} + S_{22}. Ces hypothèses font référence aux observations de Clémentz (1979) et Wilhems *et al.* (1991) qui affirment que des huiles migrées et/ou des bitumes indigènes piégés dans le kérogène peuvent affecter les valeurs des variables S_2, IH et T_{max}. Peters (1986) montre un pyrogramme où apparaît un pic S_2 bimodal et où le T_{max} est faible.

Le pic S_2 correspond à la quantité d'hydrocarbures pouvant potentiellement être générée par maturation de la roche. Par conséquent, il est important de correctement définir ce paramètre. Pour ce faire, il faut déterminer si le pic intermédiaire (noté S_{2a}) aux pics S_1 et S_2 est à lier au pic S_1, et se rapporte à des produits libres, ou à associer au pic S_2 et se comptabilise alors dans le potentiel pétrolier de la roche. Cette distinction peut être réalisée par l'analyse des matières organiques totales (MOT) et des kérogènes isolés des roches. En plus de permettre l'observation de l'évolution du pic S_{2a} lors de l'extraction (avec des solvants organiques), cette méthode permet (1) de s'affranchir de l'effet de matrice minérale (Durand et Nicaise, 1980), qui, d'après Bertrand (1987) est important pour les roches pauvres de la Gaspésie, (2) de ne plus être en dehors de la gamme de linéarité du FID, et (3) de préparer les échantillons pour les futures maturations artificielles. Il parait donc nécessaire de procéder à l'isolement des kérogènes à partir des roches brutes sélectionnées et de prendre en compte les résultats des analyses effectuées sur ces matières organiques plutôt que sur roches brutes.

Tableau 3.2 : Résultats Rock-Eval et masses minimales et maximales nécessaires à analyser pour atteindre la linéarité du FID pour les roches brutes du puits Gaspé.

Formation	Profondeur	Syst.	$R_{oéq}$ estimée	COT	S_1	S_2	T_{max}	IH	Masse minimale	Masse maximale
	m		%	%	mg/g	mg/g	°C	mg/g C	mg	mg
York River	75	S.-D.		0.10	0.04	0.14	434	90	888	17714
York River	155		0.69	0.21	0.15	0.34	436	119	366	7294
York River	305		0.98	0.25	0.09	0.28	431	68	444	8857
York River	385		0.95	0.33	0.46	0.71	441	158	175	3493
Indian Cove	535		1	0.19	0.13	0.52	444	216	239	4769
Indian Cove	685		1	0.25	0.09	0.47	445	144	264	5277
Indian Cove	760			0.21	0.07	0.54	446	214	230	4593
Indian Cove	840		1.03	0.15	0.10	0.42	444	194	296	5905
Indian Cove	993		1.03	0.23	0.12	0.48	445	157	259	5167
Indian Cove	1070			0.19	0.12	0.49	440	174	254	5061
Indian Cove	1198		1.07	0.29	0.10	0.86	407	255	145	2884
Indian Cove	1295		1.11	0.17	0.09	0.36	446	165	345	6889
Indian Cove	1448		1.11	0.18	0.09	0.34	444	156	366	7294
Indian Cove	1525			0.26	0.10	0.41	437	127	303	6049
Shiphead	1605		1.09	0.32	0.08	0.4	420	84	311	6200
Shiphead	1760		1.22	0.44	0.23	0.67	445	125	186	3701
Forillon	1910			0.43	0.30	0.65	441	107	191	3815
Forillon	1990			0.15	0.07	0.2	409	133	622	12400
Forillon	2065		1.31	0.12	0.06	0.19	441	117	654	13053
Forillon	2135			0.18	0.05	0.2	427	83	622	12400
Forillon	2225		1.31	0.20	0.12	0.31	438	100	401	8000
Forillon	2375		1.30	0.17	0.12	0.27	441	112	460	9185
Forillon	2535			0.24	0.17	0.31	437	100	401	8000
Forillon	2675		1.31	0.48	0.31	0.54	432	77	230	4593
Forillon	2760			0.68	0.49	0.69	427	74	180	3594
Indian Point	2825		1.65	0.48	0.22	0.42	414	58	296	5905
Supergroupe de Québec	2915	C.-O.		1.42	0.61	0.74	428	30	168	3351
Supergroupe de Québec	2990			1.14	0.19	0.52	451	28	239	4769
Supergroupe de Québec	3060		1.62	0.71	0.39	0.45	422	37	276	5511
Supergroupe de Québec	3145			0.70	0.12	0.64	400	76	194	3875
Supergroupe de Québec	3230		1.43	1.30	0.78	0.92	435	45	135	2696
Supergroupe de Québec	3352		1.41	1.37	0.57	0.92	440	50	135	2696

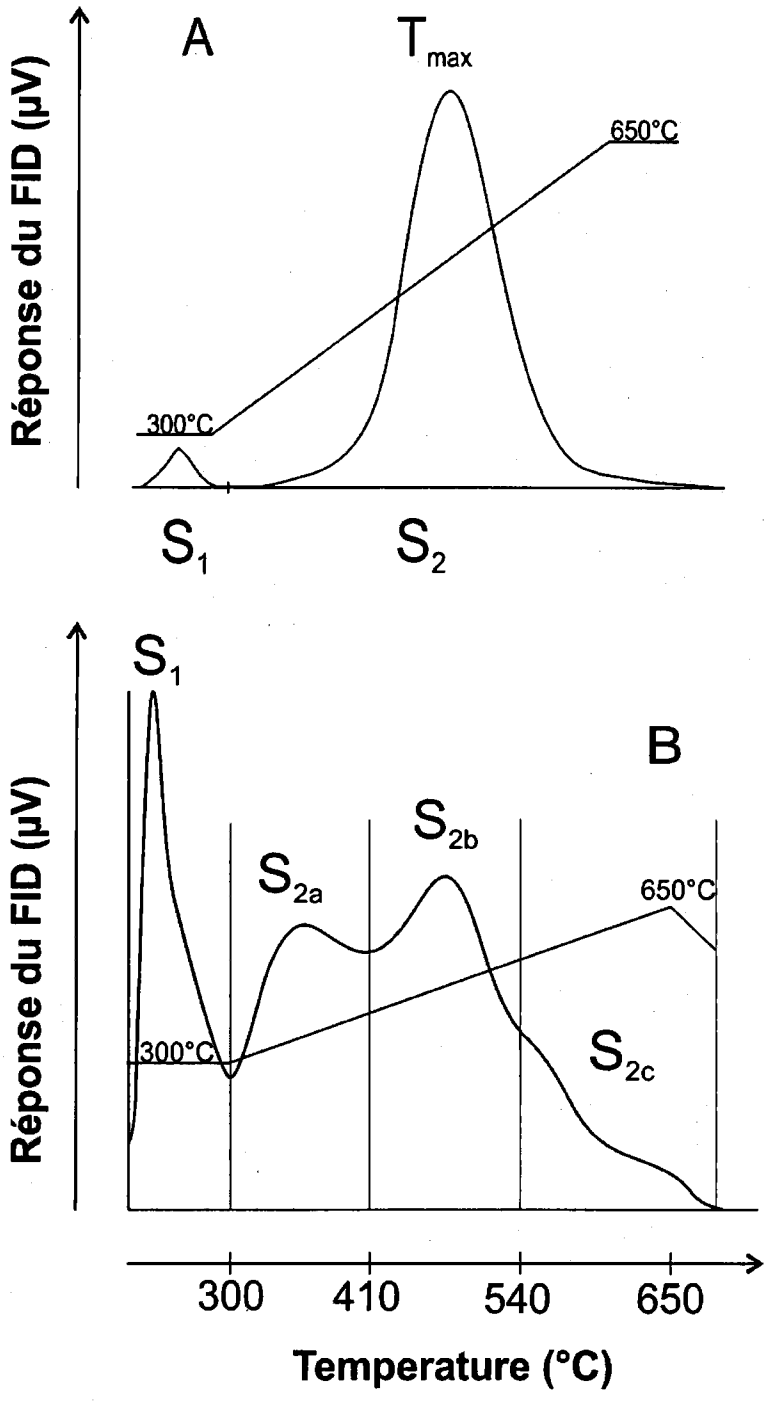


Figure 3.5 : (A) Pyrogramme de roche mère standard (d'après Behar *et al.*, 2001). (B) Pyrogramme d'échantillons de la Gaspésie avec séparation des profils Rock-Eval en quatre pics.

3.2.4 - Profils Rock-Eval des MOT et kérogènes

Le protocole de préparation des kérogènes est décrit par la Figure 1.5. Succinctement, elle se déroule en deux phases consécutives, détaillées en Annexe 1 : 1) l'isolement de la matière organique totale avec des acides chlorhydrique et fluorhydrique, et 2) l'isolement du kérogène avec extraction au dichlorométhane (DCM), un solvant organique. L'isolement des kérogènes étant un processus long, une série restreinte de roches brutes a été choisie d'après les résultats Rock-Eval et en fonction de leur âge (cambro-ordovicien ou siluro-dévonien), de leur degré de maturité, de leur profondeur et de leur position géographique (selon le bloc tectonique dans lesquelles elles sont localisées), de façon à être représentative. De plus, les roches brutes choisies pour l'extraction doivent avoir un COT supérieur à 0,3 % afin d'obtenir pour les analyses ultérieures, une quantité suffisante de kérogène (Vandenbroucke et Largeau, 2007 ; voir Annexe 5)

Les MOT et kérogènes isolés résultant des différentes phases d'extraction aux solvants organiques présentent respectivement des profils Rock-Eval passant d'une réduction faible à importante du pic S_1 et du pic intermédiaire aux pics S_1 et S_2 (voir Fig. 3.13). La disparition du pic intermédiaire permet de conclure que ce dernier correspond à des produits pétroliers générés non libres (différent du pic S_2 représentant les produits non encore générés) de masse moyenne à importante et pyrolysables à des températures plus élevées que les hydrocarbures présents dans le pic S_1. Au contraire du pic S_1, ces produits générés peuvent avoir été retenus dans le kérogène par absorption ou adsorption (Espitalié *et al.,* 1984 ; Leythaeuser *et al.,* 1984 ; Leythaeuser et Schaefer, 1984 ; Sandvik *et al.,* 1992 ; Stainforth et Reinders, 1990 ; Pepper et Corvi, 1995b). D'autre part, le pic S_{2c} diminue fortement, sans pour autant disparaître complètement, pour la majorité des kérogènes analysés. L'extraction par solvant organique engendre donc la réduction des hydrocarbures libres, mais il est possible de garder leur trace et de les quantifier grâce à la pesée des extraits DCM. Le pic S_{2a} correspond à des produits pétroliers non libres mais est à prendre en compte au même titre que le pic S_1. Ainsi, le potentiel pétrolier n'est obtenu qu'à partir du pic S_{2b+c} des kérogènes afin de ne pas le surestimer. Nos conclusions confortent celles de Bertrand (1987) concernant la présence de bitumes. Cependant, une différence importante existe à propos de la définition du potentiel pétrolier, qui est décrit comme le pic S_{2b+c} dans cette étude et comme la somme (surestimation systématique du potentiel pétrolier des roches) de S_{21} + S_{22} pour Bertrand (1987).

3.2.5 - Validation de la méthode d'extraction

La Figure 3.6 présente une comparaison entre les teneurs en carbone organique total mesurées avec le Rock-Eval 6 et celles dosées par analyse élémentaire sur les kérogènes du puits Gaspé Sud (résultats présentés en Annexe 6). On peut observer une bonne corrélation de ces deux paramètres, ce qui assure la validité des deux méthodes analytiques. Le coefficient de corrélation de 0,93 indique cependant une légère sous-estimation du COT par le Rock-Eval 6. Cette sous-estimation était également observée par Behar *et al.* (2001) : l'écart relatif des résultats entre les deux méthodes peut être le fait d'analyses sur kérogènes contenant des proportions différentes de pyrite, avec pour conséquences des quantités plus faibles analysées par analyse élémentaire (< 1 mg) que par Rock-Eval 6 (~ 7-15 mg, Behar *et al.*, 2001).

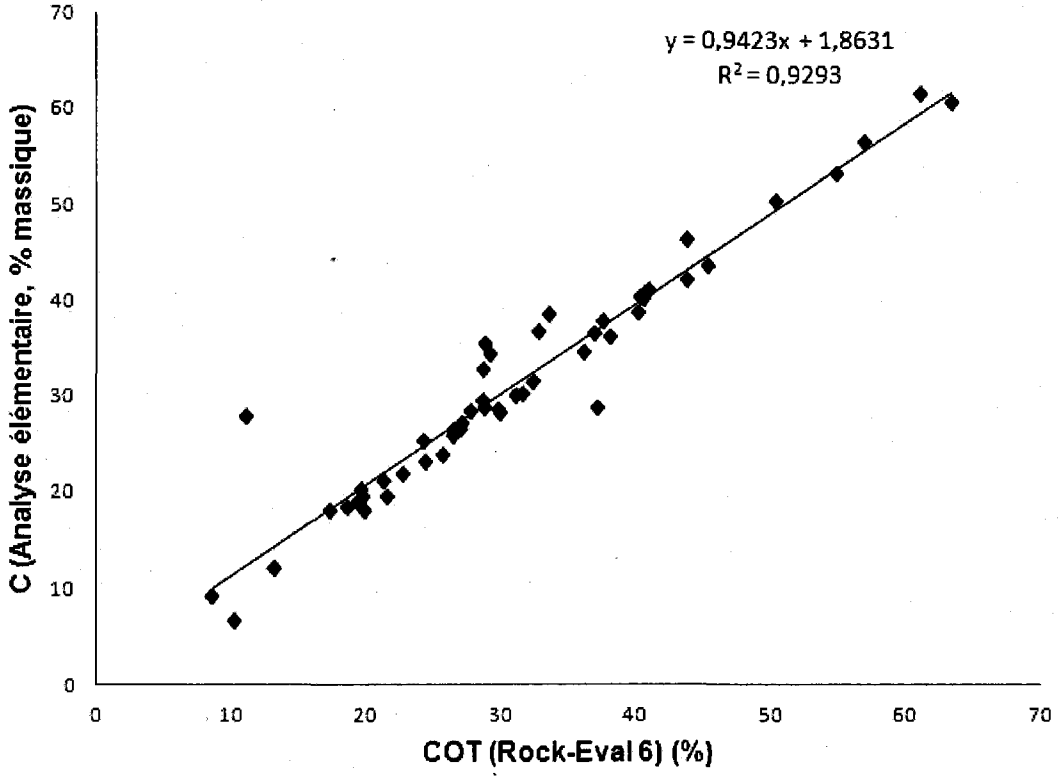


Figure 3.6 : Corrélation du carbone de l'analyse élémentaire en fonction du COT du Rock-Eval pour les kérogènes cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens.

3.2.6 - Conclusions préliminaires

Bertrand (1987) notait la sous-estimation de la quantité d'hydrocarbures analysée par Rock-Eval qu'il corrigeait par une transformation logarithmique sur les pics S_2. Une estimation simple de la masse de roche à analyser par calibration sur standard (Pillot et Beaumont, 2005) permet d'obtenir des résultats Rock-Eval plus précis. Pour les roches de la Gaspésie, il est nécessaire d'utiliser la masse maximale pour des roches à faible teneur en C_{org} et d'ajuster cette masse pour les roches plus riches en C_{org} afin de se placer dans la gamme de linéarité du FID.

L'observation des profils Rock-Eval couplée à l'isolement des kérogènes a permis le découpage des profils des roches brutes en quatre pics, S_1 et S_{2a} correspondant à des composés pétroliers générés libres et non libres et S_{2b} et S_{2c} traduisant le potentiel pétrolier résiduel. Les pics S_{2a} disparaissent par solubilisation dans les solvants organiques, après extraction des kérogènes, pour l'ensemble des formations analysées. Ces résultats confirment définitivement la thèse avancée par Bertrand (1987) à partir d'observations pétrographiques et de l'extraction d'un unique échantillon. Le parallèle existant entre les pics S_1 et S_{2a} révèle l'importance de ne pas considérer le pic S_{2a} dans le calcul du potentiel pétrolier réel. Pour ce faire, il est nécessaire d'extraire les kérogènes afin de faire disparaître ces composés pétroliers libres et ainsi ne laisser apparaître que le pic S_{2b} des kérogènes, considéré alors comme le pic S_2 traditionnellement défini. Les données géochimiques acquises par les différents auteurs ces 30 dernières années (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008) ne prennent pas en compte la séparation des différents pics en comptabilisant les variables S_2 et IH des roches de la Gaspésie. En considérant que la gamme de linéarité du FID a bien été atteinte pour chacune des analyses de ces auteurs, les valeurs obtenues à partir du Rock-Eval sont en conséquence toujours surestimées : pour l'ensemble des roches extraites, le potentiel pétrolier l'est entre 4 et 75 % (la moyenne étant de 26 %, annexe 7).

L'observation systématique des pyrogrammes permet d'identifier rapidement les niveaux roches mères les plus intéressants : les niveaux de roches brutes pauvres en matière organique présentent des pics mal définis et plus nombreux, et les niveaux de roches brutes riches en COT se caractérisent par l'absence ou la présence en très faible quantité des composés pétroliers intermédiaires aux pics S_1 et S_2. De plus, les effets d'échelle et de matrice peuvent avoir une incidence non négligeable sur les valeurs des variables S_2 et IH des roches brutes. Ils peuvent être d'autant plus influents que la roche présente un faible COT. La nécessité de

travailler à partir des kérogènes plutôt qu'à partir des roches brutes se vérifie donc pour toutes les roches.

Ces conclusions démontrent la nécessité de :

1) reprendre toutes les analyses des échantillons des puits présentés en introduisant la masse nécessaire de roches brutes dans la nacelle du Rock-Eval pour se trouver dans ou au plus près de la gamme de linéarité du FID et ainsi évaluer les valeurs justes de COT, S_2 et IH des roches ;

2) analyser les pyrogrammes de toutes les roches brutes analysées afin d'observer les pics du Rock-Eval et déterminer ainsi le potentiel pétrolier réel ou biaisé du niveau roche mère considéré ;

3) sélectionner les roches les plus riches de chaque puits, dans les deux séries cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, après vérification des valeurs de COT, S_2 et IH des roches, afin (i) d'en extraire les kérogènes, (ii) de mesurer les valeurs réelles de leur potentiel pétrolier et (iii) de quantifier la totalité des composés pétroliers libres et non libres, en solubilisant tous les hydrocarbures déjà générés dans le solvant organique,

4) utiliser les kérogènes extraits pour réaliser (i) des analyses élémentaires et ainsi vérifier, pour les différentes formations (et donc en fonction de la profondeur), le type des kérogènes et leur niveau de maturité, (ii) des pyrolyses afin de vérifier le potentiel pétrolier des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, et (iii) acquérir les paramètres cinétiques de craquage des kérogènes afin d'estimer l'épaisseur d'érosion des orogenèses acadienne et alléghanienne pour les formations siluro-dévoniennes.

La démarche décrite ci-dessus est appliquée à tous les puits décrits dans le premier chapitre de cette thèse (Fig. 1.3 ; Tab. 1.2). Les résultats des analyses sont présentés et discutés dans l'article de Grundman *et al.* (2012) qui constitue le cœur de ce chapitre 3.

3.3 - Évaluation du potentiel en hydrocarbures des roches mères paléozoïques (Cambrien à Dévonien) du système pétrolier de la Gaspésie, Québec, Canada : caractérisation géochimique, efficacité d'expulsion et scénario d'érosion

Article publié en 2012 dans The American Association of Petroleum Geologists Bulletin (AAPG Bulletin) 96, 4, 729-751

Evaluation of hydrocarbon potential of the Paleozoic (Cambrian to Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula, Québec, Canada: Geochemical characterization, Expulsion Efficiency and Erosion scenario

G. Grundman[1,3], F. Behar[2], M. Malo[1], F. Baudin[3], F. Lorant[2]
[1] Institut national de la recherche scientifique (INRS), 490 de la Couronne, Québec (Québec) G1K 9A9, Canada.
[2] Geochemistry Department, IFP Énergies nouvelles, 1-4 Avenue de Bois Préau, 92852 Rueil-Malmaison, France.
[3] Université Pierre et Marie Curie (UPMC), ISTeP UMR CNRS 7193, case 117, 4 place Jussieu, 75252 Paris Cedex 05, France.

Manuscrit soumis le 22 Octobre 2010. Manuscrit révisé soumis le 13 Juin 2011. Manuscrit accepté définitivement le 30 Août 2011.

3.3.1 - Résumé de l'article

A - Introduction

La Gaspésie (Québec, Canada ; Fig. 3.7) est reconnue pour son potentiel pétrolier depuis l'observation de suintements d'huile par Sir Willam Logan en 1836. Depuis le milieu du XIXe siècle, de nombreuses études ont été entreprises afin d'améliorer les connaissances du système pétrolier gaspésien, notamment dans sa région nord-est, où de nombreux puits ont été forés et de nombreux profils sismiques acquis au cours du temps. Ainsi, plusieurs niveaux de roches mères et roches réservoirs ont pu être décrits dans les ensembles cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens (Fig. 3.8). De nombreuses données géochimiques ont été obtenues pour les roches des deux séries. Les roches siluro-dévoniennes sont décrites comme des roches immatures à matures, à faible teneur en carbone organique (C_{org}) et ayant de faibles index d'hydrogène (IH), excepté localement pour quelques niveaux plus riches. Les roches cambro-ordoviciennes sont, quant à elles, plus riches en C_{org}, à IH et maturité plus élevés.

Dans ce contexte, l'étude géochimique approfondie présentée dans ce chapitre doit permettre (1) l'évaluation du potentiel en hydrocarbures des roches mères du Nord-Est de la Gaspésie, (2) la détermination des épaisseurs d'érosion lors des orogenèses acadienne et alléghanienne, et (3) la préparation des données géochimiques d'entrée pour la modélisation de bassin 2D.

Cette étude a consisté, dans un premier temps, en l'analyse au Rock-Eval 6 des roches brutes (Fig. 3.10). Des analyses Rock-Eval ont également été menées sur des matières organiques totales (MOT, après élimination de la phase minérale de la roche) et des kérogènes isolés d'une série restreinte de roches brutes. Le kérogène a été obtenu en deux (voir annexe 1). Afin de vérifier l'état de maturité des roches, les kérogènes ont également été caractérisés au moyen d'analyses élémentaires (C, H, O). Les paramètres cinétiques de la dégradation des kérogènes, ont été déterminés par maturation artificielle au Rock-Eval 6 après ajustement par inversion des valeurs de S_2 obtenues en utilisant le logiciel GeoKin.

Afin de valider les résultats du Rock-Eval, la linéarité de la réponse du détecteur à ionisation de flamme (FID) doit être atteinte. Pour ce faire, il est nécessaire d'analyser la masse maximale possible (250 mg) pour une roche à faible teneur en carbone organique (C_{org}), et d'ajuster cette masse pour les roches les plus riches.

B - Les roches siluro-dévoniennes

Le carbone organique (C_{org}) des roches siluro-dévoniennes est généralement inférieur à 0,5 % et l'index d'hydrogène à 150 mg/g C, excepté pour certaines formations géologiques, comme les formations d'Indian Point, de Forillon et de York River (Fig. 3.11). Sur les roches brutes, aucune corrélation n'est observée entre les faibles C_{org} et S_1 et la profondeur ou réflectance de la vitrinite (R_o). Au contraire, une tendance se dessine entre les courbes d'IH et de réflectance de la vitrinite équivalente entre 1800 et 3600 m de profondeur. Les analyses réalisées sur MOT et kérogènes montrent des valeurs de S_1 et IH supérieures à celles des roches brutes (Fig. 3.12), ce qui montre la nécessité de mesurer ces paramètres sur les matières organiques extraites.

L'observation des pyrogrammes (Fig. 3.13) des roches brutes révèle des pics anormaux, liés à la présence de produits lourds entre les pics S_1 et S_2 et après le pic S_2. Afin de connaître la valeur réelle du pic S_2, correspondant au potentiel en hydrocarbures, il est nécessaire de déterminer si les pics anormaux sont des produits libres ou non. Les profils Rock-Eval 6 peuvent être séparés en 4 pics (Fig. 3.14) : S_1, S_{2a}, S_{2b} et S_{2c}, où S_{2b} correspond au S_2 conventionnellement défini. Les trois derniers pics sont alors respectivement convertis en IH_a, IH_b et IH_c. Les analyses Rock-Eval 6 réalisées sur les kérogènes montrent des profils plus standards. Cela suggère qu'une quantité importante de produits pétroliers générés (mais non libres) de masse moléculaire moyenne à importante et solubles dans le dichlorométhane, sont présents dans la roche brute et piégés dans le kérogène. Ainsi est démontrée la nécessité de mesurer le pic S_2 des kérogènes afin d'éviter sa surestimation sur roche brute en y comptabilisant les produits pétroliers ; ce qui ne fut pas toujours fait dans les études antérieures en Gaspésie. Il est possible de déterminer les quantités des composés pétroliers générés, en sommant les pics S_1 et IH_a des MOT. Les teneurs des composés libres mesurées par Rock-Eval 6 sont toujours inférieures à celles obtenues par extraction (Fig. 3.15). La plupart de ces composés pétroliers ne sont pas balayés par le gaz vecteur pendant l'étape de thermovaporisation du Rock-Eval, ce qui explique les profils anormaux des roches brutes. De plus, une petite partie de ces composés est encore présente dans les pics S_{2a} et S_{2b}.

L'évolution avec la profondeur des données correspondant aux composés pétroliers libres et non libres (pics S_1 et S_{2a}) et aux extraits totaux d'une part, et des résultats d'IH des roches brutes et des kérogènes d'autre part, est contrastée (Fig. 3.16). Aucune tendance avec la maturité n'est révélée pour les extraits totaux et les composés pétroliers libres et non libres, les valeurs obtenues étant dispersées et parfois élevées (environ 200 mg/g C) quelle que soit la

profondeur d'enfouissement. La distribution observée pour les kérogènes montre une évolution bimodale de l'IH en fonction de la profondeur plus claire que sur roche brute : jusqu'à 1500 m, les valeurs d'IH sont situées autour de 220 mg/g C et à partir de 1500 m, la courbe d'IH diminue jusqu'à 20 mg/g C, ce qui sous-entend que des hydrocarbures sont générés. Les données sur l'évolution des IH suggèrent ainsi que les roches siluro-dévoniennes ont la capacité de générer des hydrocarbures, alors que la forte teneur en extraits totaux indique qu'une majorité des composés n'a pu être expulsée et est toujours présente dans la roche mère.

Les analyses élémentaires effectuées sur les kérogènes siluro-dévoniens suggèrent l'altération par oxydation de la matière organique de Type II après son dépôt, lors de la diagenèse précoce des roches (diagramme de van Krevelen, Fig. 3.17). De plus, la courbe H/C obtenues à partir de ces analyses présente une bonne corrélation de la maturité et la décroissance de l'IH avec l'augmentation de la profondeur (Fig. 2.18). La corrélation de ces paramètres permet de suggérer que les roches siluro-dévoniennes ont subi une maturation thermique engendrant des valeurs de R_{oeq} comprises entre 0,8 et 1,4 %, amenant dans la fenêtre à huile. Au contraire, les valeurs de T_{max} semblent, étonnamment, ne pas suivre la même logique.

C - Les roches cambro-ordoviciennes

Dans le cas des roches mères ordoviciennes, les teneurs en C_{org} des roches immatures à matures sont plus importantes que pour les échantillons siluro-dévoniens (Tab. 3.5). Pour des profondeurs inférieures à 2000 m, les roches présentent des teneurs en C_{org} et des valeurs d'IH supérieures respectivement à 1 % et 300 à 400 mg/g C, ainsi que des profils Rock-Eval typiques de roches mères sans pic intermédiaire. Les échantillons les plus profonds (autour de 3000 m) affichent des C_{org} autour de 0,3 %, des IH faibles de l'ordre de 120 mg/g C et des profils Rock-Eval anormaux liés à des produits résiduels générés après la phase principale d'expulsion. L'isolement des kérogènes permet de rendre compte de quantités de composés pétroliers générés et libres très inférieures aux roches siluro-dévoniennes, aux environs de 100 mg/g C (Tab. 3.5). La valeur maximum d'IH est considérée à 300 mg/g C pour des roches dont les C_{org} sont de 0,5 %. Les roches cambro-ordoviciennes ont subi une maturation thermique importante engendrant des valeurs de R_o atteignant 1,6 %, ce qui sous-entend que ces roches mères sont susceptibles d'avoir fourni de l'huile plutôt que du gaz. Enfin, un niveau peu mature et à C_{org}

important (1,74 %), retrouvé dans le puits Pétrolia-Haldimand n°1, peut être considéré comme un niveau de roche mère intéressant.

D - Estimation des épaisseurs d'érosion

Deux scénarios peuvent être pris en compte pour le puits Sunny Bank concernant l'enfouissement maximal : durant le Malbaie ou pendant le Carbonifère. Ce puits a été sélectionné car il présente de nombreuses estimations de la réflectance de la vitrinite équivalente, et ce, sur l'ensemble de la colonne sédimentaire, et a été modélisé par Bertrand et Malo (2001) et Roy (2008). Ces deux scénarios utilisent des épaisseurs différentes pour la Formation de Malbaie et les unités carbonifères (Fig. 3.20). L'épaisseur d'érosion maximale atteinte dans les deux scénarios est de 5200 m. Les courbes d'enfouissement des roches mères considérées (formations de Rivière Ouelle, de Forillon et de York River) pour les deux scénarios montrent des âges différents d'entrée dans la fenêtre à huile de la formation la plus jeune.

Considérant une phase d'érosion commune aux différentes formations, la profondeur de la fenêtre à huile et l'épaisseur de son érosion peuvent être estimées par comparaison de la courbe moyenne de décroissance d'IH observée (évolution moyenne de la maturité, Fig. 3.21) et des courbes calculées à partir de données cinétiques acquises sur des kérogènes immatures à peu matures des roches siluro-dévoniennes (Tab. 3.6 et 3.7). Quatre simulations ont été testées pour des gradients géothermiques de 23 et 28 °C/km et des taux de sédimentation de 200 et 400 m/Ma (Fig. 3.22). Les épaisseurs d'érosion calculées, basées sur la fenêtre à huile, montrent alors que le gradient géothermique est la donnée essentielle contrôlant la profondeur de la fenêtre à huile. L'épaisseur d'érosion régionale minimum pour les érosions acadienne et alléghanienne est estimée de 4500 m. Il est cependant vraisemblable que l'épaisseur réelle soit plus importante.

E - Conclusion

Les roches siluro-dévoniennes sont des roches pauvres en C_{org}. Les profils Rock-Eval 6 des roches brutes présentent des pics anormaux, avec des composés pétroliers détectés avant et après le pic S_2 standard. Les profils Rock-Eval des kérogènes sont plus typiques et révèlent une diminution de ces composés. De plus, l'ensemble siluro-dévonien de la zone de Gaspé

présente une maturité de fenêtre à huile mais la capacité des roches mères à expulser l'huile est très limitée du fait de leur faible teneur en C_{org}.

Les roches cambro-ordoviciennes sont plus riches en C_{org} que les roches siluro-dévoniennes et affichent des profils Rock-Eval caractéristiques de roches mères (pic S_1 et S_2 distincts). Plus profondes que le premier ensemble, les roches cambro-ordoviciennes de la zone de Gaspé sont plus matures sans pour autant avoir atteint la fenêtre à gaz. Enfin, elles montrent une capacité à fournir et expulser des hydrocarbures supérieure aux unités siluro-dévoniennes.

Les courbes de décroissance d'IH obtenues à partir des paramètres cinétiques de dégradation des quatre kérogènes siluro-dévoniens pour un gradient géothermique de 23 °C/km indiquent, pour les deux dernières phases d'érosion (acadienne et alléghanienne), une épaisseur minimum d'érosion de 4500 m.

3.3.2 - Article

Evaluation of hydrocarbon potential of the Paleozoic (Cambrian to Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula, Québec, Canada: Geochemical characterization, Expulsion Efficiency and Erosion scenario

A - Abstract

Several petroleum source rocks and reservoirs are recognized in the Gaspé Peninsula (Québec, Canada) and numerous geochemical data were published on source rocks for wells drilled in both the Cambrian-Ordovician and Silurian-Devonian series. The aim of the present work is to evaluate their respective contribution of oil and gas prospects and to prepare geochemical input data for a further basin modelling study. Rocks samples were collected from both series, 46 from the Cambrian-Ordovician formations and 275 from the Silurian-Devonian formations. They were collected mainly from well cuttings and a few of them come from outcrops.

Most of the Silurian-Devonian rocks are lean rocks with organic carbon content (C_{org}) lower than 0,5 %. They exhibit systematic abnormal S_1 (free hydrocarbons) and S_2 (potential hydrocarbons) peaks from Rock-Eval 6 profiles with compounds detected before and after the S_2 peak. However, typical S_2 peak profiles were obtained on isolated kerogens after solvent extraction. Kerogens were sorted with increasing depth: between 1200 and 2600 m (3937 – 8530 ft), the observed hydrogen index (HI) decrease is correlated with H/C ratio decrease and R_o (vitrinite reflectance) increase. The amount of extract is around 200 mg/g C whatever the burial depth. These results suggest that Silurian-Devonian rocks have undergone a thermal maturation between 0,8 to 1,4 % R_o. Their capacity to expel oil seems to be very limited, however they have a potential as gas shale. Finally, a minimum regional erosion thickness around 4300 m (~ 14,108 ft) was derived by comparing the computed HI evolution versus the observed trend for a geothermal gradient at 23 °C/km.

For the Cambrian-Ordovician rocks, C_{org} values are richer in both immature and mature samples. S_1 and S_2 peaks from Rock-Eval 6 profiles are standard with HI above 300 – 400 mg/g C. R_o being above 1,6 %, these source rocks are more oil than gas prone.

Key Words: Gaspé Peninsula, Cambrian-Ordovician, Silurian-Devonian, Source Rock, Organic Richness, Kerogen, Kinetic Parameters, Petroleum System.

B - Introduction

The Gaspé Peninsula in Eastern Canada is known for its petroleum potential since the observation of the first oil seeps in 1836 by Sir William Logan. With this evidence of hydrocarbon potential, a great number of wells were drilled and new hydrocarbons discoveries lead to improvements in exploration of the Gaspé Peninsula and on a better understanding of its complex stratigraphic and structural architecture (Malo and Bourque, 1993; Malo and Kirkwood, 1995; Malo *et al.*, 1995; Kirkwood, 1995, 1999; Bourque *et al.*, 2000, 2001a; Malo, 2001; Brisebois and Morin, 2003; Kirkwood *et al.,* 2004). Most of oil seeps at surface, as well as oil and gas shows in wells are located in northeastern part of the Gaspé Peninsula in the Silurian-Devonian rocks of the Gaspé Belt.

Geological setting

The Gaspé Peninsula, which is part of the Canadian Appalachians (Figure 3.7) is made up of Paleozoic rocks which can be divided into three temporal rock assemblages (Williams, 1995; Bourque *et al.*, 2000): 1) the lower Paleozoic assemblage is made up of Cambrian to Middle Ordovician rocks of the Humber zone (Laurentian passive margin) and Ordovician rocks of the Dunnage zone (oceanic domain of the Iapetus Ocean); 2) the middle Paleozoic assemblage which comprises Upper Ordovician to Middle Devonian rock units of the Gaspé Belt, a successor basin unconformably overlying the Humber and Dunnage zones, and 3) the upper Paleozoic assemblage of the Carboniferous Maritimes Basin overlying both older rocks assemblages.

The Humber and Dunnage zones were deformed by both the Taconic (Late Ordovician) and the Acadian (Middle Devonian) orogenies, whereas the Gaspé Belt was deformed during the Acadian orogeny but also recorded structural features linked to the Late Silurian-Early Devonian Salinic disturbance (Malo, 2001). Carboniferous rocks remain largely unaffected by the Pennsylvanian-Permian Alleghanian orogeny. The Taconic orogeny is related to ophiolite obduction, collision of continental magmatic arc terranes and associated crustal thickening of the Laurentian margin (De Broucker, 1987; Malo *et al.*, 2008a). The Taconic orogeny is characterized by NW-directed regional thrusts and nappes in the Humber zone (Figure 3.7). The Acadian orogeny resulted from oblique continental collision between peri-Gondwanan terranes and Laurentian accreted terranes (Malo *et al.*, 1995). Major Acadian structural features in the

Gaspé Belt are large, open, and upright folds, generally NE-trending and linked with NW-directed high-angle reverse faults, and dextral ENE to E-trending strike-slip faults, such as the Shickshock Sud and Grand Pabos faults (Figure 3.7). The Salinic disturbance generated angular and/or erosional unconformities, synsedimentary faulting and extensional-related folding in the Gaspé Belt basin (Malo, 2001).

The Humber zone in the Québec Appalachians is represented by the Québec Supergroup. In the Gaspé Peninsula (Figure 3.8), it consists of 1) Upper Neoproterozoic (?) to Lower Cambrian rift-related basalts and feldspathic sandstones of the Shickshock and Maquereau groups, 2) Cambrian-Ordovician slope and rise deposits of the Trois-Pistoles Group, Orignal, Romieu, Rivière Ouelle and Tourelle formations of the Rivière Sainte-Anne nappe, 3) Upper Ordovician foredeep basin rocks of the Des Landes Formation (Rivière Marsoui nappe), 4) the Ordovician Cap-Chat Mélange, and 5) Upper Ordovician syn-orogenic foreland basin turbidites of the Cloridorme Formation. The Dunnage zone is represented by inliers of Ordovician oceanic turbidites, shales, mélanges and ultramafic rocks, such as the Ruisseau Isabelle Mélange along the Shickshock Sud fault and the Mictaw Group in southern Gaspé Peninsula (Figure 3.8). Rocks of the Gaspé Belt are bounded by two major angular unconformities (Figure 3.8). The oldest unconformity is between the Cambrian-Ordovician deformed rocks and the base of the sequence, whereas the second is between the Acadian deformed Gaspé Belt rocks and the overlying subhorizontal Carboniferous rocks. A Late Silurian unconformity, linked with Salinic synsedimentary block-faulting (Bourque, 2001), is recognized within the Gaspé Belt. The Gaspé Belt sequence is divided into four temporal and lithological assemblages (Bourque *et al.*, 2000; Figures 3.7 and 3.8): 1) Upper Ordovician to Lower Silurian (Caradocian to Llandoverian) deep-water, fine-grained, carbonate-clastic facies of the Honorat and Matapedia groups; 2) Silurian to Devonian (Llandoverian to Lochkovian) shallow to deep water shelf facies of the Chaleurs Group; 3) Lower Devonian (Pragian to Emsian) carbonate and siliciclastic, fine-grained, deep shelf and basin facies of the Upper Gaspé Limestones Group and its laterally equivalent Fortin Group; and 4) Lower to Middle Devonian (Emsian to Givetian), nearshore to terrestrial, coarse grained facies of Gaspé Sandstones Group.

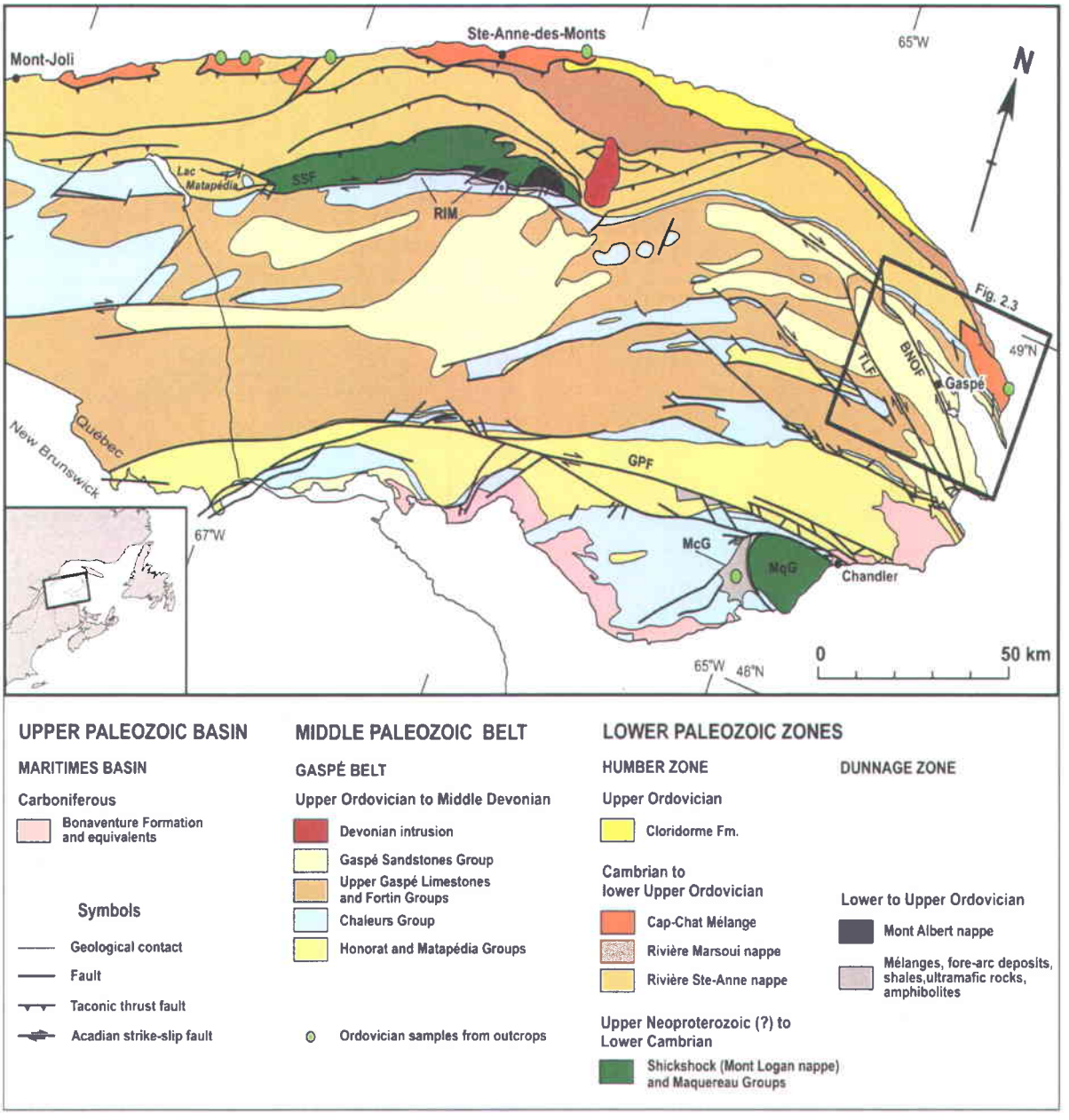


Figure 3.7: Geologic map of the Gaspé Peninsula (modified after Brisebois *et al.*, 1991). GPF = Grand Pabos fault; McG = Mictaw Group; MqG = Maquereau Group; RIM = Ruisseau Isabelle Mélange; BNOF = Bras Nord-Ouest fault; TLF = Troisième Lac fault; SSF = Shickshock Sud fault. The Rivière Saint-Anne nappe includes the Trois-Pistoles Group, Orignal, Romieu, Rivière Ouelle and Tourelle formations. The studied zone is indicated in the black rectangle.

The studied region in the northeastern part of the Gaspé Peninsula (Figure 3.9 and black rectangle on Figure 3.8) is divided into three structural blocks, the northern, central and southern

blocks. The northern and central blocks are separated by the Bras Nord-Ouest Fault and the central and southern blocks are separated by the Troisième Lac Fault (Figure 3.7). The Silurian-Devonian Gaspé Belt sequence rests unconformably on Cambrian-Ordovician rocks of the Humber zone (Québec Supergroup; Figure 3.8).

Petroleum system

Several petroleum source rocks and reservoirs are recognized in the Gaspé Peninsula (Figure 3.7) and numerous geochemical data were published on source rocks for wells drilled in both the Silurian-Devonian and Cambrian-Ordovician marine successions (Bertrand, 1987; Idiz *et al.*, 1997; Bertrand and Malo, 2001; Roy, 2004, 2008). The Silurian-Devonian rocks show average organic carbon (C_{org}) from 0,02 to 0,5 % with discrete levels between 1 and 2,75 %. The corresponding hydrogen index (HI) values are between 13 and 459 mg/g C, with an average around 200 mg/g C (Bertrand and Malo, 2001, 2007). Vitrinite equivalent reflectance (R_o) of Silurian-Devonian rocks ranges from 0,30 to 2,16 %, which indicates immature to overmature rocks (Bertrand and Malo, 2001). Cambrian-Ordovician rocks show residual C_{org} which usually exceed 1 % with HI values ranging between 55 to 71 mg/g C (Bertrand *et al.*, 2003). The vitrinite equivalent reflectance ranges from 0,7 to 8,5 %, which indicate mature to overmature, and even metamorphic rocks. This over maturity level associated with C_{org} higher than 0,6 % indicates that the initial C_{org} was almost double at immature stage. This suggests that potential source rocks, though disseminated, were present and have already generated a significant amount of oil and gas. In the Silurian-Devonian succession, vitrinite reflectance values may be higher than 1,0 %, meaning that source rock reached sufficient maturity to generate petroleum fluids. However, C_{org} values for most of these rocks are very low with values below 0,2 %. Nevertheless, several studies demonstrated that the Silurian-Devonian succession comprises discrete source rocks, such as the Indian Point, Forillon, Shiphead and locally York River formations. For Ordovician rocks, the Rivière Ouelle Formation, Mictaw Group, some black shales of the Ruisseau Isabelle and Cap-Chat mélanges may be considered as possible source rocks (Sikander and Pittion, 1978; Bertrand and Malo, 2001; Bertrand *et al.*, 2003; Roy, 2004, 2008; Lavoie *et al.*, 2009a).

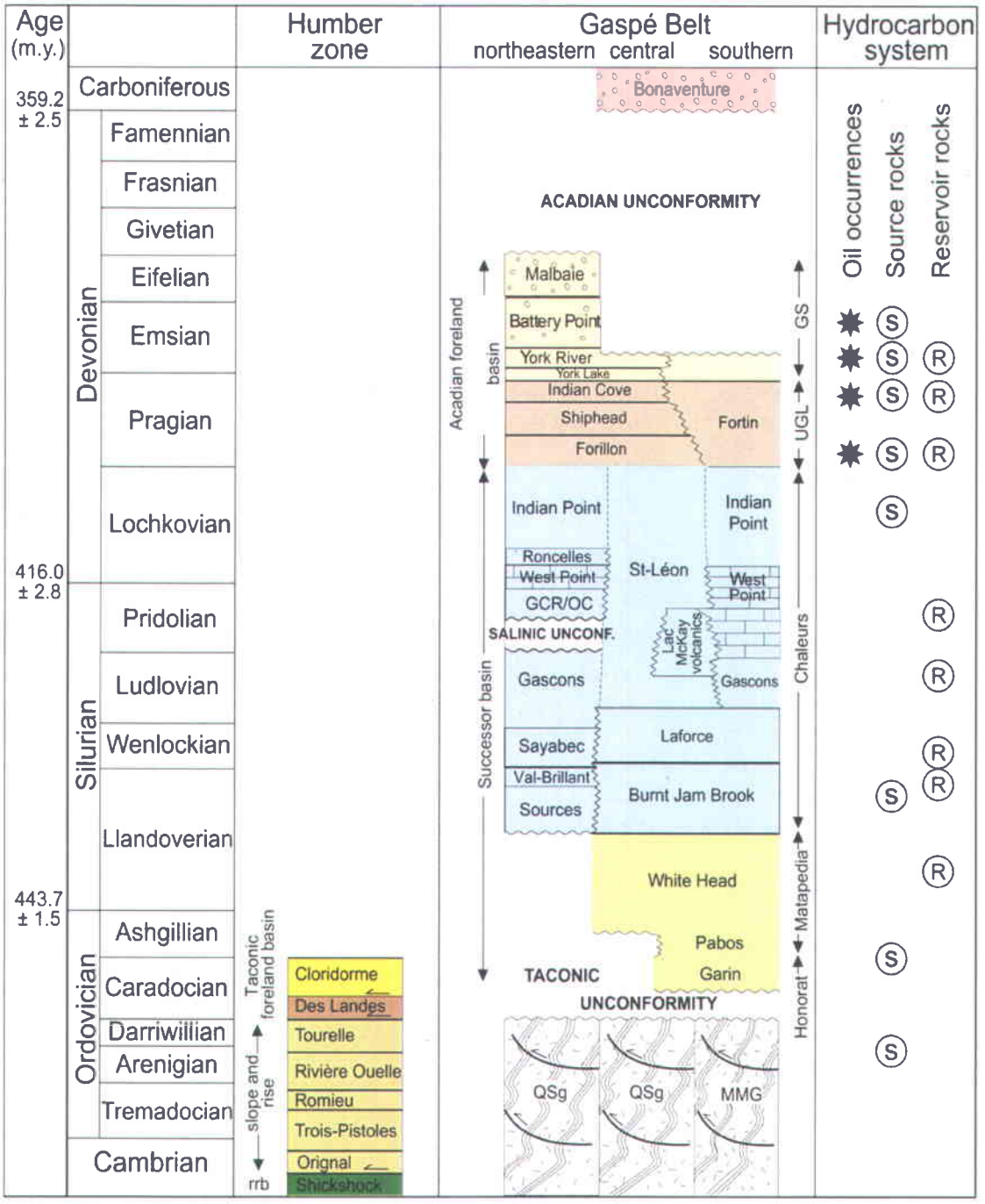


Figure 3.8: Generalized stratigraphic columns for the Humber zone and Gaspé Belt with the main features of the hydrocarbon system (modified from Kirkwood *et al.*, 2004). CCM = Cap-Chat Mélange; GCR/OC = Griffon Cove River/Owl Capes Member; GS = Gaspé Sandstones Group; MMG = Maquereau and Mictaw groups; QSg = Québec Supergroup; R = reservoir rock; rrb = rift-related basalt; S = source rock; SMG = Shickshock and Maquereau groups; UGL = Upper Gaspé Limestones Group. In figure 2.1, Orignal, Trois-Pistoles, Romieu, Rivière Ouelle, Tourelle rocks units are all included in the Rivière Sainte-Anne nappe, whereas The Shickshock Group is part of the Mont Logan nappe.

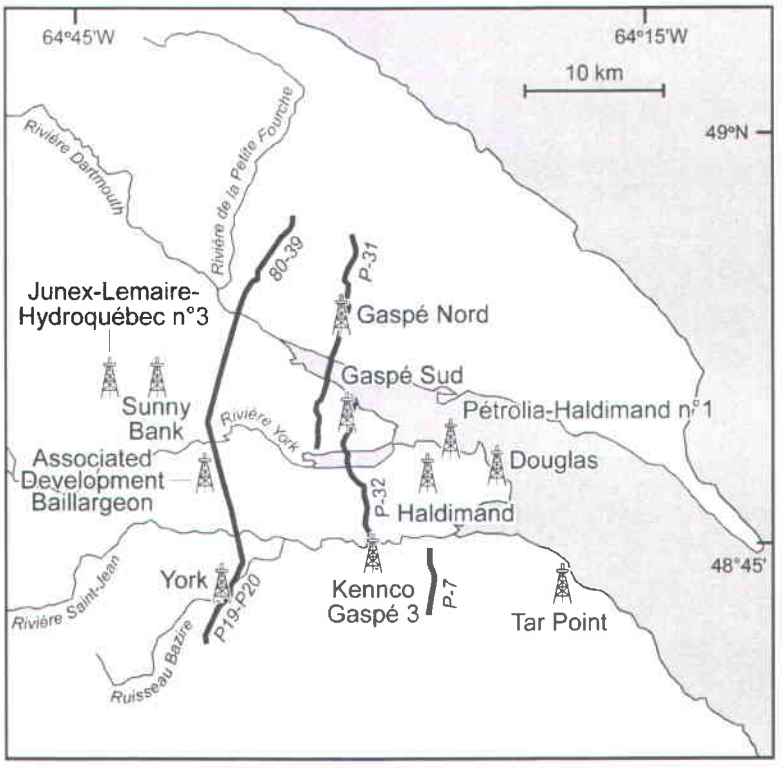


Figure 3.9: Location of existing seismic lines and selection of the 11 studied wells.

For the same formation, the maturity of rocks is different in the three structural blocks. The northern block shows low maturities for rocks (with R_o from 0,64 to 0,86 % for Battery Point and Rivière Ouelle formations respectively). The central block presents rocks with maturity ranging from 0,7 % for York River Formation to 2,23 % for Roncelles Formation. The rocks of the southern block are mature to overmature, with Chaleurs' rocks at the surface in which the R_o is up to 2,23 %.

In summary, two main disseminated source rock intervals were recognized in the Gaspé Peninsula. In the Silurian-Devonian formations, a large range of maturities was observed. The regional C_{org} is low and the HI of the most immature samples does not exceed 200 mg/g C. In some wells, higher values may be found for both the carbon richness and petroleum potential. In the Cambrian-Ordovician formations, the C_{org} may exceed 1 % for the over mature rocks, meaning that a significant amount of petroleum has been already generated. The aim of the present work is to evaluate the hydrocarbon potential of these two main source rock intervals, in order to better estimate the contribution of both petroleum systems to oil and gas prospects in this region, and also to prepare geochemical input data for further basin modelling studies. A

large set of samples (N = 321) was selected mainly from well cuttings, but also from outcrops, and submitted for Rock-Eval 6 analyses. The selection of wells to sample was done according to the occurrence of the main geological formations that are representative of both the Silurian-Devonian and Cambrian-Ordovician series. Then, 57 samples were submitted to hydrofluoric acid (HF) – hydrochloric acid (HCl) treatment for mineral digestion. The resulting total organic matter concentrates (TOM) were analyzed by Rock-Eval 6 to determine a mass balance between the free and generated hydrocarbons. These analyses together with the atomic composition of the extracted kerogens will be used for defining a maturity window in terms of sediment burial depth, for determining the initial petroleum potential of the two main source rock intervals and for appreciating their respective expulsion efficiency. Bulk kinetic parameters were also acquired on four kerogen samples of the Silurian-Devonian formations for determining the rate of hydrocarbon generation and the oil window depth from which a tentative estimation of erosion thickness was done.

C - Samples

The selection of the samples has to fulfil two main objectives: the first is to span a maximum maturity range for each main source rock interval, the second is to calibrate maturity trends in wells for future basin modelling studies. Using previous studies as a guide (Bertrand and Malo, 2001, 2007), eleven boreholes were chosen (Figure 3.9 and Table 3.3) in the north-eastern part of the Gaspé Belt, near Gaspé. Most of the selected wells contain Silurian-Devonian rocks at a depth interval of which ranges from 9 down to 3527 m (30 to 11,572 ft) (Table 2.3).

The York River Formation is present in almost all wells and covers a depth interval between 10 and 1900 m (33 – 6234 ft). The Battery Point Formation is restricted to shallow depths (100 - 800 m [328 – 2625 ft]) in Gaspé Sud, Petrolia Haldimand no 1 (PH1) and Douglas wells whereas the Shiphead Formation is located between 1200 and 1800 m (3937 – 5906 ft) in Gaspé Nord, Gaspé Sud, Sunny Bank and Junex-Lemaire-Hydro-Québec wells. The source rocks from the Forillon Formation are found between 1400 and 2400 m and those from the Indian Point are the deepest from 1500 to 3300 m (4921 – 10,827 ft). Consequently, the different Silurian-Devonian formations cover a large interval of depth of almost 4000 m (13,123 ft) and some of them are present in several wells

According to the previous study of Bertrand and Malo (2001), thermal maturity trends were clearly observed based on the R_o with values from 0,5 to 1,3 % which corresponds to a typical oil window for standard source rocks. This means that the Rock-Eval 6 parameters such as the S_1 (free hydrocarbons), T_{max} (temperature of the maximum yield of hydrocarbons) and HI (hydrogen index) together with the kerogen atomic ratios H/C and O/C are expected to be correlated with this R_o trend. Moreover, in the same paper, the authors demonstrated that the Gaspé Belt basin has undergone a major phase of erosion. For example, from their simulation of hydrocarbon generation, they estimated at 3500 m (11,483 ft) the erosion thickness in the Sunny Bank well; in other wells located in the same geographical area, the eroded thickness could be as high as 6900 m (22,638 ft) such as in the Gaspé Sud well. The additional set of maturity parameters of the present study can be used to confirm or not the values proposed for the eroded thickness. The number of Silurian-Devonian rocks initially selected was 350 but after discarding those with C_{org} below 0,1 %, it dropped down to 275.

On contrast, in all wells, the Cambrian-Ordovician rocks are represented in very restricted depth interval below the Taconic unconformity. Two intervals between 2000 and 2500 m are observed in Gaspé Nord and Douglas wells. Thus, the total number of collected rocks was only 9. In the Petrolia Haldimand no 1 well, 14 rocks located between 1300 and 1435 m (4265 – 4708 ft) were first attributed to the York River Formation (Bertrand and Malo, 2007). After detailed petrographic investigation and correlation with Douglas well, this depth interval is now attributed to the Cambrian-Ordovician (Bertrand, personal communication, 2010) and is here referred as Unnamed Formation in Tables 3.4 and 3.5.

Twenty-three additional outcrop rocks located out of this area were also included. They were collected in the Taconic allochthonous units of the Humber zone, including the Rivière Ouelle Formation and the Cap-Chat Mélange (Figure 3.7). The total number of Cambrian-Ordovician rocks is thus 46 (Table 3.3).

Table 3.3: Sample selection for the Silurian-Devonian and the Cambrian-Ordovician rocks. Wells: ADB = Associated Develpoment Baillargeon; D = Douglas; GN = Gaspé Nord; GS = Gaspé Sud; H = Haldimand; JLH = Junex-Lemaire-Hydro-Québec n°3; KG3 = Kennco Gaspé 3; PH1 = Pétrolia Haldimand 1; SB = Sunny Bank; TP = Tar Point; Y = York. See Figure 2.9 for their location.

System	Group	Formation	Wells	Depth interval m	Number of samples
SILURIAN-DEVONIAN	Gaspé Sandstones	Battery Point	D, GN, H, PH1	100-805	14
	Gaspé Sandstones	York River	ADB, D, GN, GS, H, JLH, PH1 SB, TP	9-1896	80
	Gaspé Sandstones	York Lake	JLH	300	1
	Upper Gaspé Limestones	Indian Cove	ADB, GN, GS, JLH, KG3, SB, TP	400-2153	39
	Upper Gaspé Limestones	Shiphead	GN, GS, JLH, SB	1200-1871	28
	Upper Gaspé Limestones	Forillon	GN, GS, JLH, SB	1400-2396	66
	Chaleurs	Indian Point	GN, GS, JLH, SB	1500-3292	26
	Chaleurs	Roncelles	D, GN, SB	1575-3527	17
	Chaleurs	Griffon Cove	D	1710	1
	Chaleurs	Gascons	Y	522	1
	Chaleurs	Laforce	Y	810	1
	Chaleurs	Burnt Jam Brook	Y	1129	1
C-O	Québec Supergroup ?	Unnamed Fm	PH1	1313-1435	14
	Québec Supergroup		D, PH1	1855-3352	9
	Outcroping samples		11 sites	surface	23

Table 3.4: Rock-Eval data on bulk Cambrian-Ordovician rocks from wells and outcrops. R_o = vitrinite reflectance; C_{org} = organic carbon content; S_1 = free hydrocarbons; S_2 = potential hydrocarbons; T_{max} = temperature of the maximum yield of hydrocarbons; HI = hydrogen index.

Well	Depth (m)	Formation or Group	R_o %	C_{org} %	S_1 mg/g	S_2 mg/g	T_{max} °C	S_1/C_{org} x 100 mg/g C	HI mg/g C
Petrolia Haldimand 1	1312.5	Unnamed Fm	0,82	1,74	0,18	6,33	438	10	364
	1322,5	Unnamed Fm		0,45	0,02	0,62	436	4	138
	1332,5	Unnamed Fm		0,73	0,04	1,77	436	5	242
	1340	Unnamed Fm		0,66	0,04	1,29	437	6	195
	1347,5	Unnamed Fm		0,87	0,05	1,87	437	6	215
	1357,5	Unnamed Fm		1,08	0,40	2,84	429	37	263
	1362,5	Unnamed Fm		0,59	0,04	1,00	438	7	169
	1370	Unnamed Fm		0,34	0,02	0,32	435	6	94
	1377,5	Unnamed Fm		0,37	0,02	0,41	436	5	111
	1385	Unnamed Fm		0,42	0,00	0,32	434	0	76
	1392,5	Unnamed Fm		0,17	0,01	0,12	435	6	71
	1407,5	Unnamed Fm		0,25	0,01	0,18	432	4	72
	1422,5	Unnamed Fm		0,24	0,01	0,15	431	4	63
	1435	Unnamed Fm	0,84	0,24	0,01	0,16	432	4	67
Douglas	1855	Québec Supergroup		1,16	0,18	2,91	443	16	251
	1900	Québec Supergroup		0,64	0,05	1,04	444	8	163
	1990	Québec Supergroup	0,68	0,62	0,06	0,90	443	10	145
Gaspé Sud	2915	Québec Supergroup		1,42	0,61	0,74	428	43	52
	2990	Québec Supergroup		1,14	0,19	0,52	451	17	46
	3060	Québec Supergroup	1,62	0,71	0,39	0,45	422	55	63
	3145	Québec Supergroup		0,70	0,12	0,64	400	17	91
	3230	Québec Supergroup	1,43	1,30	0,77	0,92	435	59	71
	3352	Québec Supergroup	1,41	1,37	0,57	0,92	440	42	67
Outcrops	23 samples	minimum	0,76	0,11	0,00	0,00	440	0	0
		maximum	4,07	1,22	0,11	0,55	611	23	114

Table 3.5: Estimation of the amount of both free and potential petroleum compounds for the Cambrian-Ordovician rocks, R_o = vitrinite reflectance; C_{org} = organic carbon content; TOM = total organic matter concentrates; S_1 = free hydrocarbons; HI = hydrogen index; T_{max} = temperature of the maximum yield of hydrocarbons; H/C = hydrogen/carbon atomic ratio; O/C = oxygen/carbon atomic ratio.

			Initial rock		TOM	Kerogen			
			Ro	C_{org}	$(S_1/C_{org}x100)+HI_a$	HI	T_{max}	H/C	O/C
Well/Site	Depth	Formation	%	%	mg/g C	mg/g C	°C		
Cap-des-Rosiers	Surface	Cap-Chat Mélange		4,25	29	116	446	0,72	0,05
Petrolia Haldimand 1	1313	Unnamed Fm	0,82	1,74	45	488	435		
	1335	Unnamed Fm	0,79	1,54	132	513	438	1,15	0,07
	1340	Unnamed Fm	0,84	0,77	49	337	435		
	1372	Unnamed Fm	0,80	0,39	73	311	430		
	1408	Unnamed Fm	0,85	0,18	120	308	436	1,15	0,14
Douglas	1855	Québec Supergroup		1,16	65	407	442	1,01	0,05
	2915	Québec Supergroup		1,42	75	88	437		
Gaspé Sud	3060	Québec Supergroup	1,62	0,71	73	37	438		
	3230	Québec Supergroup	1,43	1,30	77	34	398		

D - Experimental

The overall experimental workflow is summarised on Figure 3.10.

Rock-Eval 6 analysis

Source rock analyses were carried out using the last version of the Rock-Eval pyrolysis technique (Espitalié *et al.*, 1977; Lafargue *et al.*, 1998; Behar *et al.*, 2001). Technical improvements were the organic and mineral carbon balances by an additional oxidation of the residual sample recovered after the pyrolysis step. In brief, in a first step, the sample was heated

from 210 to 600 °C with a heating rate at 25 °C/min. The standard S_1 and S_2 peaks were recorded together with CO and CO_2 which were split into organic and mineral carbon respectively. Then, the carrier gas N_2 is replaced by a mixture of air and oxygen enabling the conversion of the residual sample into CO_2 and CO in the temperature range of 600 to 900 °C. These two gases were again split into organic and mineral carbon. By summing the entire different mineral and organic carbon sources in the S_1, S_2, CO and CO_2, it was possible to calculate the total mineral and organic carbon assuming a constant carbon content of 83 % in the S_1 and S_2 peaks. After calibration of the flame ionisation detector (FID) with the Institut Français du Pétrole (IFP) standard rock, it was shown that the FID response is linear for a detected mass comprised between 0,12 and 2,5 mg. Consequently, the maximum capacity of the crucible being 250 mg, rocks with organic carbon content below 0,5 % will be out of the linear range of the detector. For richer samples, their initial masses were adjusted to be in the linear FID response.

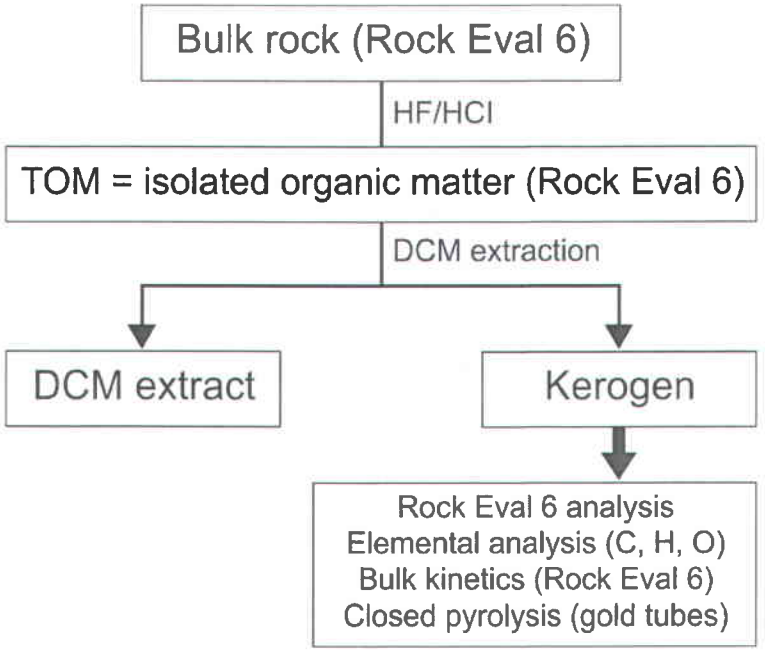


Figure 3.10: Analytical procedure for source rock and kerogen geochemical characterization. DCM = dichloromethane; HF = hydrofluoric acid; HCl = hydrochloric acid; TOM = total organic matter concentrates.

Kinetic parameters for the bulk generation of petroleum were derived experimentally by submitting kerogens to Rock-Eval pyrolysis (Espitalié *et al.*, 1977; Lafargue *et al.*, 1998; Behar *et al.*, 2001). The experiments were performed using a Rock-Eval 6 Turbo apparatus, under a N_2 flow at 100 mL/min. The amount of kerogen used for each run was adjusted in order to obtain S_2 peaks of similar height regardless of the experimental conditions, thus ensuring a better reproducibility of S_2 yields. Bulk petroleum generation rates were measured at different heating rates: 2, 5, 10, 15 and 25 °C/min, starting from an isotherm at 200 °C during 15 min, then with an increase of temperature up to 700 °C. Bulk kinetic parameters were adjusted by numerical inversion of Rock-Eval 6 pyrolysis data, using GeoKin Classic software. As experimental error for determining the activation energy values is comprised between 1 and 2 kcal/mol, we assumed a set of parallel, independent first-order reactions, the activation energies of which were ascribed every 2 kcal/mol between 40 and 80 kcal/mol. All reactions have the same frequency factor, which is derived from the optimisation procedure. Correspondingly, 21 kinetic distribution coefficients were calculated, accounting for the contribution of each reaction to the bulk rate of petroleum formation.

Kerogen preparation and extraction

Fifty-seven samples (47 from the Silurian-Devonian and 10 from the Cambrian-Ordovician) were selected and their organic matter was isolated by destroying minerals with HCl and HF acids under a nitrogen atmosphere to prevent any oxidation of the recovered organic matter (Durand and Nicaise, 1980). After mineral matrix digestion, the total organic matter concentrate (TOM) was extracted by dichloromethane (DCM) with the ratio 10 mL for 1 gram of sample. The solution was stirred under reflux for one hour and filtered. After filtration, the total solution was filtered on a Pasteur pipette filled with Cu in order to eliminate free sulfur if any. After solvent evaporation, quantification of the total extract was done by weighing. After solvent extraction, the 57 kerogens were submitted to Rock-Eval pyrolysis whereas their C, H and O percentages were quantified by elemental analyses.

E - Results

Silurian-Devonian rocks

Rock-Eval data acquisition was first performed on all the bulk rocks with 250 mg as the maximum amount to be loaded. Then, for samples with the highest C_{org}, the amount of rock was adjusted to ensure FID response linearity. The C_{org} data are plotted with increasing sediment burial depth as indicated on Figure 3.11. Most values are below 0,5 % and are in the range 0,2 – 0,4 % and no specific trend is observed with increasing depth or R_o (Figure 3.11). Values higher than 0,8 % are not located in a specific geological formation (Figure 3.11).

They are found as well as in Forillon, York River, Indian Point and Battery Point formations. The S_1 expressed in mg/g C (Figure 3.11) is mainly comprised between 5 and 75 mg/g C with a limited number of samples between 75 and 150 mg/g C. As for the C_{org}, it does not seem that the S_1 values increase with R_o or depth. On contrast, although the HI data (Figure 2.11) are very scattered between 0 to 1500 m (0 – 4921 ft), values between 1500 and 3600 m (4921 – 11,811 ft) are less dispersed and on the average seem to decrease from 75 – 150 mg/g C down to 0 – 50 mg/g C. This global trend is consistent with that of the R_o values: below 1500 – 1800 m (4921 – 5906 ft), values are comprised between 0,5 – 1 % and then progressively increase up to 1.7 for the deepest samples. All these results suggest that the Silurian-Devonian rocks are lean source rocks with local exceptions in the different geological formations with an average C_{org} between 0,2 and 0,4 %. Their hydrocarbon potential is low with values generally below 150 mg/g C. However, it can reach locally 500 mg/g C. The S_1, below 50 mg/g C is quite constant with increasing maturity meaning that the expulsion capacity of these rocks is likely inefficient. However, all these results must be confirmed by measuring the Rock-Eval parameters on isolated kerogens because mineral matrix effect may be significantly important in lean rocks on the S_2 values (Espitalié *et al.*, 1984). Moreover, the S_1 measured on bulk rocks never exceeding 0,2 mg/g except for 3 samples, it is obvious that these numbers are underestimated since the mass detected by the FID was at maximum 0,05 mg, which is out of the linear range of the detector. For these two independent reasons, 47 rocks were selected for TOM preparation. The recovered TOM was submitted to Rock-Eval 6 pyrolysis for comparing both the S_1 (mg/g C) and the HI values with those previously obtained on bulk rocks. Results (Figure 3.12) show that most of the S_1 and HI values are higher when measured on the TOM instead of the bulk rocks. This confirms that it is necessary to measure these parameters on

TOM for being in the linear range of the Rock-Eval detector and to eliminate any mineral matrix effect. For almost all bulk rocks (92 %), the Rock-Eval 6 profiles exhibit abnormal records due to the presence of detected products between the S_1 and S_2 peaks and, even after the standard S_2 peak (Figure 3.13). Indeed, after the S_1 peak was recorded by the FID, the S_2 peak covers the total temperature range from 300 to 650 °C.

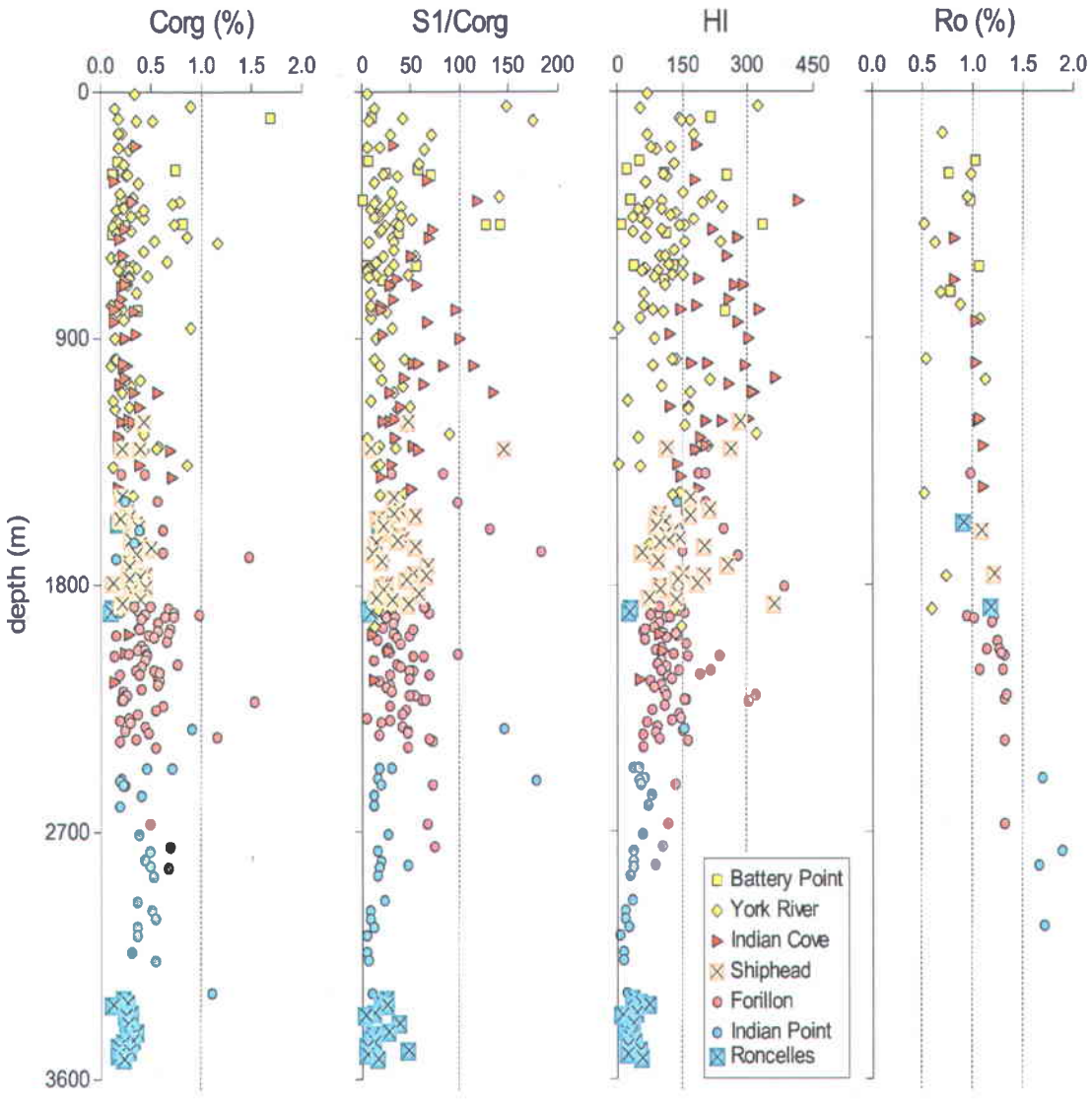


Figure 3.11: Rock-Eval data (organic carbon content [C_{org}], free hydrocarbons [S_1] and hydrogen index [HI] values) of the Silurian-Devonian rocks according to formations with respect to the vitrinite reflectance (R_o) trend from previous data (Bertrand and Malo, 2001).

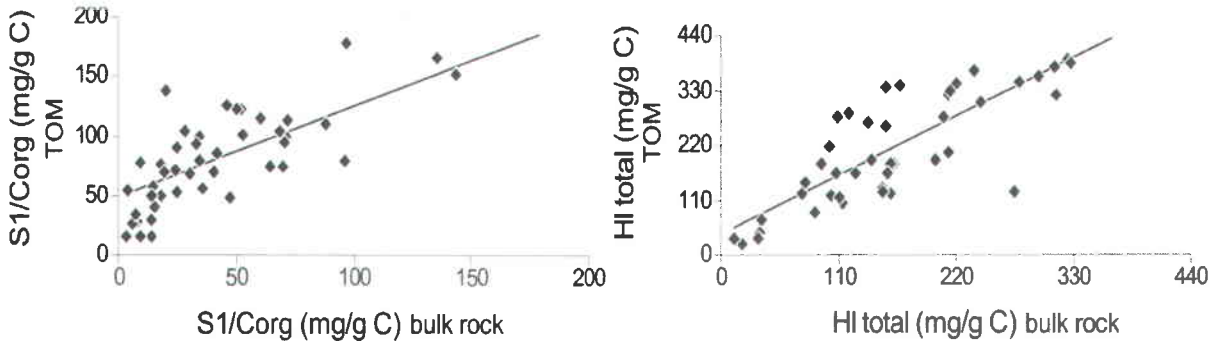


Figure 3.12: Comparison of the free hydrocarbons (S_1)/organic carbon content (C_{org}) and hydrogen index (HI) values (in mg/g C) when measured on the bulk rocks and on the corresponding total organic matter (TOM).

Its shape is, in most cases, not well defined. Consequently, the T_{max} values may vary substantially for rocks at similar depths. For example, in the Indian Cove Formation, T_{max} vary from 407 to 446 °C for a narrow depth interval between 1100 and 1300 m (3609 – 4265 ft) in Gaspé Sud well. In order to calculate the real value of the S_2 peak which corresponds to the hydrocarbon potential, it was necessary to determine if the two abnormal peaks must be considered either as free or generated products. For that purpose, Rock-Eval analyses were performed on both TOM and kerogen (= TOM extracted with dichloromethane). The corresponding Rock-Eval 6 profiles (Figure 3.13) are compared to those of the bulk rock. Results show that more typical Rock-Eval 6 profiles are observed on the kerogens: both the two S_2 shoulders are now very reduced. This suggests that a significant amount of free petroleum products is present in the bulk rock which overlaps the typical range of the S_2 peak. These compounds are soluble almost completely in DCM. This demonstrates that the real S_2 peak must be measured on kerogen otherwise its measurement on the bulk rock will be systematically overestimated. Consequently, it was decided to split the Rock-Eval 6 profile into 4 peaks which are the S_1, the S_{2a}, S_{2b} and S_{2c}; the S_{2b} corresponds to the real S_2 as conventionally defined using the pyrolysis conditions of the Rock-Eval 6 (Behar *et al.*, 2001). The temperature intervals were defined according to the two examples shown on Figure 3.14. The temperature interval of the S_{2b} peak is indeed that found for the S_2 peak in the isolated kerogens.

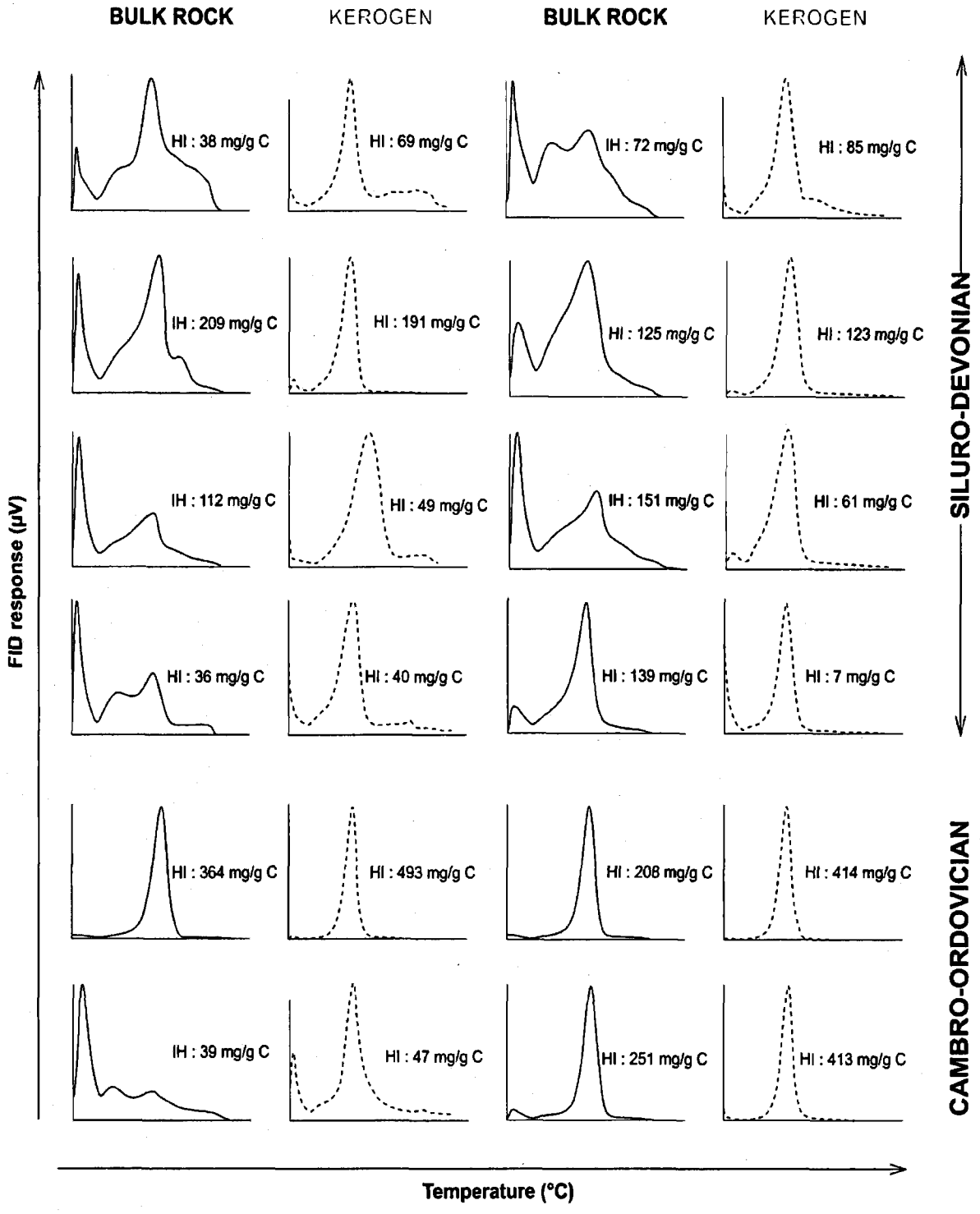


Figure 3.13: Evidences of abnormal flame ionization detector (FID) profiles acquired during Rock-Eval pyrolysis for a subset of Silurian-Devonian and Cambrian-Ordovician bulk rocks in comparison to their associated kerogen. HI = hydrogen index.

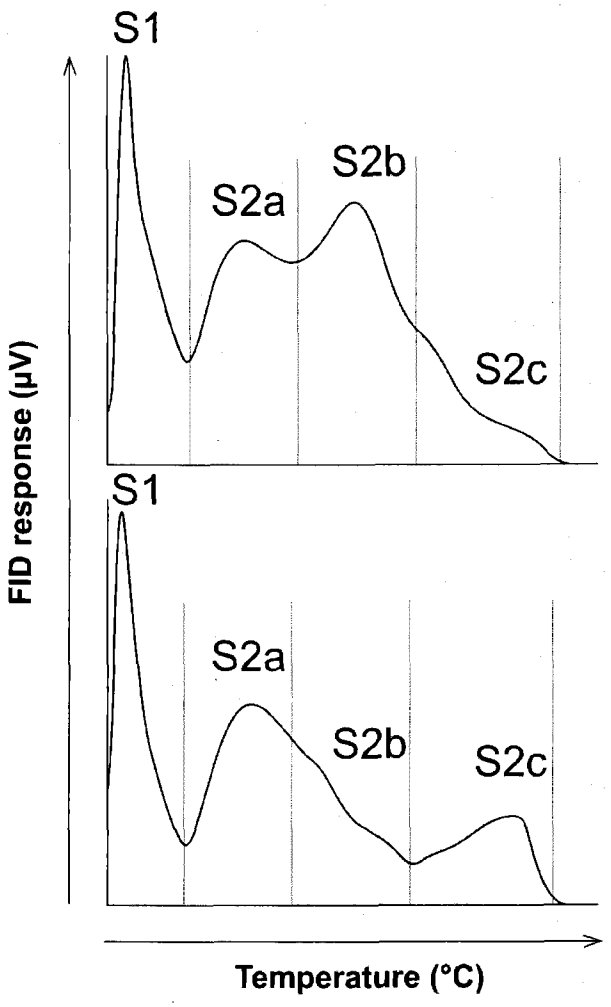


Figure 3.14: Examples of temperature intervals for separating the S_1, S_{2a}, S_{2b} and S_{2c} peaks.

The S_{2a}, S_{2b} and S_{2c} values are then converted into corresponding HI_a, HI_b and HI_c; the sum of these three fractions being the total HI measured during a standard Rock-Eval analysis on bulk rock. For comparison, the S_1 values are also expressed in mg/g C.

From this new procedure, it was possible to determine the absolute amounts of the free and generated petroleum compounds which correspond to the sum of two peaks S_1 and HI_a measured on the TOM. This amount can be directly compared to the amount of the recovered DCM extract as indicated on Figure 3.15.

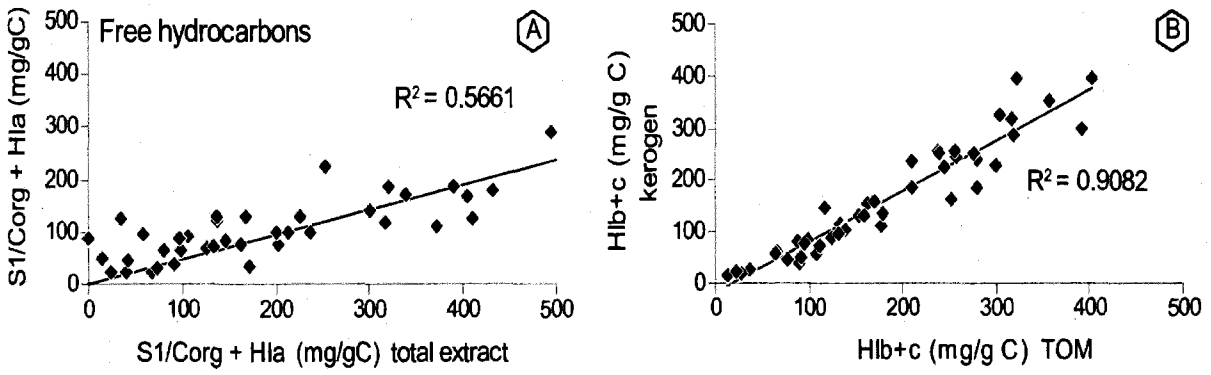


Figure 3.15: (A) Comparison of the amount of free petroleum compounds (free hydrocarbons [S_1]/organic carbon content [C_{org}] + hydrogen index [$HI]_a$) estimated by Rock-Eval and total extract in mg/g C. (B) Comparison of the petroleum potential (HI_b+HI_c) measured before (on total organic matter concentrates [TOM]) and after extraction (kerogen).

There is an overall correlation with an underestimation of 50 % when measured by Rock-Eval. This suggests that most of the free petroleum compounds are not swept away by the carrier gas during the thermo vaporisation step and explains the abnormal Rock-Eval profile obtained on bulk rocks. The residual petroleum potential (HI_b + HI_c) values measured on TOM and kerogens are compared on Figure 3.15. A good correlation is observed with a slope of 0.98 and a coefficient of determination R^2 at 0,91. However, there is a slight underestimation of 20 mg/g C when measured on the kerogen meaning that a minor part of the free petroleum compounds are still present in the S_{2b} or S_{2c} peaks. All these data were plotted with increasing depth as shown on Figure 3.16. The amounts of free petroleum compounds estimated either by Rock-Eval and DCM extraction are both very scattered without any trend related to thermal maturity (Figure 3.16). However, the yield of the DCM extract may reach values as high as 300 mg/g C even in the deepest interval depths. For the petroleum potential, data measured on bulk rocks are quite scattered and it is more difficult to determine a real trend with increasing depth (Figure 3.16). On contrast, when measured on kerogen, a bimodal distribution is observed. Below 1500 m, the HI values are comprised between 100 and 300 mg/g C (Figure 3.16) and an average HI value has been estimated to 220 mg/g C. Then, with increasing depth, HI values drop continuously to reach 20 – 30 mg/g C at 3600 m (11,811 ft). All these results demonstrate that the Silurian-Devonian rocks are prone to generate petroleum compounds. However, the amount of free petroleum compounds still present in this maturity window being even higher than 200 mg/g C, it is likely that most of the generated petroleum compounds were never expelled.

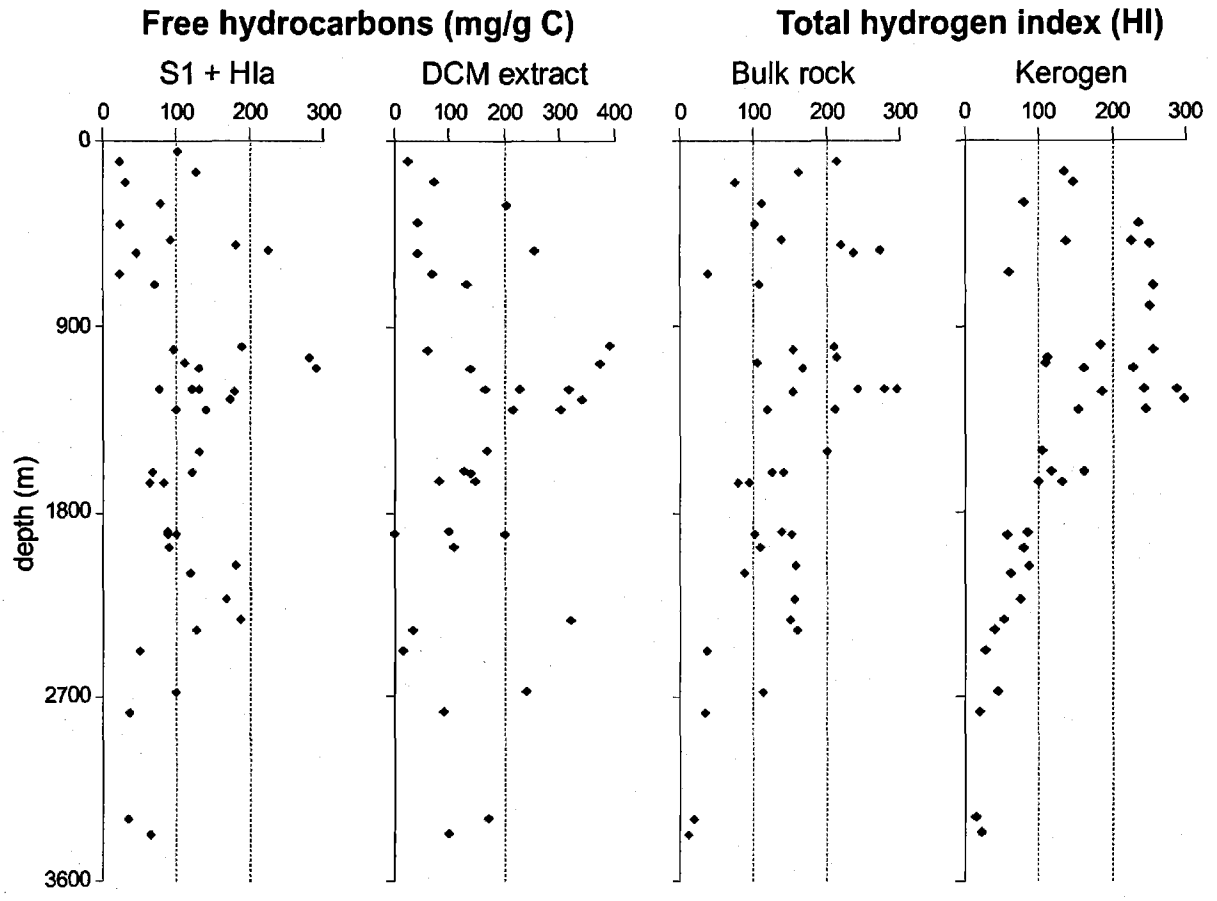


Figure 3.16: Evolution of the free hydrocarbons (S_1) + hydrogen index $(HI)_a$ and dichloromethane (DCM) extract yield and hydrogen index (HI) trends with depth when measured on bulk rocks or kerogens.

Elemental analyses were carried out on the Silurian-Devonian kerogens and the corresponding van Krevelen diagrams are shown on Figure 3.17A where samples are sorted according to the geological formation and on Figure 3.17B according to the T_{max} and are not in good agreement with those published by Bertrand and Malo (2001). The position of our samples in the van Krevelen suggests that either significant proportion of Type III organic matter was incorporated during sedimentation or an alteration of a Type II organic matter took place during early diagenesis. The low C_{org} content of most samples suggests an organic matter oxidation after deposit instead of a terrestrial input. From Figure 3.17A, it seems that inside each geological formation, there is a consistent trend: for the York River samples the most immature samples have O/C atomic ratio greater than 0,15 and then, both the O/C and H/C decrease. For the Indian Cove samples, the most immature samples have an H/C around 1 and an O/C

between 0,05 and 0,15. The most mature rocks are from both the Forillon and Indian Point formations with H/C lower than 0,8 and O/C below 0,10. Surprisingly, no real correlation is observed between the atomic composition and the T_{max} values (Figure 3.17B). The H/C atomic ratio of samples from the four main formations (York River,

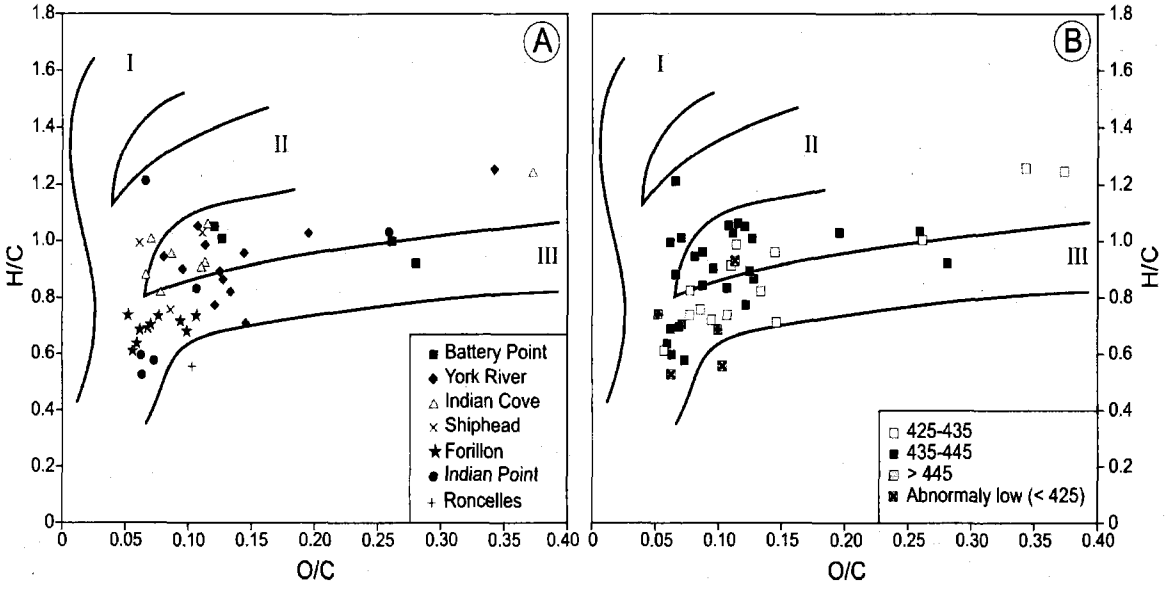


Figure 3.17: Position of the kerogens isolated from the Silurian-Devonian rocks in a van Krevelen diagram (H/C vs O/C atomic ratios): a = according to the geological formation; b = according to the T_{max}.

Indian Cove, Forillon and Indian Point formations) was correlated to present burial depth as indicated on Figure 3.18. In the Battery Point and Indian Cove formations, the highest H/C values are found at shallow depth below 1200 m (3937 ft), leading to an average value between 0.8 and 1.1. At greater depth, intermediate values between 0,6 and 0,8 are found between 1800 and 2700 m (5906 – 8859 ft). Finally, the lowest values (~ 0,55) are observed for the most buried rocks in the Indian Point Formation. When all these data are plotted together, a general maturity trend can be observed: immature stages below 0 and 1100 – 1200 m (3609 – 3937 ft), then a continuous maturity increase down almost 3600 m (11,811 ft). This correlation fits also to that based on the decrease of the HI measured on extracted kerogens versus depth as indicasted on Figure 3.16. These results suggest that again depth is a good parameter to sort all samples with increasing maturity. This does not seem unrealistic when considering that all these wells are geographically located in the same area (Figures 3.7 and 3.9).

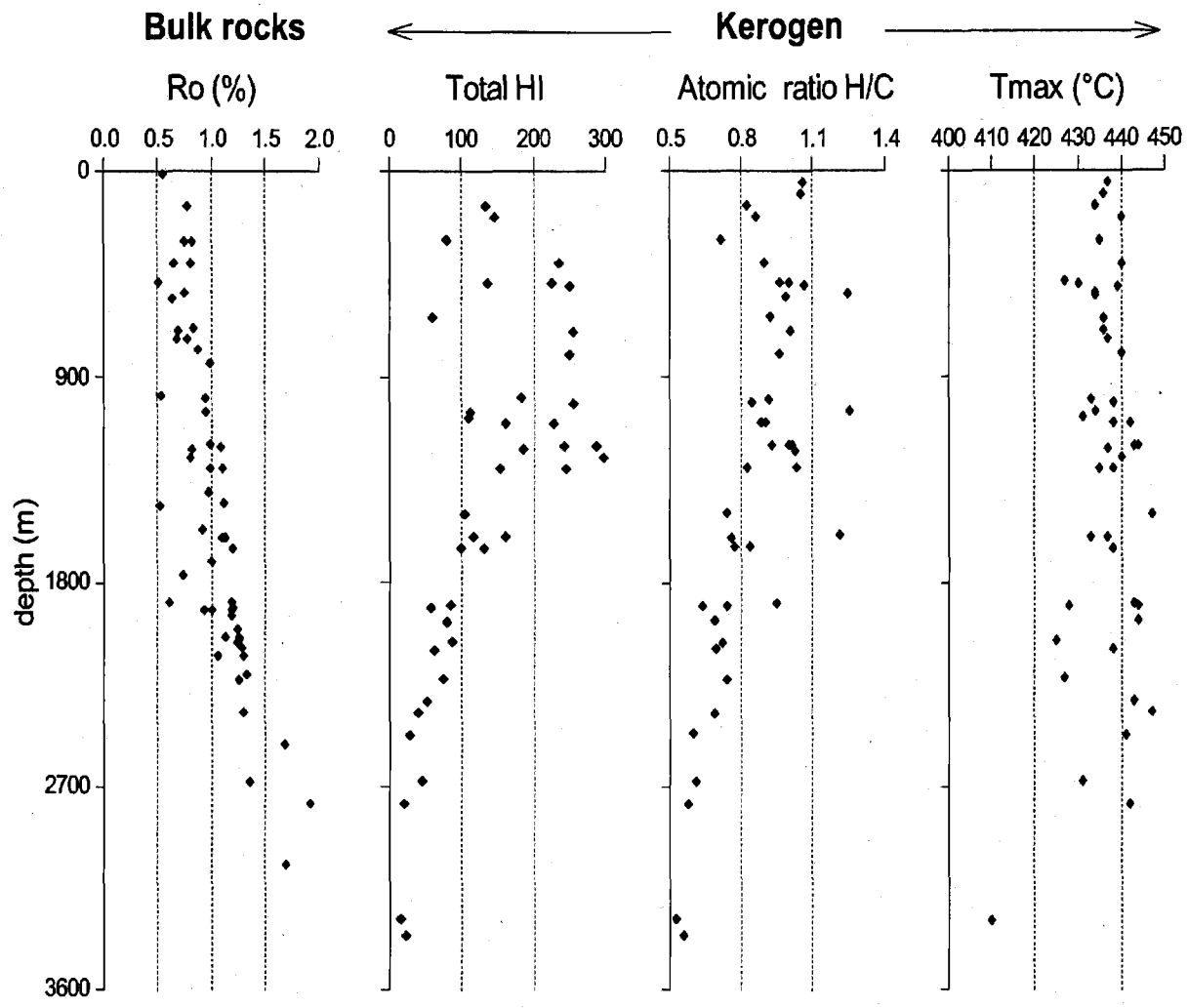


Figure 3.18: Evolution trend of the vitrinite reflectance (R_o) compared to geochemical characteristics of the kerogens (hydrogen index [HI], hydrogen/carbon atomic ratio [H/C] and temperature of the maximum yield of hydrocarbons [T_{max}] values) with depth.

Cambrian-Ordovician rocks

Only a limited number of rocks could be selected in the Cambrian-Ordovician formations to which were added the 14 samples from the Unnamed Formation (Table 3.4). As for the Silurian-Devonian rocks, a large variation of the C_{org} is observed within a narrow depth range. For example, in the Gaspé Sud well, the C_{org} can be divided by two within a depth range of 350 m (1148 ft) and in well PH1, the C_{org} drops from 1,74 % down 0,17 for a depth interval of 110 m (361 ft). In terms of Rock-Eval 6 records, standard profiles are observed for the samples at

depth below 2000 m (6562 ft), whereas abnormal one are found only for the deepest rocks between 2900 and 3000 m (9514 – 9843 ft) (Figure 3.13). This is consistent with the occurrence in mature rocks of residual generated products which were generated after the main phase of primary expulsion. For the outcrop samples, the average value of C_{org} does not exceed 0.3 % and the HI 120 mg/g C (Table 3.4).

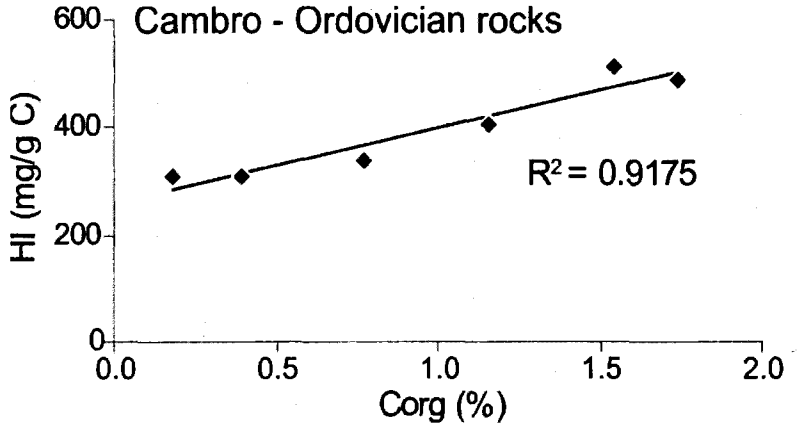


Figure 3.19: Correlation between the organic carbon content (C_{org}) of the bulk rocks and the hydrogen index (HI) measured on kerogens for selected Cambrian-Ordovician rocks in the depth interval 1300 – 1800 m (4265 – 5906 ft).

As for Silurian-Devonian rocks, a subset of bulk rocks was selected for kerogen isolation. In Table 3.5 are reported the C_{org} of the bulk rocks together with the amount of free petroleum compounds (S_1 + HI_a in mg/g C) measured on the TOM and the HI which is measured on the kerogen. Results show that the amount of free petroleum compounds is below 130 mg/g C. It represents around 75 – 80 mg/g C for the most mature samples. The HI can be as high as 500 mg/g C and can be correlated to the C_{org} of bulk rocks in the PH1 and Douglas wells as shown on Figure 3.19. This means that within a very narrow depth range, 110 m (361 ft) in the PH1 well, a decrease of the C_{org} from 1,7 % down to 0.2 induces important chemical changes in the deposited organic matter structure. These results may explain the scattered distribution of the HI values of the Silurian-Devonian rocks which exhibit C_{org} values in the same range of variations as those from the Cambrian-Ordovician rocks. Consequently, using this correlation, it can be expected a maximum HI at 300 mg/g C for rocks with C_{org} lower than 0,5 %. This is in good agreement with the average values at 220 mg/g C found from observed rocks below 1500 m (4921 ft).

Determination of the erosion thickness for the Silurian-Devonian formations

According to papers previously published on one hand by Bertrand and Malo (2001) and Roy (2008) and in the other hand by Ryan and Zentilli (1993) and Grist et al (1995), two scenarios are presented in panels A and B of Figure 3.20, respectively. The Sunny Bank well is considered as the reference well due to the high resolution of R_o data (Bertrand, 1987; Bertrand and Malo, 2001). For the two scenarios a geothermal gradient of 23 °C/km was applied to determine the depth interval of the oil window. This interval is between 4500 and 6100 m (14,764 – 20,013 ft) using Suggate (1998) R_o trend.

In Figure 3.20A, the Rivière Ouelle Formation is buried at 1880 m depth before the Taconic orogeny. We assumed that the erosion event after the Taconic orogeny brings the Rivière Ouelle Formation at 830 m (2723 ft) depth, although no data provides constraints on this erosion. Silurian overlying rocks buried the Rivière Ouelle Formation at a depth of 2080 m (6824 ft). Then the Salinic erosion, which is estimated to 500 m (1640 ft) in the Saint-Jean River anticline (Bourque *et al.*, 2000) the formation at 1615 m (5299 ft). With the deposition of Devonian rocks of the Chaleurs, Upper Gaspé Limestones and Gaspé Sandstones groups, the Rivière Ouelle, Forillon and York River formations reached their maximum burial, with depth at 9620 m, 7230 m and 5350 m (31, 562, 23,720 ft), respectively. In this hypothesis, the Acadian orogeny removed 3000 m (9843 ft) of rocks and the thickness of Carboniferous units is 1210 m (3970 ft). Thus, the Alleghanian erosion removed 3390 m (11,122 ft) of Carboniferous rocks, Malbaie, Battery Point and York River rocks. The erosion thickness is therefore 5180 m (16,995 ft) (= 6390 m – 1210 m [20,965 – 3970]). Consequently, the different source rocks reached the oil window during the sedimentation of Devonian formations. The Rivière Ouelle Formation was in the oil window between 407 and 400 m.y. and then reached the gas window. The Forillon Formation reached the oil and gas windows at 398 and 394 m.y., respectively. The York River Formation entered into the oil window at 393 m.y. and left in at 384 m.y. because of the Acadian erosion.

The second scenario (Ryan and Zentilli, 1993; Grist *et al.*, 1995), assumed that the Malbaie Formation is less thick that in scenario 1 and that the maximum burial was reached during Carboniferous times (Figure 3.20B). The following Alleghanian erosion is thought to remove 5180 m (16,995 ft) of sediments. For the Rivière Ouelle and Forillon formations, the oil and gas windows are reached at the same time as in scenario 1. By contrast, the York River Formation exhibits two steps into the oil window, the first one between 392 and 386 m.y. and the second one between 329 and 295 m.y.

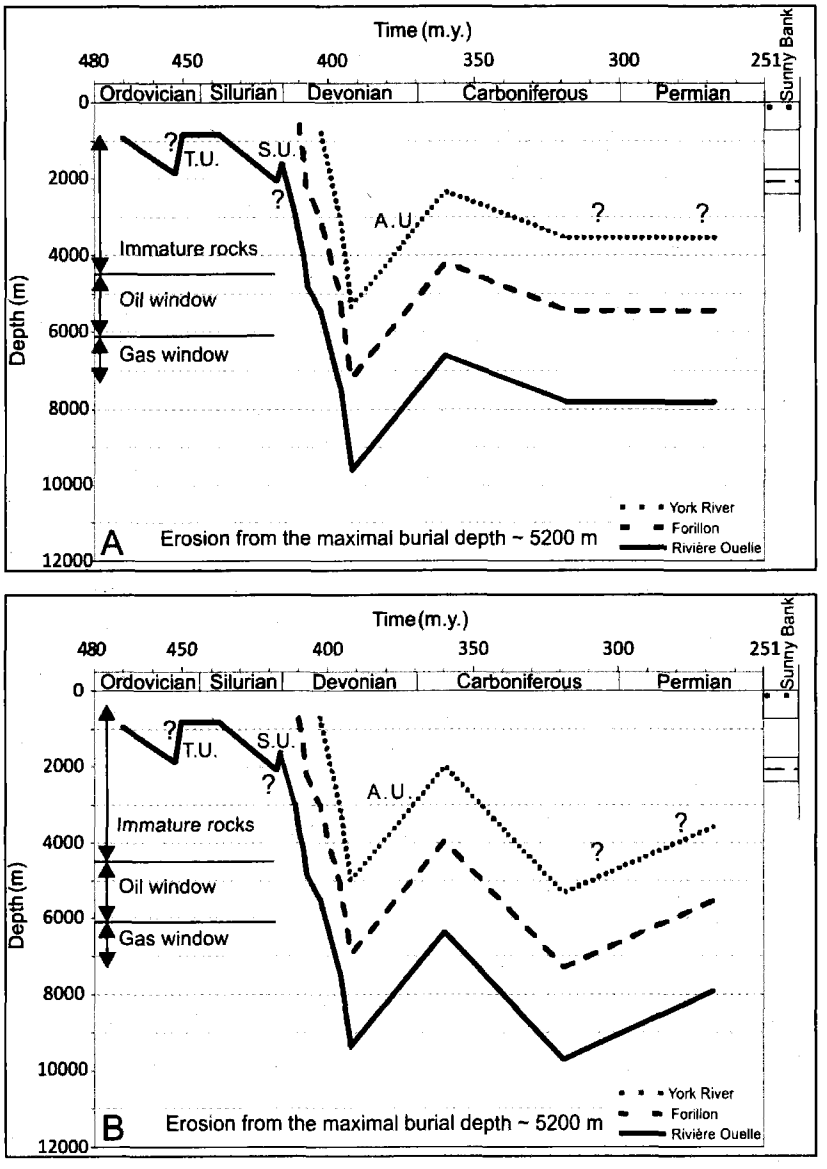


Figure 3.20: Burial geohistory curves for recognized source rock intervals in the central part of the studied area according to scenario (A): maximum burial during the Devonian at the end of the Malbaie Formation deposition, and scenario (B): maximum burial during the Carboniferous. TU = Taconic unconformity; SU = Salinic unconformity; AU = Acadian unconformity.

Consequently, although the two thermal scenarios are different, the total erosion thickness is the same, ca 5000 - 5200 m (16,404 – 17,070 ft). This conclusion might seem in contradiction with the previous study of Bertrand and Malo (2001) who published specific erosion

thickness per well ranging between 2 and 6,9 km (1,2 – 4,3 mi). These estimations were based on correlation between R_o and present depth in each individual well using the method proposed by Dow (1977). The logarithmic nature of the Dow's diagram (Dow, 1977), makes it very sensitive to R_o scattering; consequently, it could be difficult to define an erosion thickness either by comparing the correlation obtained on individual wells or by determining an average correlation based on data including all wells.

In the present study, it is proposed to use the decrease of the HI to make a tentative calculation of a regional erosion thickness. For that purpose, it was necessary to select from Figure 3.18 the data obtained on wells located in a zone having experienced the same burial history: these are Gaspé Sud, Sunny Bank, Junex-Lemaire-Hydro-Québec and Tar Point wells (Figure 3.9). These Rock-Eval data were used to define an average maturity trend as shown on Figure 3.21. Although the data are scattered above 800 m (2625 ft) depth, it was possible to accurately draw a tendency for the overall depth interval. The immature values are comprised between 220 and 260 mg/g C. The HI values start to decrease above 700 m (2297 ft) and reach constant values between 25 and 50 mg/g C in the depth interval 2600 – 3600 m (8530 – 11,811 ft).

The persistence of a constant residual HI at high maturity is consistent with the kinetic scheme proposed by Lorant and Behar (2002), in which two main steps describe the thermal cracking of kerogen. The first is the oil and gas generation which can be followed by the HI decrease as shown on Figure 3.21. Then, after oil generation, the residual kerogen continues to be cracked and generates only gas. Constant HI values between 20 and 50 mg/g C observed above 2600 m (8530 ft) typically correspond to that late gas potential which can be released deeper than 3600 m (11,811 ft). From the observed data, an average curve describing the overall HI trend was drawn as indicated on Figure 3.21. The initial and final mean HI values are 240 and 38 mg/g C respectively. This curve was used to compare the observed HI trend to that computed from bulk kinetics in order to determine possible erosion thickness. For that purpose, four immature kerogens were selected on which kinetic data were derived using Rock-Eval 6 technique as described in the experimental part. Their geochemical parameters are reported in Table 3.6. The T_{max} values found between 434 and 440 °C indicate that the selected samples are at the beginning of the oil window. The average value of the H/C between 0,9 and 1,0 correspond to most samples below 900 m (2953 ft) as observed on Figure 3.18. In order to get accurate kinetic parameters, it was first checked that S_2 peak values measured at the different

heating rates are constant. Data reported in Table 3.6 show an excellent reproducibility. The corresponding bulk kinetic parameters are reported in Table 3.7.

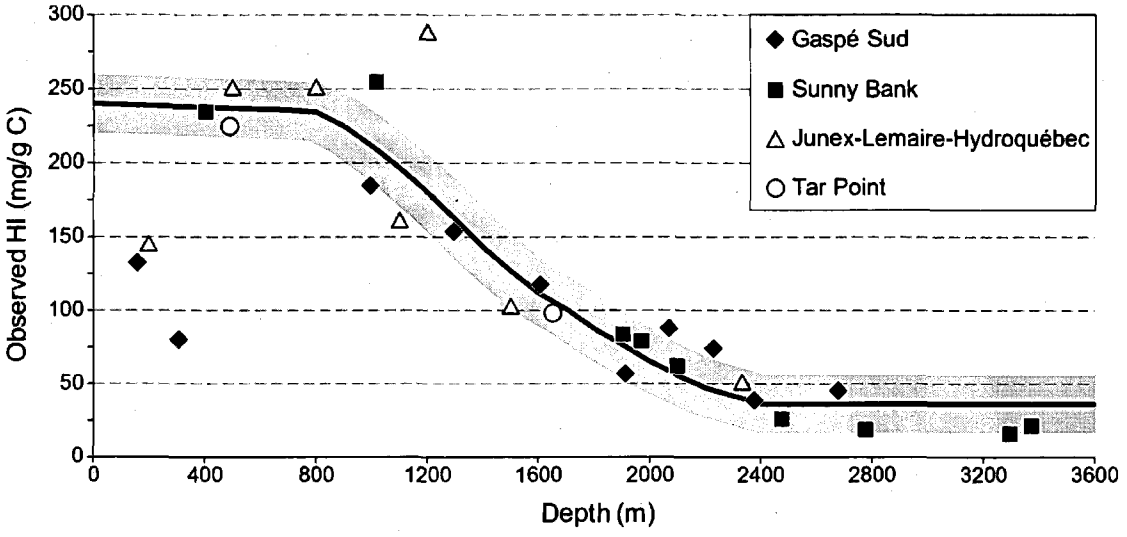


Figure 3.21: Overall trend of the hydrogen index (HI) (in mg/g C) decrease observed for the Silurian-Devonian kerogens with increasing depth.

Table 3.6: Geochemical parameters of the selected kerogens and S2 peak values obtained at different heating rates during Rock-Eval 6 pyrolysis. C_{org} = organic carbon content; T_{max} = temperature of the maximum yield of hydrocarbons; S_2 = potential hydrocarbons; IH = hydrogen index; H/C = hydrogen/carbon atomic ratio; O/C = oxygen/carbon atomic ratio.

			C_{org}	T_{max}	Atomic ratio		°C/min (S2* [mg/g])						HI
Well	Depth (m)	Formation	%	°C	H/C	O/C	5	10	15	20	25	Average	mg/g C
Sunny Bank	402	York River	54,9	440	0,89	0,13	115	116	117	120	115	117	213
Tar Point	549	York River	50,3	434	0,99	0,11	177	183	185	186	185	183	364
Petrolia Haldimand 1	695	Battery Point	19,8	436	1,01	0,13	50	51	52		52	51	259
Junex-Lemaire-Hydro-Québec	800	Indian Cove	28,8	440	0,96	0,09	70	71	72		73	72	248

Table 3.7: Bulk kinetic parameters obtained on the four kerogens selected in different Silurian-Devonian formations. PH1 = Pétrolia-Haldimand 1; HI = hydrogen index; S_2 = potential hydrocarbons.

Well	Sunny Bank	Tar Point	PH1	Junex		
Depth (m)	402	549	695	800		
HI (mg/g C)	213	364	259	248		
E (kcal/mol)					Average data (kcal/mol)	
					40-64	40-58
40	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,1
42	0,1	0,1	0,2	0,5	0,2	0,2
44	0,2	0,3	0,4	0,7	0,4	0,4
46	0,4	0,3	0,5	1,4	0,7	0,7
48	0,8	1,3	2,0	1,6	1,4	1,5
50	0,0	0,5	1,7	5,9	2,0	2,2
52	0,0	0,0	0,0	2,9	0,7	0,8
54	68,7	80,3	82,1	74,5	76,4	81,0
56	13,6	10,9	12,6	12,1	12,3	13,0
58	9,4	5,4	0,0	0,0	3,7	0,0
60	0,9	0,1	0,3	0,0	0,3	0,0
62	2,9	0,5	0,0	0,0	0,9	0,0
64	3,0	0,4	0,0	0,0	0,9	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
S_2	117	183	51	72		
A (s^{-1})	$1,2 \times 10^{14}$	$1,6 \times 10^{14}$	$1,6 \times 10^{14}$	$1,3 \times 10^{14}$	$1,4 \times 10^{14}$	
Log A (s^{-1})	14,1	14,2	14,2	14,1	14,2	

Whatever the initial HI values of the 4 selected samples, reactivity distributions are very similar, all of them are centred on the same activation energy, at 54 kcal/mol, with nearly the same frequency factor between 1,2 and 1,6 × 10^{14} s^{-1}. We therefore derived from these data, an average set of kinetic parameters, as indicated in Table 3.7. At this stage, the bulk reactivity model thus obtained does not allow oil generation vs. late gas generation to be discriminated. To account for the only decrease in HI, it is necessary to subtract the contribution of late gas

generation, which is accounted for by activation energies higher than 58 kcal/mol (Behar *et al.*, 2008a). Removing reactions above 58 kcal/mol and renormalizing distribution coefficients to 100 % provided a final kinetic model (Table 3.7) that we used to simulate HI evolution in natural conditions, taking into account the thermal history of the basin. The paleotemperature in the Silurian-Devonian basin of the Gaspé Peninsula is not known, but values of 20 - 25 °C are assumed for surface temperatures during the Devonian for the Laurentian paleolatitudes (Scotese and McKerrow, 1990). The maximum paleotemperature reached by the Silurian-Devonian successions is also not known, but Bertrand and Malo (2001) have estimated a paleogeothermal gradient between 23 and 28 °C/km using R_o values in the Sunny Bank well. Published evaluations for the regional paleo-subsidence (Brisebois, 1981; Bourque *et al.*, 2001a; Brisebois and Morin, 2003) suggest burial rates from 100 to 700 m (328 – 2297 ft) per million year. In the present study, simulations of the HI decrease were achieved assuming two geothermal gradients at 23 and 28 °C/km and two average subsidence rates at 200 and 400 m (656 and 1312 ft) per million year. The four simulations are shown on Figure 3.22 and compared to the average observed trend obtained on Figure 3.21.

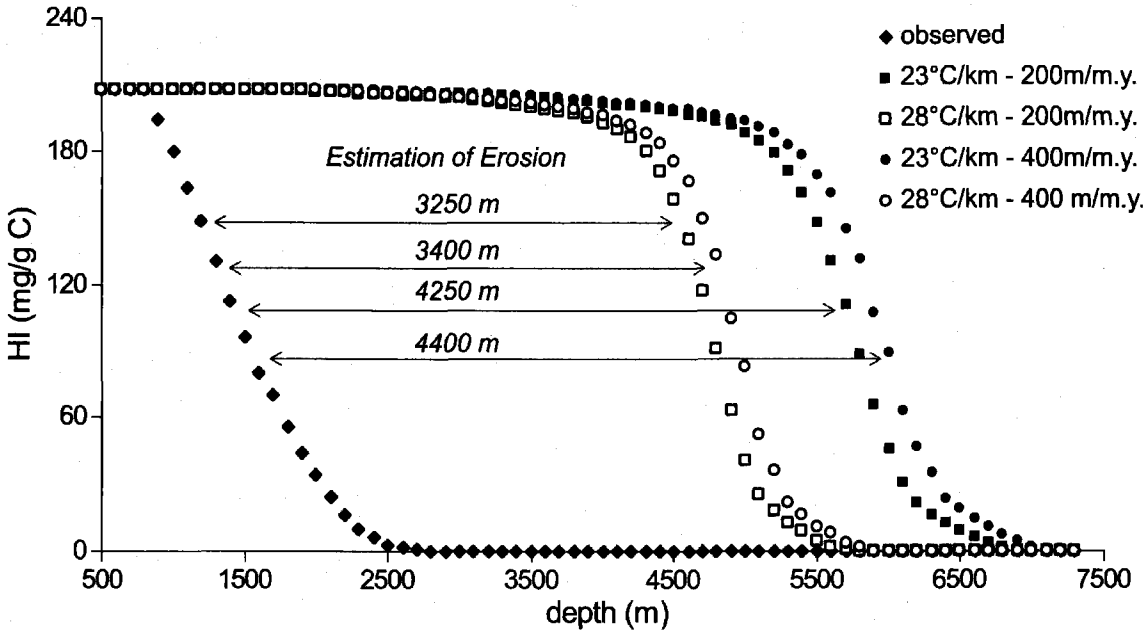


Figure 3.22: Comparison of the four simulations of HI decrease with the observed data and estimation of the erosion thickness with two different geothermal gradients (23 and 28 °C/km) and two different sedimentation rates (200 and 400 m [656 and 1312 ft] per million years).

As expected, results show that the thermal gradient has much more influence on the oil window depth than the sediment rates. Indeed, the interval depth difference is 1000 m (3281 ft) for the two values of 23 and 28 °C/km whereas the difference is only 150 m (492 ft) between 200 and 400 m (656 – 1312 ft) per million years for a given geothermal gradient. From these simulations, it is possible to estimate the corresponding erosion thickness (Figure 2.22). Note that the observed HI trends match very well the four computed curves. This means that these simulations well reproduce natural data and that the HI decrease is a good parameter for describing the oil generation. For the geothermal gradient at 23 °C/km, the predicted erosion thickness is between 4250 m and 4400 m (13,944 – 14,436 ft) using mean burial rates at 200 and 400 m (656 – 1312 ft) per million year, respectively. This average erosion thickness about 4300 m (~ 14,108 ft) is lower than that proposed at 5000-5200 m (16,404 – 17,060 ft) on Figure 3.20, but is still in the same order of magnitude because it is a minimum value.

F - Conclusion

Around 275 rocks were selected in the Silurian-Devonian formations against 46 for the Cambrian-Ordovician formations. Most of the Silurian-Devonian rocks are lean rocks with C_{org} lower than 0,5 %. This is in good agreement with the previous study of Bertrand and Malo (2001). Richer source rocks intervals can be found locally, but they are not attributed to any specific geological formation. Rock-Eval 6 profiles exhibit systematic abnormal curves with petroleum compounds detected before and after the standard S_2 peak. The contribution of these compounds is much reduced when running the same analyses on the total organic matter recovered after mineral digestion and solvent extraction. Results show that kerogens can be sorted with increasing sediment burial depth: between 1200 and 2600 m (3937 – 8530 ft), the observed HI decrease is correlated with that of the H/C ratio and with the increase of the Ro. However, it was difficult to correlate these global trends with T_{max} values measured on both bulk rocks and isolated kerogens. Free petroleum yield measured by Rock-Eval on the TOM is always lower than that recovered with solvent extraction. The $S_1 + S_{2a}$ values are between 75 and 125 mg/g C and the amount of extract is around 200 mg/g C whatever the burial depth. All these results suggest that the Silurian-Devonian rocks have undergone a thermal maturation between a R_o range from 0,8 to 1,4 % but their capacity to expel oil seems to be very limited.

For the Cambrian-Ordovician rocks, the C_{org} values are richer in both immature and mature samples. The Rock-Eval profiles are more typical of standard source rocks and the HI

are above 300 – 400 mg/g C. As R_o reached as high as 1,6 %, it is likely that these source rocks are more oil than gas prone. Moreover, if the Unnamed Formation belongs indeed to the Cambrian-Ordovician formations, a low mature level is identified and could be considered as a source rock for further basin modelling studies.

As the selection of Silurian-Devonian rocks was covering a large depth interval, bulk kinetic data were acquired on immature kerogens for determining the oil window depth and estimating the erosion thickness. Four simulations were done assuming 23 and 28 °C for the geothermal gradient (Bertrand and Malo, 2001) and two mean burial rates at 200 and 400 m (656 and 1312 ft) per million year. Results show that the impact of increasing the rate of subsidence does not shift significantly the oil window depth whereas a difference of 5 °C/km shifts it by 1000 m (3281 ft). A mean regional erosion thickness comprised between 4250 and 4400 m (13,944 – 14,436 ft) can be derived by comparing the computed HI depth profile versus the observed trend for a geothermal gradient of 23 °C/km. Moreover the two scenarios of maximal burial during the Malbaie Formation deposition or the Carboniferous rocks, show erosion amount of 5180 m (16,995 ft) for a geothermal gradient of 23 °C/km. Due to uncertainties on R_o values and maximal depth linked with them, this value appears in the range of values obtained by the bulk kinetic (4400 m [14,436 ft]) with the same gradient. As a consequence, the erosion amount that must be taken account is 4500 m (14,764 ft) minimum, with the possibility to consider a higher erosion amount.

The erosion thickness was not estimated for the Cambrian-Ordovician rocks due to a lack of both immature samples for acquiring bulk kinetics and natural maturity trend with increasing depth.

Acknowlegments: We acknowledge Petrolia for the access to samples and data, as well as for the financial support of this study. The National Sciences and Engineering Research Council of Canada is also acknowledged for its financial support. We are indebted to Rudolf Bertrand for field expertise and fruitful discussion. We also thank the helpful comments of the reviewers.

3.4 - Données géochimiques complémentaires

Cette partie se veut un complément à l'article ci-dessus (Section 3.3) en présentant l'aspect analytique ainsi que les résultats géochimiques. Elle doit permettre d'approfondir plusieurs points comme :

1) présenter les résultats géochimiques issus du Rock-Eval 6 en distinguant les blocs tectoniques ;

2) comparer les données de maturité (analyses élémentaires et R_{oeq}) ;

3) discuter des mesures de T_{max}, peu abordés dans le texte précédent ;

4) discuter les chromatogrammes des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes ;

5) estimer la saturation des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes.

3.4.1 - Distinction des résultats géochimiques par bloc tectonique

Dans un souci de simplification, les résultats des analyses élémentaires sont présentés dans l'article « *Évaluation du potentiel en hydrocarbures des roches mères paléozoïques (Cambrien à Dévonien) du système pétrolier de la Gaspésie* » pour l'ensemble des formations géologiques sans distinction d'appartenance aux blocs tectoniques. Cependant, des différences existent entre ces blocs quant aux formations et leur épaisseur. Il semble donc important de s'intéresser à l'évolution, si elle existe, des résultats selon les blocs tectoniques.

Ainsi, la Figure 3.18 regroupe les résultats obtenus sur la totalité des roches brutes siluro-dévoniennes, sans distinction de leur appartenance à un bloc tectonique. La différentiation par bloc tectonique est donc présentée sur la Figure 3.23, qui montre la courbe d'IH en fonction de la profondeur. Un parallèle apparaît entre les courbes des formations localisées sur le bloc nord et celles du bloc centre. Cependant, la comparaison ne peut être effectuée au-delà de 2150 m de profondeur car les roches du bloc nord sont moins épaisses. Il en résulte qu'aucune tendance claire ne peut être établie entre les données géochimiques et la profondeur pour les roches brutes du bloc nord, alors même qu'une tendance décroissante de l'IH est observée pour les formations du bloc centre. Il en est de même pour le bloc sud (non représenté sur la Fig. 3.23), où aucune tendance ne peut être observée en raison du manque de données disponibles.

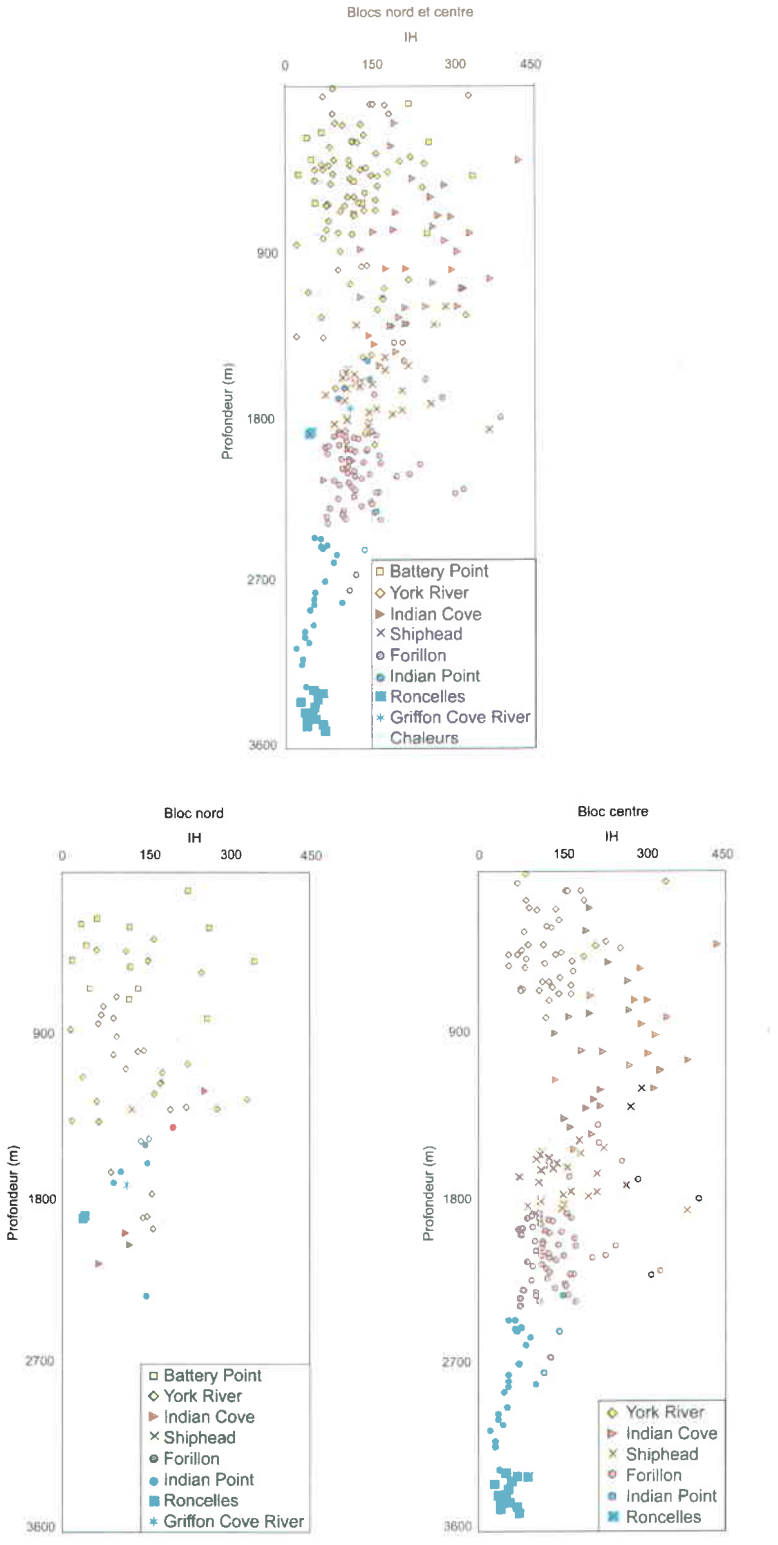


Figure 3.23 : Courbes de l'IH en fonction de la profondeur du bloc tectonique pour les roches siluro-dévoniennes.

La différentiation par bloc des kérogènes présentés à la Figure 3.16 n'indique pas de résultat divergent. En conséquence, la distinction des différentes formations en fonction de leur bloc tectonique ne s'avère pas nécessaire pour la caractérisation géochimique des roches siluro-dévoniennes. Les remarques exposées ci-dessus sont également valables pour les autres variables géochimiques, comme C_{org} et S_1/C_{org}.

3.4.2 - Analyses élémentaires des séries cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes selon les formations et le bloc tectonique

Si les résultats Rock-Eval 6 montrent des similitudes entre les blocs tectoniques, il demeure néanmoins important de comparer les maturités des roches entre ces mêmes blocs. En effet, les profondeurs d'enfouissement pouvant s'avérer différentes dans chaque bloc, il est envisageable que les maturités puissent être distinctes pour les mêmes formations. Dans la suite du paragraphe, les analyses élémentaires de chaque formation seront comparées aux données de maturation observées dans la littérature.

Pour chaque kérogène présent en quantité suffisante, des analyses élémentaires ont été effectuées. Les éléments dosés sont le carbone, l'hydrogène et l'oxygène (Annexe 5). La somme de ces éléments n'est pas égale à 100 %, mais varie de 10,3 à 76,7 % car le pourcentage de cendres et des éléments fer, soufre et azote n'a pas été pris en compte.

Les analyses élémentaires des deux séries sédimentaires, cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne, sont présentées sur la Figure 3.24 selon leur bloc tectonique. Aucune donnée n'est cependant disponible pour le bloc sud, car, en raison des faibles teneurs en C_{org} des roches brutes, aucun kérogène provenant du puits York n'a pu être analysé. Cette distinction par bloc permet la vérification des données acquises et des conclusions avancées par les différents auteurs dans la partie précédente « État des connaissances » (Hacquebard et Donaldson, 1970 ; Sikander et Pittion, 1978 ; Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008).

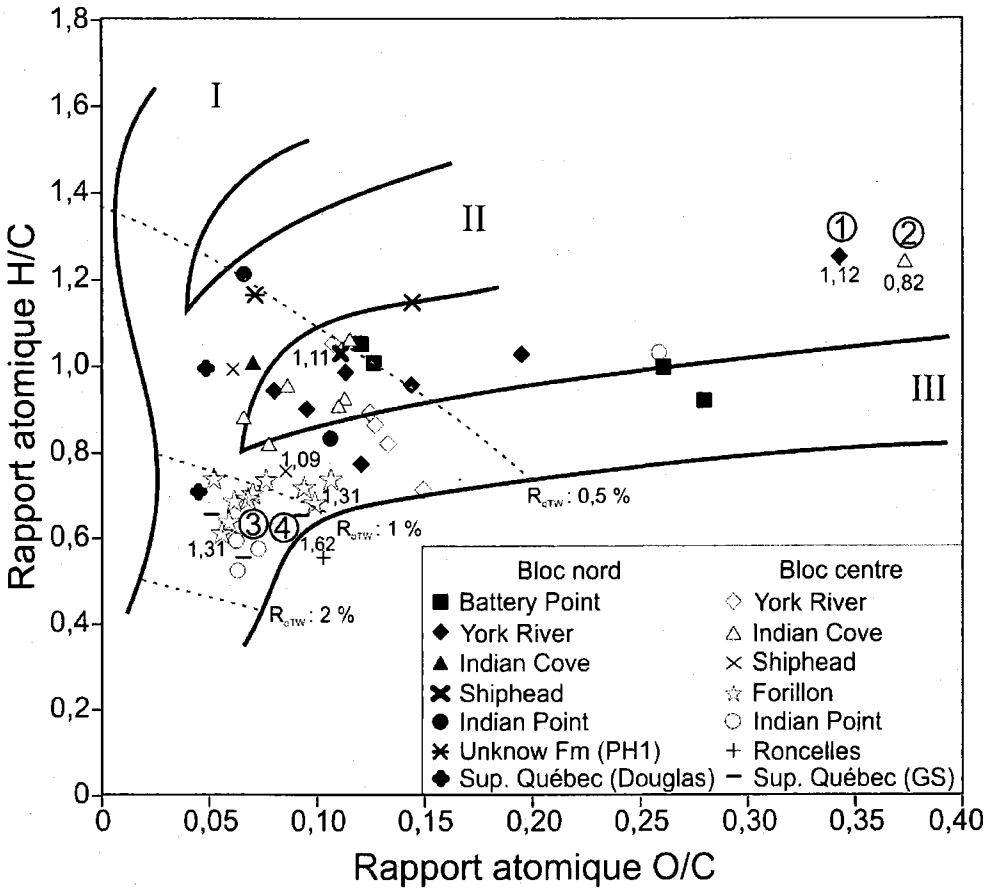


Figure 3.24 : Diagramme de van Krevelen pour les kérogènes des roches d'âge cambro-ordovicien et siluro-dévonien. Les kérogènes sont classés selon les formations décrites et selon les blocs tectoniques. Les isovaleurs de maturité sont positionnées d'après Tissot et Welte (1984 ; R_{oTW} dans le texte) et issues des réflectances estimées à partir de la vitrinite. GS = Gaspé Sud ; PH1 = Pétrolia Haldimand n°1. Se référer au texte pour les numéros. Les valeurs indiquées sur le graphique représentent les R_{oeq} estimées (%) par Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001).

Les kérogènes siluro-dévoniens du bloc nord sont issus des puits Gaspé Nord, Tar Point, Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1. D'après les nouvelles analyses élémentaires, les kérogènes des formations de Battery Point et de York River apparaissent comme des kérogènes de Type III et des mélanges de Types II-III. La Formation d'Indian Cove présente des kérogènes de Type II. Les kérogènes des formations de Shiphead et d'Indian Point semblent se définir comme un mélange de Types II-III, ce qui est surprenant étant donné l'origine marine des deux formations.

Les kérogènes siluro-dévoniens du bloc centre proviennent des puits Gaspé Sud, Sunny Bank et Junex-Lemaire-Hydro-Québec n°3. D'après les résultats analytiques obtenus pour ce bloc, les kérogènes de la Formation de York River se définissent comme des kérogènes de Type III. Les kérogènes des formations d'Indian Cove et de Shiphead apparaissent comme un

mélange de matière organique de Types II-III. Le mélange des types de kérogène est questionnable étant donné l'environnement de dépôt de ces formations, mais ces observations sont également celles de Roy (2008). Le type de kérogène de la Formation de Forillon est difficilement identifiable, bien que les analyses associées semblent le placer graphiquement dans la zone des kérogènes de Type III. La Formation d'Indian Point présente également trois kérogènes supramatures, dont le type n'est pas identifiable.

Dans le bloc nord, la maturité des formations de Battery Point et de York River évolue normalement avec la profondeur, les roches de la Formation de Battery Point étant moins matures que celles de la Formation de York River. Ces observations sont concordantes avec les données de la littérature. Cependant, une partie des roches caractérise la zone immature et un échantillon de Formation de York River (point 1) est dans une position anormale dans le diagramme de van Krevelen selon l'échelle des maturités de Tissot et Welte (1984) ($R_{oTW\ (Tissot\ et\ Welte,\ 1984)}$ < 0,5 % ; Fig. 3.24). De plus, la valeur de R_{oeq} estimée pour cet échantillon est de 1,12 % (Bertrand et Malo, 2001 ; Annexe 5). La Formation d'Indian Cove semble plus mature (0,5 < R_{oTW} < 1 %) que les formations sus-jacentes. La Formation de Shiphead apparaît moins mature (R_{oTW} ~ 0,5 %) que la Formation d'Indian Cove sus-jacente. Cette zone de maturité ne correspond pas aux données de Bertrand et Malo (2001), estimant une R_{oeq} de 1,11 %. Enfin, la Formation d'Indian Point apparaît moins matures que les roches sus-jacentes et les valeurs estimées de réflectance (0,5 < R_{oTW} < 1 %).

Dans le bloc centre, les kérogènes de la Formation de York River sont de même maturité que les roches du bloc nord. Ceci démontre un même degré d'évolution de la formation dans les deux blocs tectoniques, pouvant être potentiellement lié à un enfouissement équivalent sous les formations sus-jacentes (Battery Point, Malbaie et les unités carbonifères). Le niveau de maturité des kérogènes de la Formation d'Indian Cove approche celui des kérogènes de la même formation située sur le bloc nord. Un échantillon a cependant un niveau de maturité étrangement bas sur le diagramme de van Krevelen. En effet, cet échantillon apparaît immature (point 2) et proche de l'échantillon de la Formation de York River du bloc nord, alors que la valeur de R_{oeq} estimée par Bertrand et Malo (2001) est de 0,82 %. Les kérogènes de la Formation de Shiphead sont plus matures que ceux de la Formation d'Indian Cove (0,5 < R_{oTW} < 1 %), mais sont situés à l'extérieur de la zone de maturité de Bertrand et Malo (2001, 1,09 %). Les kérogènes de la Formation de Forillon sont très matures ou supramatures (point 3). Pour ces échantillons, les valeurs de maturité de Bertrand et Malo (1-1,31 %) concordent avec celles

de Tissot et Welte (1984). Les échantillons de la Formation d'Indian Point apparaissent comme les roches siluro-dévoniennes les plus matures.

Les kérogènes cambro-ordoviciens analysés sont les échantillons du Supergroupe de Québec des puits Gaspé Sud (bloc centre) et Douglas (bloc nord), un échantillon du Mélange de Cap-Chat (bloc nord) et deux échantillons de l'unité Unknown Formation (ou Unnamed Formation) du puits Pétrolia-Haldimand n°1 (bloc nord). Les types de matière organique des kérogènes appartenant au Supergroupe de Québec du bloc centre apparaissent difficilement identifiables du fait de leur niveau de maturité. Seul un kérogène (point 4 ; R_{oeq} = 1,62 %) semble être une matière organique de Type III. Au contraire, l'épaisseur de la série présente dans le bloc nord étant moindre (pour les roches des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Chaleurs ; Lespérance, 1980), les kérogènes associés sont moins matures que ceux du bloc centre. Le type du kérogène du puits Douglas (R_{oeq} autour de 1 %) est donc identifiable et semble appartenir au Type II, ce qui est en accord avec l'environnement de dépôt (marin) du Supergroupe de Québec. Enfin, les deux kérogènes du puits Pétrolia-Haldimand n°1 peuvent être assimilés à des kérogènes de Type II. Ces données soutiennent celles de Bertrand et Malo (2007), qui montrent des kérogènes de types II et III pour les échantillons du fond du puits Pétrolia-Haldimand n°1. Il faut cependant être prudent avec les puits Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1, car les kérogènes cambro-ordovicien seraient constitués de migrabitumes à R_{oeq} plus faible, qui pourraient ainsi fausser les résultats d'analyses élémentaires (Bertrand, 1987).

D'une manière générale, la maturité a tendance à augmenter avec la profondeur, même si elle reste plus faible pour les roches du bloc nord. Ce phénomène n'est pas étonnant étant donné l'amincissement des séries sédimentaires de ce bloc. D'autre part, les valeurs de maturité estimées par Bertrand et Malo (2001) pour les kérogènes ne concordent pas avec les fenêtres de maturité définies par Tissot et Welte (1984) lorsque ces kérogènes sont replacés dans le diagramme de van Krevelen. En effet, tous les points correspondants situés dans la zone immature du diagramme de van Krevelen (R_{oeq} > 0,5 %), ainsi qu'un grand nombre de points situés dans la partie mature du graphique (0,5 < R_{oeq} % < 1), ne devraient pas s'y trouver. Ces différences peuvent s'expliquer par :

- 1) l'oxydation des kérogènes par lessivage, durant le transport, le dépôt ou la diagenèse des échantillons au cours de leur histoire. En effet, l'oxydation tend à faire diminuer la quantité d'hydrogène et à faire augmenter la teneur en oxygène du kérogène (Durand et Monin, 1980). On peut citer, comme exemple de ce phénomène, cinq échantillons présentant un

rapport O/C > 0,26 (Battery Point, York River [point 1], Indian Cove [point 2] et Indian Point ; Fig. 3.24). Par contre, en raison d'un protocole développé sous atmosphère azotée à l'IFP Énergies nouvelles, il est peu probable que l'oxydation des kérogènes ait eu lieu durant leur préparation.

- 2) la différence entre les types de macéraux permettant les mesures. En effet, les valeurs de réflectance de Tissot et Welte (1984) sont mesurées sur des charbons, donc à partir du macéral vitrinite, tandis que les maturités des roches de la Gaspésie sont estimées pour des kérogènes issus de différentes sources, n'incorporant pas forcément la vitrinite comme macéral. Les mesures de réflectance issues des roches de la Gaspésie correspondent à des valeurs de réflectance équivalente de vitrinite et peuvent être distinctes des premières. Les divergences observées montrent donc la difficulté d'application et d'utilisation des courbes d'isovaleurs de maturité de Tissot et Welte (1984) sur des cas complexes, comme les roches de la Gaspésie.

3.4.3 - Discussion autour des mesures de T_{max} des kérogènes

Comme présenté dans l'article « *Évaluation du potentiel en hydrocarbures des roches mères paléozoïques (Cambrien à Dévonien) du système pétrolier de la Gaspésie* », les valeurs de T_{max} ne sont pas celles attendues, et ne sont pas corrélées à R_{oeq}. Les analyses Rock-Eval réalisées sur kérogènes permettent normalement d'obtenir des valeurs réelles de S_2 et de T_{max}, puisque les kérogènes sont débarrassés des produits pétroliers générés pouvant fausser les analyses. Cependant, la Figure 3.17 B montre l'absence de corrélation entre les T_{max} (matérialisée par les valeurs des rapports H/C et O/C), mesurés sur les « vrais » pics S_2 des différentes formations siluro-dévoniennes, et l'augmentation de la profondeur. La Figure 3.25 montre pour les kérogènes cambro-ordoviciens (A, 0,7 < R_{oeq} % < 2,6), une augmentation du T_{max}, avec la maturité des roches. À l'inverse, Le T_{max} montre une relative stabilité pour l'ensemble des formations siluro-dévoniennes (B), quelle que soit la maturité des roches (0,5 < R_{oeq} % < 2,1 pour les roches) alors qu'une augmentation conjointe de ces deux paramètres est attendue (Espitalié *et al.*, 1977 ; Lafargue *et al.*, 1998). Pour illustrer ce phénomène, il peut être pris comme exemple un échantillon du puits Gaspé Sud (Formation de Forillon) localisé à 2675 m de profondeur, qui présente un T_{max} inférieur (431 °C) à celui d'un kérogène issu de la Formation de York River situé à une profondeur de 155 m. Cette contradiction a également été soulignée par Roy (2008). En réalité, l'absence de variation du T_{max} peut s'expliquer par la convergence de plusieurs phénomènes : (1) la non-reproductibilité du T_{max}, (2) la maturité des roches et (3) les profils atypiques des roches (Peters, 1986 ; Annexe 1).

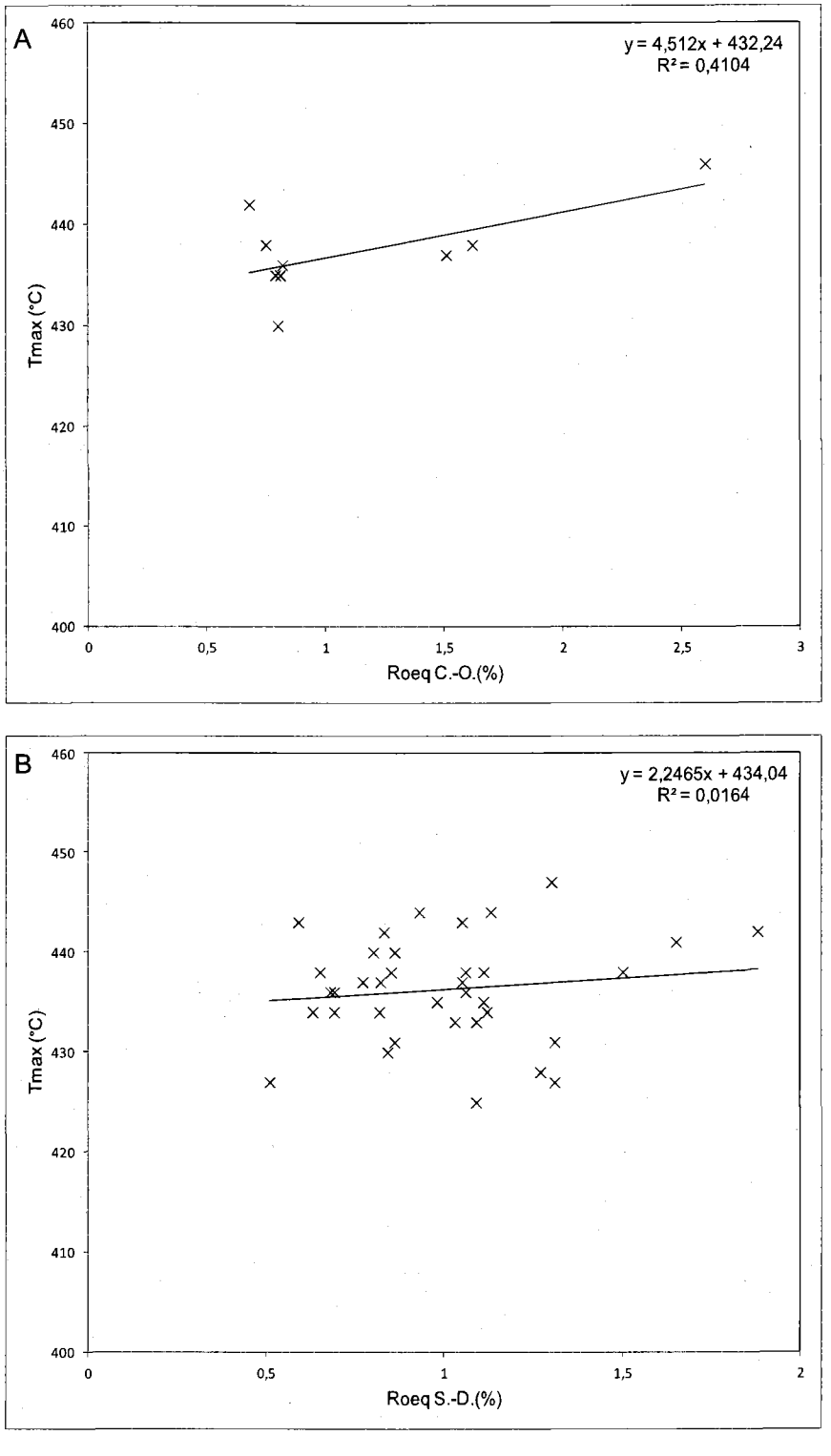


Figure 3.25 : Valeurs de T_{max} en fonction de R_{oeq} pour les kérogènes cambro-ordoviciens (A) et silurо-dévoniens (B) analysés.

En effet, le T_{max}, mesuré au sommet du pic S_2, dépend de la forme de ce pic. Ainsi, la mesure du T_{max} est d'autant plus précise que le pic est étroit. Cependant, pour beaucoup de roches du Nord-Est de la Gaspésie, les pyrogrammes apparaissent atypiques, présentant des pics élargis, à la fois en raison d'un faible signal et d'une forte maturité de la plupart des roches. De plus la variation de composition des kérogènes et des macéraux et le remplacement des matières organiques primaires par des kérogènes recyclés peuvent être invoqués. En effet, ces remplacements sont facilités pour une matière organique à faible teneur en C_{org} (Peters, 1986), ce qui est observé pour la majorité des roches mères siluro-dévoniennes de cette étude. Dans le cas des roches mères cambro-ordoviciennes, les pyrogrammes étant plus typiques de roches mères " classiques ", la mesure du T_{max} apparait plus précise, *malgré la forte maturité* des roches.

3.4.4 - Chromatographie en phase gazeuse et caractérisation moléculaire

En plus de la caractérisation Rock-Eval 6 des roches mères, une autre méthode permet de les étudier : la chromatographie en phase gazeuse. La chromatographie en phase gazeuse permet de voir la distribution des hydrocarbures générés naturellement et artificiellement (par pyrolyse en milieu fermé) d'un kérogène donné. Deux types d'extraits ont été analysés dans cette étude : (1) les extraits totaux (fraction C_{14+}) résultant de l'extraction des kérogènes au dichlorométhane (DCM) et (2) les extraits *n*-pentane (fractions C_{6+}) issus de maturations artificielles en milieu fermé (tubes en or).

A - Extraits totaux

Les extraits naturels des kérogènes correspondent aux hydrocarbures mesurés à partir du pic S_1 et des bitumes observés entre les pics S_1 et S_2 du Rock-Eval. Ces extraits permettent de rendre compte de la composition des produits pétroliers formés par la roche mère au cours de son histoire. Ces extraits sont uniquement observés ici sur les chromatogrammes de la fraction C_{14+} car la fraction légère C_7-C_{14} des extraits est perdue par évaporation lors de l'isolement de la matière organique avec des acides portés à 70 °C (voir Annexe 1).

Les extraits naturels des roches siluro-dévoniennes et cambro-ordoviciennes de deux puits (Gaspé Sud et Pétrolia-Haldimand n°1) sont présentés sur les Figures 3.26 A et B respectivement. Les échantillons analysés appartiennent aux roches dévoniennes matures des formations de Battery Point, de York River, d'Indian Cove, et de Forillon (Fig. 3.26 A), ainsi qu'aux roches ordoviciennes de l'unité Unknown Formation et du Supergroupe de Québec (Fig. 3.26 B).

Les chromatogrammes des hydrocarbures (composés d'alcanes linéaires, cycliques et ramifiés et de biomarqueurs saturés et insaturés) des formations siluro-dévoniennes (Fig. 3.26 A) peuvent être décrits en fonction de la maturité des roches. Les roches se trouvant dans des blocs tectoniques différents (puits Gaspé Sud dans le bloc centre ; puits Pétrolia-Haldimand n°1 dans le bloc nord), une divergence apparait entre les profondeurs et les maturités.

Le chromatogramme de la formation de Battery Point (A_1, puits Pétrolia-Haldimand n°1 ; Fig. 3.26), dont la R_{oeq} est la plus faible (0,77 %), montre une distribution moléculaire avec la quasi-absence des molécules à faible poids moléculaire, la présence de pristane et de phytane et une dominance des molécules le nC_{20} (*n*-eicosane) à nC_{23} (*n*-tricosane), suivie d'une diminution des molécules à plus grand nombre de carbone.

Les chromatogrammes de la Formation de York River du puits Pétrolia-Haldimand n°1 (A_2 et A_3 ; Fig. 3.26) affichent également la quasi-absence de molécules à plus faible poids moléculaire que nC_{20} avec une plus faible part de la dominance des molécules à haut poids moléculaires (nC_{23}-nC_{24}, *n*-tricosane-*n*-tetracosane) puis une diminution des molécules à plus grand nombre de carbone.

La Formation de York River du puits Gaspé Sud (A_4 ; Fig. 3.26) montre une distribution moléculaire avec la quasi-absence des molécules à faible poids moléculaire, une dominance du nC_{16} (*n*-hexadécane) au nC_{18} (*n*-octadécane) et une faible teneur en fraction plus lourde, hormis du nC_{29} (*n*-nonacosane) au nC_{31} (*n*-hentriacontane). Les chromatogrammes des formations d'Indian Cove (A_5 ; Fig. 3.26) et de Forillon (A_7 ; Fig. 3.26) du même puits montrent également une absence des molécules à faible poids moléculaire, une prédominance du nC_{16} au nC_{18} et du nC_{20}, puis une diminution rapide de la fraction la plus lourde.

Le profil de la Formation de Forillon (A_6 ; Fig. 3.26) du puits Gaspé Sud montre une distribution différente de celle de la même formation, présentée dans le paragraphe précédent. Le chromatogramme est caractérisé par une hauteur des pics augmentant du nC_{16} au nC_{18} puis diminuant progressivement jusqu'au nC_{35} (*n*-pentatriacontane). La présence d'une bosse, déjà notée par Roy (2008) et appelée UCM (unresolved complex mixture) est observée entre 60 et

80 min d'acquisition. Elle est formée d'iso-alcanes et de cyclo-àlcanes lourds non identifiables par la chromatographie classique (Gough *et al.*, 1992).

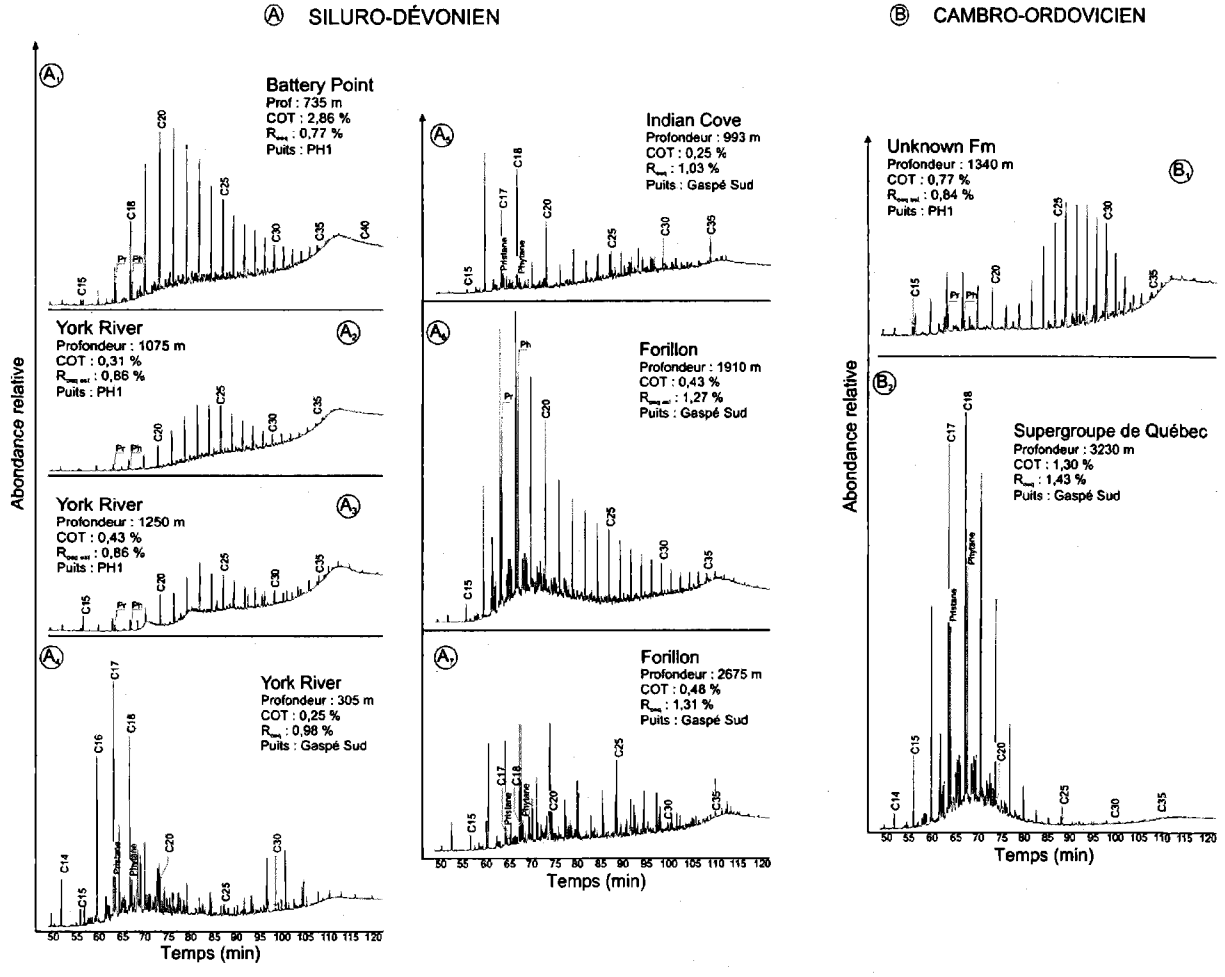


Figure 3.26 : Chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C_{14+} extraites des kérogènes siluro-dévoniens (A) et cambro-ordoviciens (B) en fonction de la maturité des roches. Ph = Phytane ; Pr = Pristane. PH1 = Pétrolia-Haldimand n°1. $R_{oeq\ est}$ représente des valeurs non mesurées de R_{oeq} mais estimée par moyenne des valeurs directement adjacents pour les échantillons.

Les chromatogrammes des roches siluro-dévoniennes présentent une évolution classique des distributions d'hydrocarbures avec la maturité et l'enfouissement (Behar *et al.*, 1997b). Pour ces formations matures, la part des composés pristane et phytane formés au préalable diminue alors que des composés lourds sont générés et représente la part dominante dans la distribution (> nC_{20}). Ces fractions lourdes constituent les bitumes présents entre les

pics S_1 et S_2, non expulsés des roches mères et observés par Bertrand, (1987), Bertrand et Malo (2001, 2010) et Roy (2008). La maturité augmentant, ce sont des fractions plus légères qui prédominent, ce qui est indiqué par la prédominance des molécules à plus faible poids moléculaire que le nC$_{20}$. Cette évolution n'est cependant pas valable pour l'échantillon de la Formation de Forillon (A_6), présentant une forte part de pristane et de phytane par rapport aux autres molécules. Étant donnée la maturité importante de la roche ($R_{oeq\ est}$ = 1,27 %), cette distribution inattendue pourrait être le fait d'imprégnation de l'échantillon et de présence de bitumes.

Les chromatogrammes des roches ordoviciennes des puits Pétrolia-Haldimand n°1 et Gaspé Sud décrivent les distributions suivantes :

Le chromatogramme de l'unité Unknow Formation du puits Pétrolia-Haldimand n°1 (B_1 ; Fig. 3.26) est constitué de deux fractions "en cloche", entre le nC$_{15}$ (n-pentadécane) et le nC$_{21}$ (n-heneicosane), puis entre le nC$_{22}$ (docosane) et le nC$_{32}$ (n-dotriacontane). Cependant, ce sont les molécules à plus haut poids moléculaires qui apparaissent dominantes.

Le chromatogramme du Supergroupe de Québec du puits Gaspé Sud (B_2) est caractérisé par une quantité importante de nC$_{16}$-nC$_{18}$. Il ressemble à la distribution observée pour la Formation de Forillon du même puits (A_6) avec de hauts pics de pristane et de phytane.

L'extrait de la Unknown Formation du puits Pétrolia-Haldimand n°1 (B_1) est en accord, avec l'évolution décrite pour les roches siluro-dévoniennes en fonction de leur maturité. La roche étant caractérisée par une valeur de R_{oeqest} de 0,98 %, l'extrait montre une distribution intermédiaire entre celles des formations de Battery Point (A_1) et de York River (A_2 et A_3) du même puits. Le chromatogramme du Supergroupe de Québec caractérise, comme pour un échantillon de la Formation de Forillon, une roche imprégnée, ce qui ne parait pas étonnant puisque Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001, 2010) dénombrent une proportion importante de bitumes dans les roches cambro-ordoviciennes.

Les profils des extraits des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes dénotent une évolution similaire avec la maturité, ainsi que d'imprégnation de la Formation de Forillon et du Supergroupe de Québec.

B - Effluents de pyrolyse en milieu fermé

Les kérogènes extraits ont subi une maturation artificielle en milieu fermé (tubes en or). Les kérogènes analysés sont ceux des puits Gaspé Sud et Pétrolia-Haldimand n°1 et d'un échantillon de surface du Mélange de Cap-Chat. Les chromatogrammes de la fraction C_{6+} sont montrés à la Figure 3.27 (A et B).

Les roches dévoniennes des formations matures (R_{oeq} > 1,1 %) d'Indian Cove, de Shiphead et de Forillon du puits Gaspé Sud (A_1, A_2, A_3 et A_4 ; Fig. 3.27) révèlent une quantité limitée de fractions légères et lourdes et une décroissance faible de ces fractions. L'absence des fractions lourdes de ces pyrolysats, et par conséquent de potentiel pétrolier est la conséquence de la maturité importante des kérogènes. De plus, les molécules de pristane et phytane sont absentes de ces chromatogrammes, ce qui peut également être expliqué par la maturité des roches.

Les chromatogrammes des roches ordoviciennes appartenant à la Unknown Formation (B_1 et B_2 ; Fig. 3.27), montre des fractions d'hydrocarbures plus importantes que les roches siluro-dévoniennes. La distribution des hydrocarbures devrait être décroissante du nC_7 au nC_{33}, mais une perte de la fraction légère nC_7-nC_{12} est observée pour l'échantillon localisé à 1313 m (B_1) de profondeur en raison d'une évaporation durant la manipulation des tubes en or. Ce même phénomène ôte une partie de la fraction légère (pics C_7 et C_8) de l'effluent de pyrolyse du kérogène situé à 1340 m (B_2). Contrairement aux effluents des kérogènes précédents, les isoprénoïdes pristane et phytane sont également présents, ce qui est en accord avec le niveau de maturité des kérogènes ($R_{oeq\ est}$ < 0,9 %). Le profil de l'échantillon prélevé à 1340 m (B_2) est comparable aux chromatogrammes après maturation au S_2 analyser de la fraction C_7-C_{14} de la formation ordovicienne du Macasty, roche mère supposée de l'Ile d'Anticosti, située au Nord-Est de la Gaspésie (numéros d'échantillons 31357 ou 31364 de Roy, 2008).

Enfin, l'échantillon ordovicien du Mélange de Cap-Chat (B_3, Fig. 3.27), présente une distribution moléculaire décroissante du nC_7 au nC_{20} et les molécules pristane et phytane. Une incohérence apparait entre la distribution moléculaire et le niveau de maturité de ce kérogène. Étant un kérogène très mature (R_{oeq} supérieur à 2,6 %, Annexe 5), une telle distribution ne devrait pas être observée, les fractions lourdes et les isoprénoïdes pristane et phytane ne devant pas apparaître.

La majorité de ces éléments indique une évolution classique des distributions moléculaires des roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes avec la maturité des roches. Ces distributions pourraient ainsi être supposées équivalentes, ce qui amènera à l'équivalence des schémas cinétiques (Cf. Chapitre 4).

Il apparaît maintenant intéressant d'estimer la saturation des roches mères et leur capacité à générer et expulser des hydrocarbures.

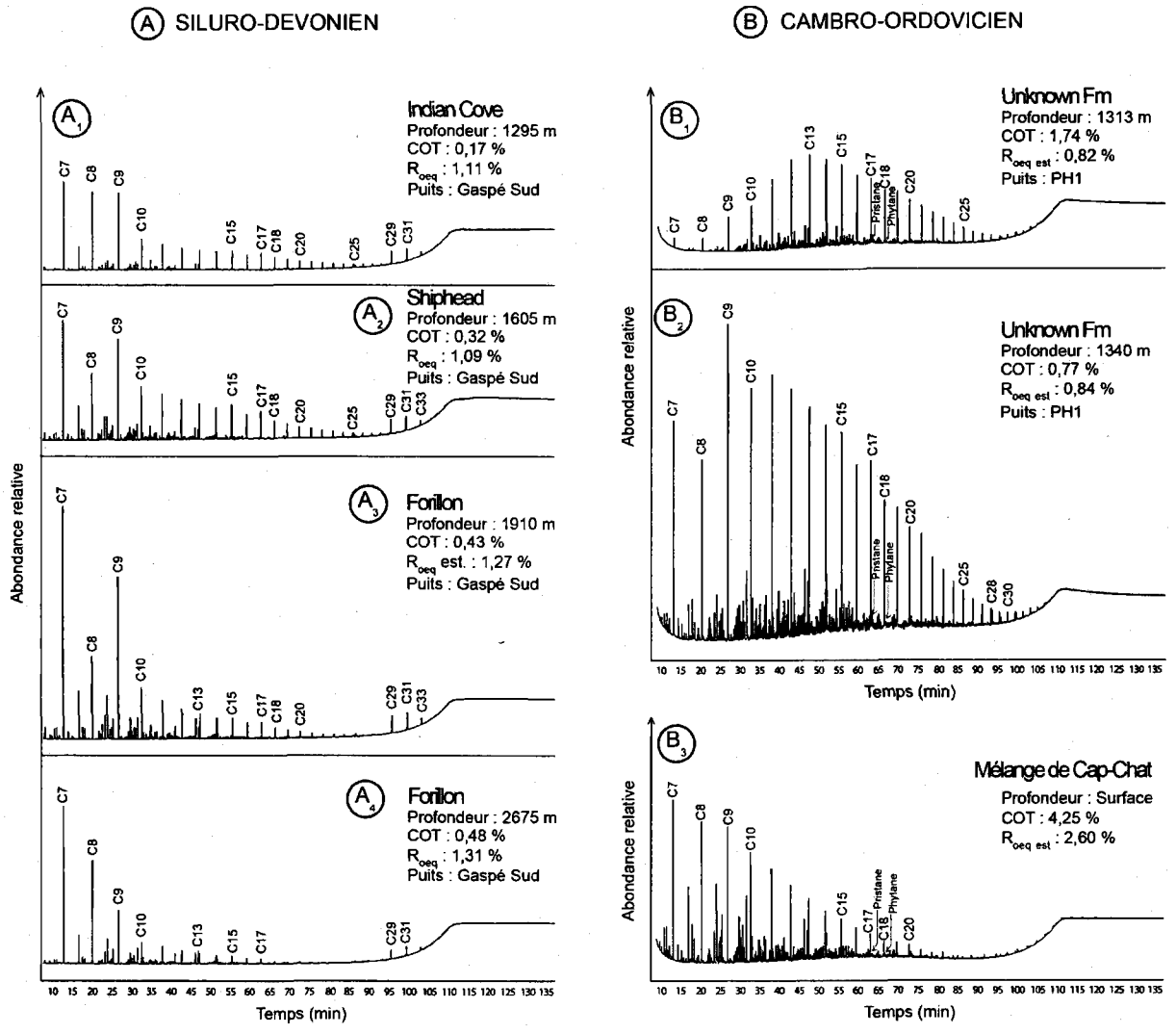


Figure 3.27 : Chromatogrammes en phase gazeuse des fractions C_{6+} pour les extraits issus de la maturation des kérogènes siluro-dévoniens (A) et cambro-ordoviciens (B) en fonction de la maturité des roches. $R_{oeq\ est}$ représente des valeurs non mesurées de R_{oeq} mais estimée par moyenne des valeurs directement adjacents pour les échantillons.

3.4.5 - Estimation de la saturation en huile des roches mères

Une fois les roches mères caractérisées, il est important de savoir si celles-ci ont une réelle capacité à générer et à expulser des hydrocarbures. Le calcul du volume d'huile générée donne une indication sur la saturation en huile des roches mères et permet de savoir si le seuil de saturation nécessaire à l'expulsion des hydrocarbures est atteint. Ce calcul simple peut être effectué dans le cas des roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes étudiées (Tableau 3.8).

Pour cela, il ne sera considéré qu'une seule roche mère par ensemble :

- D'une part, les roches mères cambro-ordoviciennes, appartenant au Supergroupe de Québec et à la « Unknow Formation » (voir dans les paragraphes précédents) seront assimilées à la Formation de Rivière Ouelle (voir Chapitre 1). Les valeurs des COT et IH initiaux (voir ci-après) associés à la Formation de Rivière Ouelle sont estimées grâce aux échantillons peu matures issus du puits Pétrolia-Haldimand n°1.

- D'autre part, les roches mères siluro-dévoniennes (excluant le charbon de la Formation de York River), reconnues comme les formations d'Indian Point, de Forillon et d'Indian Cove (Fig. 1.10), seront identifiées à la Formation de Forillon. Cette dernière présente en effet pour l'ensemble des puits (statistiquement) les COT les plus forts. Les valeurs des COT et IH initiaux proposées pour la Formation de Forillon tiennent compte du niveau de maturité des échantillons des puits (par exemple, maturité de fenêtre à huile, R_{oeq} de 1,3 % dans le puits Gaspé Sud) et des valeurs importantes des pics S_1 et S_{1a} acquises par Rock-Eval et soulignant la production d'hydrocarbures.

Pour estimer la saturation en huile des roches mères, on peut considérer un taux de conversion du kérogène immature de 100 % pour les deux niveaux de roches mères potentielles (Rivière Ouelle et Forillon) sélectionnés, un volume de shale de 1 m^3 et des porosités de 6 et 5 % (représentant des volumes de vide de 60 et 50 litres) dans la fenêtre à huile (respectivement pour les formations de Rivière Ouelle et de Forillon). Les valeurs indiquées pour la densité et la porosité initiale des roches sont issues de la bibliothèque de lithologies Temis utilisée dans cette étude.

Tableau 3.8 : Estimation du volume d'huile générée pour les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes. FaH = Fenêtre à huile.

Intervalle géologique (Formation)	Roche		Porosité dans la FaH		C_{org} initial		IH initial	Huile générée		
	m^3	kg	%	L	%	kg	mg/g C	kg	L	% saturation de porosité
Siluro-Dévonien (Forillon)	1	2700	6	60	0,5	13,5	250	3,4	3,8	6
Cambro-Ordovicien (Rivière Ouelle)	1	2700	5	50	2	54	500	27	30	60

En supposant une roche mère siluro-dévonienne définie par un C_{org} initial de 0,5 % et un IH initial de 250 mg/g C, il est possible d'estimer que ce niveau ne peut générer que 3,8 L d'huile/m^3 (Tableau 3.8). Ce volume correspond à une saturation de la porosité de 6 %, ce qui est largement inférieur au seuil de saturation nécessaire à l'expulsion qui est généralement situé autour de 20 % (Durand, 1987). Cette valeur de seuil de saturation n'est qu'indicative car l'expulsion dépend de la qualité du kérogène, de la richesse organique initiale de la roche et de sa répartition spatiale (Durand, 1987 ; Ungerer, 1990). En conséquence, si une roche mère est pauvre en C_{org}, la saturation est insuffisante pour permettre l'expulsion ou bien engendre une expulsion retardée, ce qui augmente la possibilité de formation de gaz avec la poursuite de l'enfouissement. Au contraire, la roche mère cambro-ordovicienne, définie avec respectivement des C_{org} et un IH initiaux de 2 % et 500 mg/g C, peut fournir 30 L d'huile/m^3, ce qui représente une saturation de la porosité de 60 % (Tableau 3.8). Ces valeurs de saturation de pores suggèrent que les roches cambro-ordoviciennes présentent une plus grande capacité de génération et d'expulsion d'huile que les roches siluro-dévoniennes.

Pepper et Corvi (1995b) indiquent l'impossibilité d'atteindre le seuil d'expulsion des hydrocarbures pour les roches mères à trop faible IH initial (IH_0). Cependant, les auteurs indiquent une valeur minimale d'IH_0 de 200 mg/g C, alors que celle proposée ici pour la roche mère siluro-dévonienne est plus importante (250 mg/g C). Avec le COT de 0,5 %, il faudrait que l'IH_0 atteigne 800 mg/g C pour que le seuil d'expulsion de 20 % soit atteint.

Par conséquent, en prenant un seuil d'expulsion minimum de 20 % (Durand, 1987), il est possible de montrer que les roches siluro-dévoniennes pauvres en C_{org} ne peuvent pas expulser d'huile. Cette conclusion concorde avec les résultats mentionnés dans l'article de Grundman *et*

al. (2012 ; section 3.3.2) concernant les kérogènes siluro-dévoniens. En effet les kérogènes génèrent des hydrocarbures, ce qui est observé par la décroissance de l'IH, mais ces hydrocarbures sont retenus, ce qui est déduit des quantités importantes restantes de composés pétroliers (S_1/COT + IH_a, Fig. 3.16). Ce résultat suggère donc que leur contribution dans les accumulations d'huiles actuelles en Gaspésie est probablement nulle. Seules les roches mères cambro-ordoviciennes semblent être à l'origine des accumulations observées. Les quantités de composés (S_1/COT + IH_a) plus faibles pour ces roches que pour l'ensemble siluro-dévonien (Annexe 5) peuvent donc souligner l'expulsion de ces hydrocarbures. Si les roches siluro-dévoniennes n'ont pas fourni d'huile, il n'est en revanche pas incohérent de penser que leur potentiel en gaz ait pu, ou peut encore, être important dans les zones les plus matures, où le craquage de l'huile en composés plus légers est rendu possible.

Ces données concordent avec les résultats d'Idiz *et al.* (1997), qui attribue les huiles observées en Gaspésie aux roches mères cambro-ordoviciennes. Elles sont également en accord avec les résultats de Bertrand et Malo (2001) et Roy (2008) qui montrent, par leurs modélisations, la génération, l'expulsion et la migration d'hydrocarbures à partir des roches mères cambro-ordoviciennes. Cependant, les auteurs cités ci-dessus montrent également la génération, l'expulsion et la migration d'hydrocarbures siluro-dévoniennes, ce qui est infirmé dans cette étude.

3.5 - Conclusions

Les roches cambro-ordoviciennes présentent généralement les COT les plus importants du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie (COT proches ou supérieurs à 1 %). Les valeurs de maturité de cet ensemble caractérisent des roches matures à supramatures. Les roches du bloc nord apparaissent moins matures que celles des autres blocs du fait de leur profondeur moindre et de l'existence d'une zone de haut-topographique durant les dépôts des groupes de Chaleurs et de Calcaires Supérieurs de Gaspé. Cependant, les résultats suggèrent la possibilité d'une pollution par des migrabitumes des roches du bloc nord par des kérogènes allochtones.

Les roches siluro-dévoniennes sont quant à elles, des roches immatures à supramatures à faible COT, excepté localement (puits Douglas). Les unités des puits du bloc nord, moins profondes, sont immatures à matures, atteignant la fenêtre à huile sans la dépasser. En forage, les roches du bloc centre sont en grande majorité matures, localisées dans la fenêtre à huile et

huile + condensats. Les roches les plus profondes se retrouvent cependant dans la fenêtre à gaz (Formation de Roncelles, puits Sunny Bank). Alors que les formations sont plus anciennes et que leur histoire est supposée commune, les roches du bloc sud apparaissent moins matures que les unités du bloc centre. Cette différence est le fait d'une érosion plus importante dans le bloc sud lors de la phase acadienne suivie d'un enfouissement carbonifère permettant l'augmentation de la maturité des roches restantes.

Concernant les analyses Rock-Eval, la quantité d'hydrocarbures analysée par le FID est sous-estimée si la quantité de roche étudiée n'est pas suffisante. Il apparaît par conséquent nécessaire que le pic S_2 se situe dans la gamme de linéarité du FID. Dans cette étude, ceci signifie qu'une masse maximale de roche brute (250 mg) doit être analysée. Lors de l'analyse des MOT et des kérogènes, la masse standard utilisée a été de 7 à 15 mg afin de ne pas saturer le FID.

Les résultats montrent, sur les profils Rock-Eval 6 des roches brutes siluro-dévoniennes, la présence de quatre pics : S_1, S_{2a}, S_{2b} et S_{2c}, différents des deux pics standards S_1 et S_2. Le pic "anormal" présent avant le pic S_2 standard traduit la présence de produits pétroliers de masse moléculaire moyenne à importante, générés mais pyrolysables à des températures plus élevées que les hydrocarbures du pic S_1. Ces composés pourraient être le résultat d'une phase de maturation du kérogène postérieure à une phase primaire d'expulsion. L'analogie existante entre les pics S_1 et S_{2a} révèlent l'importance de ne pas considérer ce dernier (S_{2a}) dans le calcul du potentiel pétrolier réel (pic S_{2b+c}) pour ne pas surestimer celui-ci, contrairement à ce qui était fait jusque-là (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008). Avec la prise en compte des différents pics, il apparaît que les roches siluro-dévoniennes sont des roches pauvres en COT, excepté localement pour certains niveaux plus riches. Les roches brutes cambro-ordoviciennes révèlent des valeurs de COT supérieures à 1 % et des IH supérieures à 300 mg/g C. De plus, elles montrent majoritairement des profils Rock-Eval typiques de roches mères (Fig. 3.13). Les roches brutes actuellement les plus profondes se caractérisent cependant par des pyrogrammes à quatre pics (Fig. 3.13), suggérant la présence de bitumes. Les analyses menées sur des kérogènes montrent des profils Rock-Eval plus typiques, avec une forte diminution des pics S_{2a} et S_{2c}. La présence de tels composés pétroliers, jusqu'à maintenant pris en compte dans l'estimation du potentiel pétrolier des roches, et leur absence après extraction, montre la nécessité de travailler sur un matériel extrait afin de ne laisser apparaître que le pic S_{2b}.

Les analyses élémentaires effectuées sur les kérogènes siluro-dévoniens suggèrent la présence de matières organiques de Type II et Type III, et d'un mélange de Type II-III. Les

roches cambro-ordoviciennes sont trop matures au niveau du bloc centre pour permettre de déterminer leur type de kérogène, excepté pour un échantillon de Type III (Fig. 3.24). Au contraire, les kérogènes du bloc nord, moins matures, se définissent par des kérogènes de Type II. Les fortes valeurs des rapports H/C et O/C (Annexe 5) de certains kérogènes peuvent être liées à l'oxydation après son dépôt, lors de la diagenèse précoce des roches. Cependant, considérant les divergences de macéraux utilisées pour les estimations de maturité des roches, l'utilisation des fenêtres de maturité de Tissot et Welte (1984) apparaît difficile dans le cas de la Gaspésie.

De plus, il n'y a pas de corrélation observable entre les variations de l'IH, des rapports H/C et O/C, de la maturité (R_{oeq}) et de T_{max} pour les kérogènes siluro-dévoniens. En effet, les valeurs de T_{max}, paramètre souvent utilisé pour estimer la maturité, paraissent incohérentes avec l'augmentation de la profondeur. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine d'erreurs sur cette variable. Les causes principalement identifiées dans cette étude sont (1) la non-reproductibilité du la mesure du T_{max} dépendante de la forme du pic S_2, qui pour ces kérogènes apparait atypique, (2) la nature allochtone de la matière organique étudiée, et (3) l'oxydation des kérogènes par lessivage. De toute évidence, le T_{max} ne semble pas être un indicateur de la maturation thermique dans les roches du Nord-Est de la Gaspésie.

La comparaison entre les IH des kérogènes et les extraits totaux (Fig. 3.16) montre une forte teneur des produits générés libres et non libres quelle que soit la profondeur des roches mères alors que l'IH diminue. Cette donnée suggère la capacité limitée de l'ensemble siluro-dévonien à expulser de l'huile. Un calcul simple de volume d'huile générée par les deux ensembles (Tab. 3.8) indique que les roches mères cambro-ordoviciennes peuvent produire douze fois plus d'hydrocarbures que les roches mères siluro-dévoniennes, ce qui induit une saturation en hydrocarbures suffisante pour permettre leur expulsion. Au contraire, le seuil d'expulsion est loin d'être atteint pour les roches siluro-dévoniennes. La différence entre ces deux ensembles est la richesse en C_{org}, les roches mères siluro-dévoniennes étant généralement plus pauvres que les roches mères cambro-ordoviciennes. Ces résultats viennent confirmer ceux d'Idiz *et al.* (1997), qui associent les huiles observées en Gaspésie aux roches mères cambro-ordoviciennes.

Les chromatogrammes des extraits totaux DCM cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens montrent une évolution classique de roches mères avec la maturité/profondeur pour laquelle les isoprénoïdes pristane et phytane sont formés en premier, suivis des composés lourds, puis des molécules à faible poids moléculaire. Les chromatogrammes de la fraction C_{6+} des effluents de

pyrolyse des roches siluro-dévoniennes et cambro-ordoviciennes issus des puits Gaspé Sud et Pétrolia-Haldimand n°1 montrent une distribution typique des roches mères avec la maturité. Un chromatogramme de l'unité ordovicienne Unknown Formation du puits Pétrolia-Haldimand n°1 peut être assimilé aux chromatogrammes de la Formation de Macasty (Roy, 2008), ce qui suggère un plus grand intérêt pétrolier des roches cambro-ordoviciennes par rapport aux roches siluro-dévoniennes.

La hauteur d'érosions liée aux dernières orogenèses est estimée grâce à l'étude des paramètres cinétiques des kérogènes du Nord-Est de la Gaspésie. Pour des gradients géothermiques de 23 et 28 °C/km, 4500 m d'érosion minimum sont déterminés pour toute la région nord-est de la Gaspésie. Ces valeurs sont en accord avec la hauteur d'érosion de l'ordre de 5200 m pour le puits Sunny Bank, estimée grâce à l'utilisation des courbes de Suggate (1998), liant enfouissement des roches et maturité.

Étant donné les épaisseurs initiales des formations de Forillon (810 m) et de Rivière Ouelle (500 m), et en considérant les paramètres initiaux d'IH et de COT des deux ensembles, estimés en fonction de la maturité et de la capacité d'expulsion des roches, il apparait un facteur 8 entre les deux roches mères quant aux masses maximales d'hydrocarbures pouvant être générées (Annexe 9). Cependant, si l'ensemble des résultats géochimiques montrent que les deux roches mères sélectionnées génèrent des hydrocarbures, seule la roche mère cambro-ordovicienne semble les expulser. La modélisation décrite dans le chapitre suivant permettra de vérifier ces résultats et d'estimer l'âge de génération, d'expulsion et de migration de ces hydrocarbures. Les caractéristiques des deux roches mères définies dans les modélisations sont résumées dans le Tableau 3.9.

Tableau 3.9 : Paramètres initiaux (IH_0 et COT_0) utilisés dans Temis Suite pour les deux roches mères considérées.

Age de la roche mère	Index d'hydrogène (IH) initial mg/g C	COT initial %
Cambro-Ordovicien	500	2
Siluro-Dévonien	250	0,5

CHAPITRE 4
MODÉLISATION DU SYSTÈME PÉTROLIER DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE

CHAPITRE 4
MODÉLISATION DU SYSTÈME PÉTROLIER DU NORD-EST DE LA GASPÉSIE

4.1 - Introduction

La modélisation de bassin consiste en la reconstruction et la caractérisation de l'histoire géologique d'un bassin sédimentaire et des systèmes pétroliers qui le constituent. Elle s'appuie sur des données géologiques, géochimiques, stratigraphiques, lithologiques, de sismique réflexion, en surface et en profondeur. Cette modélisation fait appel à des logiciels de simulation numérique, développés à cette fin.

Les logiciels utilisés dans cette étude sont Temis Suite (2D), modélisateur de bassin pour des domaines tectoniques peu complexes et simulant la migration des hydrocarbures selon la loi de Darcy, et le logiciel Permedia^{TM}, développé par Halliburton qui simule la migration des hydrocarbures selon les lois d'invasion-percolation (cf. Chapitre 2). Ici, la modélisation de la génération et de l'expulsion des hydrocarbures a été effectuée grâce au logiciel Temis Suite, alors que la migration des hydrocarbures est simulée avec le logiciel Permedia^{TM}. En effet, l'utilisation du logiciel Temis Suite se révèle inadéquat pour modéliser la migration des hydrocarbures dans notre cas, en raison de la complexité de la coupe étudiée (Cf. Section 4.4). Temis Suite a cependant été préféré aux simulateurs de bassin de domaines tectoniques complexes, qui sont souvent moins performants pour modéliser les systèmes pétroliers. C'est ce choix qui justifie le couplage au logiciel Permedia^{TM} pour la migration.

La modélisation de bassin s'effectue en plusieurs étapes :

1) la construction du modèle géologique à l'Actuel. Dans cette étude, la géométrie à l'Actuel peut être reconstituée à partir des données géologiques de surface, du profil sismique (P-19-P-20_80-39 acquis par la SOQUIP – Petro-Canada, 1983) et des données géologiques des puits sélectionnés (voir Chapitre 1). Ainsi, pour décrire cette étape, les formations géologiques, délimitées par des géohorizons, les lithologies de chaque formation, leur propriétés

pétrophysiques propres (porosité, perméabilité, saturation), les zones des failles en surface et en profondeur, les niveaux de roches mères et les COT et IH initiaux seront présentés ;

2) la restauration du modèle géologique jusqu'à son état initial (*backstripping*). L'épaisseur des sédiments avant compaction est ainsi calculée à partir des relations entre la porosité des lithologies et la profondeur d'enfouissement atteinte par la formation. A chaque étape, il faut définir la bathymétrie ou la topographie du milieu de dépôt. Il est également nécessaire d'intégrer les phases d'érosion en reconstituant autant que faire se peut les unités disparues, les changements de lithologies s'il y a lieu et tous les évènements passés considérés comme influents ;

3) la simulation directe, qui permet d'accéder à l'histoire thermique du bassin, à l'évolution de la compaction, au régime des pressions, à la génération des hydrocarbures, à la migration des huiles et gaz et à la répartition huile-gaz. Cette simulation comprend :

a) Le modèle thermique du système permet de comprendre l'histoire de la maturation des roches mères du système et d'observer les âges de génération et d'expulsion des hydrocarbures, dépendant de la maturation des roches mères. La modélisation thermique utilise la loi de conservation et de transfert de chaleur de Fourier qui nécessite la définition d'un régime thermique à la base des sédiments, et le modèle de Burham et Sweeney (1989) pour l'évolution de la réflectance de la vitrinite des roches. Les données d'entrée du modèle sont les températures de surface à l'Actuel et dans le passé (températures de référence) et le gradient géothermique ou flux de chaleur défini dans la zone d'étude à l'Actuel et dans le passé. Les données de sortie du modèle sont les valeurs de réflectance de vitrinite et de températures en tout point de la coupe 2D, et correspondent aux indicateurs essentiels à la calibration du modèle thermique. En effet, la comparaison de ces données avec les valeurs de R_{oeq} des échantillons sélectionnés et des températures de fond de puits observées à l'Actuel permet la validation ou la correction de ce modèle thermique. D'autres indicateurs de maturité et de paléomaturité peuvent être utilisés, comme les index d'hydrogène (IH), les T_{max} et les taux de transformation (TR) des roches mères. Les résultats obtenus à partir des traces de fission des apatites et des inclusions fluides, s'ils sont disponibles, sont également des indicateurs fiables.

b) Le modèle en pression permet de rendre compte de l'histoire de formation du système étudié et est lié à la circulation des fluides, notamment grâce aux perméabilités et aux surpressions mises en jeu. Le champ de pression est calibré notamment grâce à la comparaison entre les données de sortie du modèle (pression et surpression d'une part et porosité et perméabilité des roches d'autre part) et les données de forages pour les différents puits

considérés. Les valeurs des paramètres de sortie sont calculées à partir des porosités, des perméabilités, des contraintes effectives et des saturations liées à chaque lithologie.

c) La modélisation du système pétrolier proprement dite, qui permet d'observer le fonctionnement du système incluant les roches mères. La modélisation de la génération, de l'expulsion et de la migration des hydrocarbures résulte des variations de pressions et de température au cours de l'histoire géologique, de la cinétique de craquage choisie dans le modèle pour chaque kérogène et chaque fraction mise en jeu, des COT et IH initiaux des kérogènes immatures, des paramètres pétrophysiques des lithologies (saturation, perméabilité, pression capillaire) et de la densité et de la viscosité des hydrocarbures. Elle prend en compte la loi d'écoulement multiphasique de Darcy et les lois d'Arrhenius et de Laplace (se référer au Chapitre 2). Les chemins de migration simulés peuvent être validés grâce aux indicateurs de présence d'hydrocarbures dans les puits sélectionnés et les indices d'huile et de gaz en surface.

Les premières parties de ce chapitre seront consacrées à la description des schémas cinétiques utilisés dans Temis Suite (définition des réactions de craquage des roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes) et à la description de la coupe géologique utilisée comme base de notre étude.

4.2 - Rappel des objectifs et des hypothèses à tester dans les modélisations

La modélisation de bassin réalisée dans cette étude doit permettre de lever un certain nombre d'incertitudes concernant le système pétrolier du NE de la Gaspésie. Pour cela, il convient de reconstituer l'histoire géologique de la zone à partir de la restauration de la coupe P19-P20-80-39 à son état initial. Il devient alors nécessaire de tester les deux hypothèses d'enfouissement maximal précédemment décrites : au Dévonien moyen (pré-acadien) ou au Carbonifère (post-acadien). Cependant, le test de ces deux hypothèses requiert de prendre en compte un grand nombre de paramètres. Il s'agit de :

1) discuter les épaisseurs de la Formation de Malbaie et celles des unités carbonifères, mais également des roches ordoviciennes, siluriennes et dévoniennes, érodées lors des différentes phases tectoniques. L'épaisseur érodée liée aux discordances acadienne et alléghanienne est au minimum de 4500 m (voir Chapitre 3). Toutefois, cette valeur totale ne

décrit pas de manière quantitative les différentes étapes des chemins temps/profondeur et temps/température ;

2) tester l'influence des gradients géothermiques et des saturations d'expulsion (Satex, cf. Chapitre 2) associées aux lithologies des roches mères ;

3) estimer l'âge de la génération et de l'expulsion et les chemins de migration des hydrocarbures, en modélisant la migration des hydrocarbures à partir du schéma de craquage défini par Behar *et al.* (2008a). Ces tests peuvent être réalisés pour les deux roches mères et doivent permettre de vérifier si les réservoirs potentiels au sein des formations siluriennes (Groupe de Matapédia ; Savard et Bourque, 1989 ; Bourque, 2001 ; Kirkwood *et al.*, 2001) et dévoniennes (calcaires du West Point ; Savard et Bourque, 1989 ; Bourque, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2009a ; www.petroliagaz.com/) ont subi un même épisode de charge en hydrocarbures et d'observer si la région a connu ou non des migrations pré-saliniennes, saliniennes, acadiennes ou post-acadiennes ;

4) évaluer l'impact des failles (perméabilité, imperméabilité) et des épisodes de fracturation sur la migration des hydrocarbures. L'âge de formation des pièges stratigraphiques et structuraux devient dans ce contexte un élément fondamental à déterminer pour la rétention ou la perte de ces hydrocarbures dans le NE de la Gaspésie.

Les données géochimiques présentées au Chapitre 3 ont rendu compte de l'origine exclusivement cambro-ordovicienne des hydrocarbures, étant donné l'incapacité des roches mères siluro-dévoniennes à en expulser. Les simulations de migration des hydrocarbures doivent permettre de confirmer cette conclusion. De plus, ces tests permettront de discuter de l'origine précoce ou tardive du gaz. Enfin, ils pourraient servir à localiser des zones d'accumulations d'hydrocarbures non encore identifiées dans le Nord-Est de la Gaspésie.

4.3 – Description du schéma cinétique utilisé

4.3.1 - Justification de l'utilisation des schémas cinétiques de la littérature

L'utilisation des paramètres cinétiques et des données issues des traces de fission doit permettre de mieux contraindre les possibles histoires d'enfouissement des unités le long de la coupe.

Cependant, dans la mesure où les kérogènes cambro-ordoviciens ont été extraits en laboratoire en trop faible quantité et les analyses ont été réalisées sur les kérogènes isolés les moins matures, seuls les paramètres cinétiques de craquage des kérogènes siluro-dévoniens peuvent être exploités (Tab. 3.7). Les analyses effectuées sur les roches des formations de Battery Point, de York River et d'Indian Cove donnent une valeur moyenne du facteur de fréquence (A) de 1,4 $x10^{14}$ s^{-1} et présentent une distribution centrée autour de 54 kcal/mol. Ces valeurs sont très proches de celles acquises par Roy (2008) à partir d'un échantillon appartenant à la Formation de Forillon localisé au Nord de la zone d'étude et d'un échantillon de la Formation de Macasty, roche mère de l'Ile d'Anticosti. Même si une légère différence apparaît au niveau des potentiels partiels estimés, ces résultats démontrent l'homogénéité de la Formation de Forillon dans la région nord-est de la Gaspésie, ainsi que des réactions de craquage équivalentes pour les deux kérogènes étudiés.

Si ces paramètres cinétiques peuvent servir à mieux contraindre l'histoire d'enfouissement des roches, ils ne peuvent cependant pas être utilisés dans les modélisations car les réactions de craquage de ces kérogènes n'ont pas été définies. Il est par conséquent nécessaire d'utiliser un schéma cinétique de craquage fiable, proposé dans la littérature.

4.3.2 - Schémas cinétiques complets

En raison du grand nombre et de la complexité des produits de la réaction de craquage du kérogène, ces derniers ne peuvent être décrits individuellement. Les molécules hydrocarbonées générées sont donc groupées en classes (fractions) selon leur comportement physique (mobilité, viscosité, densité, craquage secondaire, pression et température critiques, Source Beicip). Depuis les années 1980, les recherches menées à l'IFP Énergies nouvelles ont permis de décrire différents kérogènes selon leur type et selon les conditions d'analyse (milieux fermé ou ouvert ; Ungerer, 1990 ; Behar *et al.*, 1997a, 2008a ; Vandenbroucke *et al.*, 1999) et plusieurs schémas compositionnels, de schémas simples composés de 3 classes à des schémas complexes décrits par 19 classes (Ungerer *et al.* 1988b ; Behar *et al.*, 1988, 1992, 2008a, 2010 ; Vandenbroucke *et al.*, 1999). Plusieurs schémas cinétiques peuvent être importés dans Temis Suite. Cependant, l'extrapolation des résultats expérimentaux aux conditions géologiques nécessite, pour une bonne prédiction du volume, de la composition et de la qualité des fluides expulsés, de choisir un schéma cinétique adapté.

Les schémas cinétiques établis à partir de résultats obtenus en milieu fermé, à l'image de celui de Behar *et al.* (2008a), sont en général privilégiés par rapport à ceux établis pour un milieu ouvert, car les expériences réalisées dans ce dernier ne permettent de quantifier que les composés finaux et non de comprendre l'ensemble des réactions de craquage (dont les réactions intermédiaires) décrivant la dégradation thermique du kérogène. Ainsi, en milieu ouvert, il n'est pas possible de distinguer (1) les contributions relatives du kérogène et des NSO (résines et asphaltènes) pour la genèse des hydrocarbures et (2) les paramètres physico-chimiques de ces composés. Ainsi, à défaut de pouvoir élaborer un nouveau schéma cinétique spécifique au cas géologique du NE de la Gaspésie en raison de trop faibles quantités extraites, les schémas cinétiques choisis et modifiés dans Temis Suite pour les craquages précoce et secondaire ont pour base ceux de Behar *et al.* (2008a ; kérogène Menil du Toarcien du Bassin de Paris) et de Behar et Jarvie (*sous presse ;* kérogène Barnett du Mississippien du Texas).

Confirmant les résultats de Tissot (1969) et Lewan (1993), Behar *et al.* (2008a) montrent, grâce à des pyrolyses en milieu fermé, que les hydrocarbures (1) sont formés à travers des réactions successives et/ou parallèles et (2) ont pour source principale les NSO et non le kérogène.

Les réactions de craquage d'un kérogène de Type II (correspondant au type des échantillons des roches de cette étude) sont, pour un facteur de fréquence (A) égale à 1,35 x 10^{13} s^{-1}, les suivantes :

$$\mathrm{KD} \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non} - \mathrm{HC} + 4\ \%\ \mathrm{HC1} + 1\ \%\ \text{resines} + 72\ \%\ \text{asphaltènes} + 17\ \%\ \mathrm{KD2} \quad (4.1)$$

$$\text{Asphaltènes} \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non HC} + 13\ \%\ \mathrm{HC1} + 28\ \%\ \text{résines} + 53\ \%\ \text{prechar} \quad (4.2)$$

$$\text{Résines} \rightarrow 65\ \%\ \mathrm{HC1} + 35\ \%\ \text{prechar} \quad (4.3)$$

$$\mathrm{HC1} \rightarrow 85\ \%\ \mathrm{HC2} + 15\ \%\ \text{prechar} \quad (4.4)$$

où les fractions considérées dans ces réactions sont :

1) Le kérogène initial (KD) ;

2) Les gaz non-hydrocarbures (gaz non-HC) ;

3) Les hydrocarbures 1 (HC1) issus du craquage primaire du KD et du craquage secondaire des résines et des asphaltènes (voir ci-dessous) ;

4) Les résines ou NSO *n*-pentane, solubles dans le *n*-pentane, formés de composés saturés et aromatiques ;

5) Les asphaltènes ou NSO DCM, solubles dans le dichlorométhane ;

6) Le kérogène 2 (KD2), kérogène résiduel issu du craquage primaire du kérogène ;

7) Le prechar, résidu carboné issu du craquage secondaire des différentes fractions ;

8) Les hydrocarbures 2 (HC2), gaz secondaire, issus du craquage secondaire des HC1.

Dans ces réactions reproduisant le système fermé, le craquage du kérogène forme les asphaltènes en premier, avec les mêmes paramètres cinétiques (A et Ea) que le kérogène. Ces derniers craquent alors en résines, qui par craquage secondaire, vont former l'essentiel des hydrocarbures. Il faut noter que pour un même facteur de fréquence, les énergies d'activation des réactions 4.1 à 4.4 sont inférieures dans le système fermé comparé au système ouvert du fait de la formation des composés non-hydrocarbures (H_2, CO_2, H_2S) qui ne sont pas pris en compte dans les calculs cinétiques du Rock-Eval 6.

En prenant en compte les résultats des expériences réalisées par Behar et Jarvie (*sous presse)* concernant le craquage tardif du kérogène Barnett de Type II, il est possible de compléter le premier schéma cinétique et ainsi d'avoir un schéma complet pour le craquage du kérogène. Les fractions décrites en plus sont :

1) Le CH_4, gaz tardif, considéré ici comme des HC2 ;

2) Le char, kérogène résiduel final issu du craquage du prechar et du KD2.

$$\mathrm{KD2} \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \qquad (4.5)$$

$$\mathrm{Prechar} \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \qquad (4.6)$$

Ce schéma cinétique pourrait également être combiné avec celui décrit pour le craquage précis de l'huile par Behar *et al.* (2008b). Cependant, l'objectif n'étant pas de connaître la composition précise des huiles par modélisation, mais plutôt d'observer les accumulations de ces dernières et les phases retrouvées actuellement, il a été décidé de ne pas complexifier davantage le schéma cinétique défini dans le simulateur de bassin et de ne garder que la fraction HC2.

Les tests de migration des hydrocarbures ont été menés avec le logiciel de modélisation Permedia™. L'utilisation de ce dernier nécessite néanmoins de reprendre et de simplifier le schéma cinétique décrit ci-dessus. Dans la mesure où Permedia™ permet le craquage secondaire de l'huile durant la migration (cf. paragraphes ci-dessous), la description de cette réaction n'est pas nécessaire dans le logiciel Temis Suite (génération et expulsion). Ainsi, la fraction huile reste stable et l'Équation 4.4 n'est pas considérée dans les simulations réalisées avec Temis Suite. Cette équation est décrite directement dans le logiciel Permedia™.

4.3.3 - Schémas cinétiques simplifiés

Le schéma cinétique proposé comme base dans le logiciel Permedia™ est plus simple et le nombre de fractions définies est limité. Ces données ont été décrites par Pepper et Corvi (1995a) qui ont étudié les réactions de craquage simple de tous les types de kérogènes définis (I, II, II-S, III, III-IV). Les réactions de craquage primaire et secondaire définies par Pepper et Corvi (1995a) sont les suivantes :

$$\text{Kérogène} \rightarrow \text{gaz}\ (C_1 - C_5) + \text{huile}\ (C_{6+}) \quad (4.7)$$

$$\text{Huile}\ (C_{6+}) \rightarrow \text{gaz}\ (C_1 - C_5) + \text{char} \quad (4.8)$$

Cependant, ce schéma simplifié n'est pas équivalent à celui de Behar *et al.* (2008a), car le craquage tardif du kérogène n'est pas pris en compte dans la réaction de craquage. Il est par conséquent nécessaire de repartir du schéma cinétique complexe défini précédemment (Behar *et al.,* 2008a ; Behar et Jarvie, *sous presse*) et de le simplifier afin de le rendre compatible avec Permedia™. Considérant les résines et asphaltènes immobiles, les simplifications concernant

les fractions à comptabiliser (uniquement les hydrocarbures huile et gaz) peuvent être effectuées.

Cette simplification nécessite de connaître l'IH défini par la réaction complète (Éq. 4.1, 4.2, 4.3, 4.5 et 4.6) et les proportions totales d'hydrocarbures formées par craquage du kérogène, des NSO, des prechars et du KD2. En effet, les proportions des différentes fractions 'C_1-C_5' et 'C_{6+}' du schéma simplifié sont calculées à partir des proportions présentes dans le schéma complexe et associées à chaque réaction de craquage. La fraction HC1 (Éq. 4.1) associée au kérogène, aux résines et asphaltènes est dissociée en fractions gaz précoce et huile, dont les proportions ont été précisées par Françoise Behar (2012, communication personnelle). Ainsi les réactions utilisées sont les suivantes :

$$\text{KD} \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non HC} + 0{,}8\ \%\ \text{gaz} + 3\ \%\ \text{huile} + 1\ \%\ \text{résines} + 72\ \%\ \text{asphaltènes} + 17{,}2\ \%\ \text{KD} \quad (4.9)$$

$$\text{Asphaltènes} \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non HC} + 2{,}7\ \%\ \text{gaz} + 10{,}2\ \%\ \text{huile} + 28\ \%\ \text{résines} + 53{,}1\ \%\ \text{prechar} \quad (4.10)$$

$$\text{Résines} \rightarrow 13{,}4\ \%\ \text{gaz} + 51{,}6\ \%\ \text{huile} + 35\ \%\ \text{prechar} \quad (4.11)$$

Pour calculer la part de gaz tardif, les équations 4.5 et 4.6 restent inchangées. Elles sont rappelées comme suit :

$$\text{KD2} \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \quad (4.5)$$

$$\text{Prechar} \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \quad (4.6)$$

Les kérogènes analysés pour établir les réactions de craquages primaire et tardif (Behar *et al.*, 2008a ; Behar et Jarvie, *sous presse*) étant associés et considérés équivalents (car tous deux de Type II) malgré des âges différents (respectivement toarcien et mississippien), il est acceptable d'assigner le schéma cinétique aux roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes. Cependant, ce schéma doit être adapté selon l'IH des roches. En considérant la

totalité des NSO comme immobiles (pour permettre la mise en place du schéma cinétique simplifié), l'IH est considéré selon l'égalité suivante :

$$IH = HC = \Sigma HC\ gaz + huile$$

$$IH = 1000 * [(\text{fractions huile + gaz})_{KD} + (\text{fractions huile + gaz})_{Asphaltènes} * (\text{fraction asphaltènes})_{KD} + (\text{fractions huile + gaz})_{Résines} * (\text{fraction résines})_{KD} + (\text{fractions huile + gaz})_{Résines} * (\text{fraction résines})_{Asphaltènes} * (\text{fraction asphaltènes})_{KD} + (\text{fraction HC2})_{KD2} * (\text{fraction KD2})_{KD} + (\text{fraction gaz tardif})_{Prechar} * (\text{fraction prechar})_{Asphaltènes} * (\text{fraction asphaltènes})_{KD} + (\text{fraction gaz tardif})_{Prechar} * (\text{fraction prechar})_{Résines} * (\text{fraction résines})_{KD} + (\text{fraction gaz tardif})_{Prechar} * (\text{fraction prechar})_{Résines} * (\text{fraction résines})_{Asphaltènes} * (\text{fraction asphaltènes})_{KD}] / COT_{KD} \quad (4.12)$$

où le COT_{KD} correspond au COT du kérogène analysé par Behar *et al.* (2008a), c'est-à-dire 60,6%.

L'IH correspondant à ce schéma cinétique est de 486 mg/g C. Cette valeur concorde avec l'IH initial des roches mères cambro-ordoviciennes (500 mg/g C, voir Chapitre 3) : on considérera donc que le schéma présenté ci-dessus est valide pour ces roches. Dans le cas des roches mères siluro-dévoniennes, il est nécessaire de modifier le schéma cinétique en fonction de l'IH initial estimé (250 mg/g C). La diminution de l'IH nécessite la diminution des fractions hydrocarbures issues du kérogène et des fractions NSO générant la majorité de ces hydrocarbures. Le résidu solide issu de la dégradation du kérogène, le KD2, est par conséquent la fraction dominante dans la réaction de craquage liée aux kérogènes siluro-dévoniens. Ces derniers estimés avec un IH deux fois plus faible que les kérogènes cambro-ordoviciens présentent les réactions de craquage suivantes :

$$KD \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non HC} + 0{,}4\ \%\ \text{gaz} + 1{,}3\ \%\ \text{huile} + 0{,}4\ \%\ \text{résines}$$

$$+ 30{,}6\ \%\ \text{asphaltènes} + 61{,}3\ \%\ KD2 \qquad (4.13)$$

$$\text{Asphaltènes} \rightarrow 6\ \%\ \text{gaz non HC} + 2{,}7\ \%\ \text{gaz} + 10{,}2\ \%\ \text{huile} + 28\ \%\ \text{résines}$$

$$+ 53{,}1\ \%\ \text{prechar} \qquad (4.10)$$

$$\text{Résines} \rightarrow 13{,}4\ \%\ \text{gaz} + 51{,}6\ \%\ \text{huile} + 35\ \%\ \text{prechar} \qquad (4.11)$$

$$KD2 \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \qquad (4.5)$$

$$\text{Prechar} \rightarrow 5{,}2\ \%\ \text{gaz tardif} + 94{,}8\ \%\ \text{char} \qquad (4.6)$$

Maintenant que les schémas cinétiques complexes ont été définis, avec séparation des fractions gaz précoce et huile pour les kérogènes des deux roches mères, la simplification proprement dite peut être établie. Les proportions totales d'hydrocarbures proposées dans ces nouveaux schémas cinétiques sont calculées à partir des fractions gaz (C_1-C_5), huile (C_{6+}) et gaz tardif (C_1-C_5) formées par craquage du kérogène, des NSO et des prechars et du kérogène 2. Le schéma cinétique simplifié comprend ainsi quatre classes : d'une part gaz, huile et gaz tardif issus du craquage du kérogène et présents dans les mêmes proportions que pour le schéma complexe, et d'autre part le résidu solide final, le char. Les réactions simplifiées dans ce schéma cinétique sont les suivantes :

$$KD \rightarrow \text{gaz I}\ (C_1 - C_5) + \text{huile I}\ (C_{6+}) + \text{char} \qquad (4.14)$$

$$KD \rightarrow \text{gaz tardif}\ (C_1 - C_5) + \text{char} \qquad (4.15)$$

où les fractions gaz précoce et huile sont respectivement le gaz et l'huile issus du craquage primaire du kérogène, des asphaltènes et résines ; la fraction gaz tardif correspond au gaz issu du craquage tardif du kérogène ; la fraction char s'apparente au résidu solide mais comprend en réalité toutes les fractions non gaz et huile (gaz non-hydrocarbures, résines, asphaltènes et KD2) et issues de la dégradation directe du kérogène. Dans cette réaction simplifiée, le kérogène initial génère à la fois de l'huile et du gaz précoce, ainsi que du gaz tardif. Le gaz tardif n'est alors pas fourni par le résidu solide, mais uniquement par le kérogène.

Ainsi, les proportions des fractions gaz précoce (C_1-C_5) et huile (C_{6+}) issues du craquage primaire du kérogène (kérogène, résines et asphaltènes en réalité) sont calculées de la manière suivante :

Fraction C_1-C_5 = $(C_1\text{-}C_5)_{KD}$ + $(C_1\text{-}C_5)_{Asphaltènes}$ + $(C_1\text{-}C_5)_{Résines}$

Fraction C_1-C_5 = $(\text{fraction gaz})_{KD}$ + $(\text{fraction gaz})_{Asphaltènes}$ * $(\text{fraction asphaltènes})_{KD}$ + $(\text{fraction gaz})_{Résines}$ * $(\text{fraction résines})_{KD}$ + $(\text{fraction gaz})_{Résines}$ * $(\text{fraction résines})_{Asphaltènes}$ * $(\text{fraction asphaltènes})_{KD}$

et Fraction C_{6+} = $(C_{6+})_{Kérogène}$ + $(C_{6+})_{Asphaltènes}$ + $(C_{6+})_{Résines}$

Fraction C_{6+} = $(\text{fraction huile})_{KD}$ + $(\text{fraction huile})_{Asphaltènes}$ * $(\text{fraction asphaltènes})_{KD}$ + $(\text{fractions huile})_{Résines}$* $(\text{fraction résines})_{KD}$ + $(\text{fraction huile})_{Résines}$* $(\text{fraction résines})_{Asphaltènes}$* $(\text{fraction asphaltènes})_{KD}$

Enfin, le résidu solide se définit par :

Fraction char = 100 – (fraction gaz + fraction huile)

Afin d'obtenir un bilan de masse correct, la part de gaz tardif est calculée à partir du résidu solide du schéma simplifié et non à partir du schéma complet. De ce fait,

Fraction gaz tardif = 5,2 % * Fraction char

Cette fraction apparaît en réalité en quantité plus importante que la part réelle de gaz tardif calculée à partir des prechars et KD2 issus du kérogène et des NSO du schéma cinétique complet (Éq. 4.12 et 4.13). Cette surestimation est due au fait que, dans le schéma simplifié, il est admis que le résidu solide comprend les gaz non-hydrocarbures, ce qui augmente la fraction réelle générant le gaz tardif.

En résumé, ramené aux schémas cinétiques utilisés pour les kérogènes des deux ensembles, le schéma simplifié défini pour les roches mères cambro-ordoviciennes devient :

$$KD\ (+\ Rés. + Asph.) \rightarrow 5{,}6\ \%\ gaz + 21{,}3\ \%\ huile + 73{,}1\%\ \ char \quad (4.18)$$

$$KD\ (+\ Rés. + Asph.) \rightarrow 3{,}6\ \%\ gaz\ tardif + 96{,}4\ \%\ char \quad (4.19)$$

Et le schéma développé pour les roches mères siluro-dévoniennes se définit ainsi :

$$KD\ (+\ Rés. + Asph.) \rightarrow 2{,}4\%\ gaz + 9\ \%\ huile + 88{,}6\%\ char \quad (4.20)$$

$$KD\ (+\ Rés. + Asph.) \rightarrow 4{,}6\ \%\ gaz\ tardif + 95{,}4\ \%\ char \quad (4.21)$$

Pour utiliser le logiciel Permedia^{TM}, il est nécessaire de limiter le nombre de fractions à trois : fractions gaz, huile et char. Les fractions gaz et gaz tardif sont ainsi dénommées par la seule fraction C_1-C_5 dans Temis Suite, mais peuvent être différenciées par les taux de transformation (TR) associés aux kérogènes mis en jeu. Dans les migrations réalisées avec le logiciel Permedia^{TM}, ces deux fractions réunies seront dénommées « gaz primaire » (Cf. Section 4.8.4).

Il est maintenant important de calculer les potentiels pétroliers partiels de craquage de des kérogènes cambro-ordovicien et siluro-dévonien, associés aux différentes énergies d'activation. Si les kérogènes toarciens et mississippiens, dont est issu le schéma cinétique originel, ne présentent pas les mêmes paramètres cinétiques associés aux réactions de craquage primaire et tardif (respectivement 1,35 x 10^{13} s^{-1}et 7,98 x 10^{13} s^{-1} ; Tab. 4.1 et 4.2 A et B), ils sont cependant considérés semblables pour l'ensemble des réactions et pour les deux roches mères du Nord-Est de la Gaspésie (Tab. 4.1 et 4.2 C). Ceci est dû à l'hypothèse d'équivalence entre les kérogènes toarciens et mississippiens, qui permet de recalculer les facteurs de fréquence et les énergies d'activation pour arriver à un A fixe de 1,35 x 10^{13} s^{-1}. Ainsi, comme pour le schéma complexe, le facteur de fréquence est équivalent pour les deux schémas simplifiés et correspond au facteur de fréquence du schéma complet. Les coefficients de fréquence (Pi) sont également simplifiés et recalculés à partir de ceux présentés dans les études de Behar *et al.* (2008a) et Behar et Jarvie (*sous presse*). Les réactions de craquage (fractions huile/gaz, proportions, énergies d'activation, facteur de fréquence et coefficient de fréquence Pi) des kérogènes cambro-ordovicien et siluro-dévonien sont présentées respectivement dans les Tableaux 4.1 et 4.2.

Tableau 4.1 : Réactions de craquages primaire et tardif du kérogène cambro-ordovicien. Les fractions gaz et huile sont exprimées en %. A (en s^{-1}) = facteur de fréquence ; C.-O. = cambro-ordovicien ; Ea (en kcal/mol) = Énergie d'activation ; Pi (en %) = coefficient de fréquence.

A	réaction 1 : kérogène = gaz + huile		
kérogène	Ea	Pi	Pi
C.-O.	$kcal.mol^{-1}$	%	%
	44	2,1	1,8
	46	17,8	15,6
	48	42,7	37,4
	50	33,4	29,3
	52	4	3,5
total		100	87,6

B	réaction 2 : kérogène = gaz tardif		
kérogène	Ea	Pi	Pi
C.-O.	$kcal.mol^{-1}$	%	%
	54	65	8,1
	58	21	2,6
	62	14	1,7
total		100	12,4

C	bilan en %					
	gaz	Huile	Ea	Pi	A	Log A
	%	%	$kcal.mol^{-1}$	%	s^{-1}	s^{-1}
kérogène	5,6	21,3	44	1,8		
C.-O.	5,6	21,3	46	15,6		
	5,6	21,3	48	37,4		
	5,6	21,3	50	29,3		
	5,6	21,3	52	3,5		
kérogène	3,6		56	8,1		
C.-O.	3,6		60	2,6		
	3,6		64	1,7		
total	9,2	21,3		100	$1,35 \times 10^{13}$	13,13

Tableau 4.2 : Réactions de craquages primaire et tardif du kérogène siluro-dévonien. Les fractions gaz et huile sont exprimées en %. A (en s-1) = facteur de fréquence ; Ea (en kcal/mol) = Énergie d'activation ; Pi (en %) = coefficient de fréquence ; S.-D. = siluro-dévonien.

A	réaction 1 : kérogène = gaz + huile		
kérogène	Ea	Pi	Pi
S.-D.	kcal.mol^{-1}	%	%
	44	2,1	1,5
	46	17,8	12,7
	48	42,7	30,4
	50	33,4	23,8
	52	4	2,9
total		100	71,3

B	réaction 2 : kérogène = gaz tardif		
kérogène	Ea	Pi	Pi
S.-D.	kcal.mol^{-1}	%	%
	54	65	18,7
	58	21	6,0
	62	14	4,0
total		100	28,7

C	bilan en %					
	gaz	huile	Ea	Pi	A	Log A
	%	%	kcal.mol^{-1}	%	s^{-1}	s^{-1}
kérogène	2,4	9,0	44	1,5		
S.-D.	2,4	9,0	46	12,7		
	2,4	9,0	48	30,4		
	2,4	9,0	50	23,8		
	2,4	9,0	52	2,9		
kérogène	4,6		56	18,7		
S.-D.	4,6		60	6,0		
	4,6		64	4,0		
total	7,0	9,0		100	$1,35 \times 10^{13}$	13,13

Enfin, la dernière réaction considérée dans ce volet d'étude traite du craquage secondaire de l'huile et n'est utilisée que dans Permedia^{TM}. Dans ce logiciel, les réactions de craquage secondaire ne sont pas déterminées pour l'ensemble des énergies d'activation qui forment une distribution discrète dans le logiciel Temis Suite mais qui sont assimilées à une distribution gaussienne (voir Fig. 2.9). Les paramètres définis sont l'énergie d'activation moyenne (E_{mean}), l'écart-type σ_{mean}, le facteur de fréquence, la proportion de gaz secondaire formé et la densité du char. Ainsi, il apparait nécessaire d'adapter le schéma cinétique de craquage de l'huile.

La réaction définie dans le logiciel est celle décrite en pourcentage par Behar *et al.* (2008a) :

$$\text{Huile} \rightarrow 85\ \%\ \text{gaz} + 15\ \%\ \text{char} \tag{4.22}$$

L'énergie d'activation E_{mean} utilisée est dérivée de la réaction simplifiée de Behar *et al.* (2008b) pour le craquage secondaire de l'huile. La simplification est faite selon les énergies d'activation des fractions saturées (C_6-C_{14} ; C_{14+}), aromatiques (C_{14+}) et NSO (Tab. 4.3).

Tableau 4.3 : Paramètres simplifiés de la réaction de craquage secondaire de l'huile (énergies d'activation, facteur de fréquence et coefficients de fréquence) selon Behar *et al.* (2008b) et Behar (2008, communication personnelle). A (en s^{-1}) = facteur de fréquence ; Ea (en kcal/mol) = Énergie d'activation ; Pi (en %) = coefficient de fréquence.

Ea kcal.mol^{-1}	Pi %	A s^{-1}	Log A s^{-1}
60	7,7		
62	15,4		
66	76,9		
	100	$3,85 \times 10^{16}$	16,6

Ainsi, la distribution décrite par ces énergies d'activation n'est pas gaussienne. Pour l'assimiler à une distribution gaussienne, rendue nécessaire par l'utilisation de Permedia^{TM}, il est supposé

que l'énergie d'activation de 66 kcal/mol (= 276,33 kJ/mol) corresponde à l'énergie d'activation E_{mean}. L'écart-type (σ_{mean}) de cette distribution est calculé comme suit :

$$\sigma_{mean} = \sqrt{\frac{(X-\bar{X})^2}{n}} \quad (4.23)$$

où X correspond ici à l'énergie d'activation (Ea), $\bar{X}$ correspond à la moyenne des énergies d'activation et n correspond au nombre total d'énergies d'activation utilisées. De ce fait, la valeur considérée pour σ_{mean} dans la réaction de craquage est 12 kJ/mol. Le facteur de fréquence de la réaction de craquage est quant à lui tiré des analyses de Behar *et al.* (2008b) pour le craquage des fractions saturées (C_6-C_{14} et C_{14+}) et vaut 3,85 x 10^{16} s^{-1}, et la densité du char, considérée à l'IFP Énergies nouvelles comme celle décrite par Okiongbo *et al.* (2005), correspond à une valeur de 1400 kg/m^3.

Maintenant, une description fine de la coupe géologique considérée est nécessaire afin d'estimer convenablement l'histoire des hydrocarbures (génération, expulsion et migration) modélisées à partir des schémas cinétiques décrits ci-dessus.

4.4 - Construction du modèle géologique à l'Actuel

4.4.1 - Présentation des données sismiques du Nord-Est de la Gaspésie

La coupe géologique P19-P20_80-39, présentée à la Figure 1.7 selon l'interprétation de la SOQUIP – Petro-Canada (1983), est d'orientation Nord-Sud. Elle a été reprise par divers auteurs avec des interprétations géologiques qui peuvent différer entre elles (Bertrand et Malo, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2009b). Avant de commencer l'étude sur le logiciel Temis Suite (2D), un travail de réinterprétation du profil sismique a été entrepris. Pour ce faire, la transformation en profondeur du profil acquis en temps a été réalisée au sein de l'IFP Énergies nouvelles, à partir des lois de vitesse définies par Bêche (2008).

La structuration et les limites des formations sont essentiellement les mêmes que celles indiquées par la SOQUIP – Petro-Canada (1983). Néanmoins des différences s'observent :

- dans le bloc sud, concernant la présence ou non de la Formation de Forillon ;

- dans le bloc centre, au niveau des géométries liées aux discordances taconienne et salinienne, qui sont horizontales dans notre interprétation contrairement à celle de la SOQUIP, et des épaisseurs des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé (plus faibles dans cette étude) et de Chaleurs (moins importantes dans cette étude) ;

- dans le bloc nord, pour ce qui est de la géométrie des roches cambro-ordoviciennes car aucun pli n'est reporté sur la coupe présentée ici (Fig. 4.1).

4.4.2 - Simplification de la coupe

La région d'étude est située dans une zone où les failles sont essentiellement des décrochements à composante normale et/ou inverse à pendage non vertical (voir Chapitre 1). Cette géométrie apparaît trop complexe pour une modélisation dans Temis Suite, qui est habituellement utilisé pour la modélisation des zones géologiques peu complexes, où les failles sont généralement normales à fort pendage. Par conséquent, une simplification de la coupe initiale a été nécessaire.

La première simplification du profil P19-P20_80-39 implique de ne pas représenter les chevauchements dans la série cambro-ordovicienne et de montrer cette série comme un tout homogène non-structuré par des failles. Ceci ne reflète donc pas la géométrie réelle de cette série. Cette dernière est incertaine, mais est supposée être une superposition de nappes caractérisée par des roches de maturités différentes (voir Chapitres 1 et 3). Les calculs nécessaires à la restauration d'une section présentant des chevauchements sont trop complexes pour le logiciel Temis Suite. La succession cambro-ordovicienne a donc été considérée comme un ensemble homogène, mis en place suivant le principe de superposition, des roches cambriennes à la base aux flyschs ordoviciens au sommet de la séquence. Une unité de « type Rivière Ouelle », et/ou Mélange de Cap-Chat, est supposée se trouver sous la séquence de flyschs ordoviciens, au niveau de la série cambro-ordovicienne du profil étudié. Ces roches sont d'ailleurs présentes dans la ceinture taconienne de l'extrême est de la Gaspésie et semblent présentes à la base des puits Douglas et Pétrolia-Haldimand n°1 sous les roches siluro-dévoniennes discordantes (cf. Chapitre 3). De même, ces unités peuvent être corrélées au Mélange de Ruisseau Isabelle, reposant sous les formations du Groupe de Chaleurs discordantes (Malo *et al.,* 2001). Enfin, la profondeur du socle grenvillien est de plus

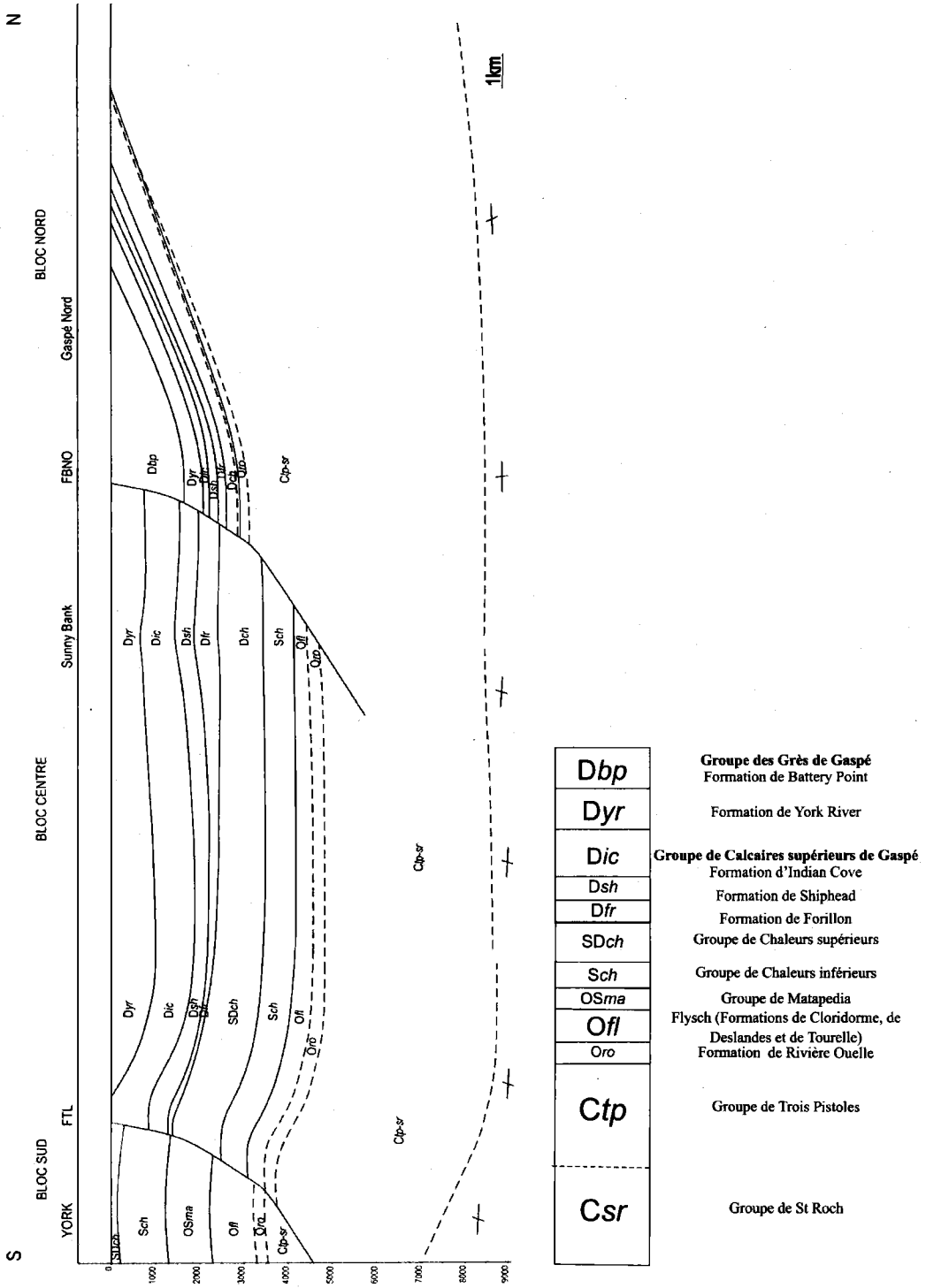


Figure 4.1 : Réinterprétation de la coupe P19-P20_80-39 à partir des profils migrés acquis par la SOQUIP – Petro-Canada (1983). FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank. Pour les noms des formations, se référer à la légende de la Figure 4.3.

inconnue. Bêche (2008) et Pinet *et al.* (2008, 2010) situent la limite actuelle socle-ensemble cambro-ordovicien vers 10 km de profondeur, avec un faible pendage vers le Sud.

La seconde simplification apportée à la coupe est liée à la géométrie des failles qui ne peuvent être que sub-verticales à verticales dans Temis Suite. Les sections sismiques dans le Nord de la Gaspésie (Roksandic et Granger, 1981 ; St-Julien et Bourque, 1990) indiquent une histoire tectonique syn-sédimentaire le long des failles acadiennes majeures (Bourque, 2001), comme celles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac. Les coupes P19-P20_80-39 montrent des épaississements des sédiments dans le toit de ces failles suggérant des mouvements normaux syn-sédimentaires, suivis de mouvements inverses associés à des soulèvements. La verticalité des failles, qui peut avoir un impact sur le déplacement des hydrocarbures, a cependant été imposée pour les deux failles mentionnées ci-dessus (McGerrigle, 1950 ; Lavoie et Bourque, 2001 ; Kirkwood *et al.*, 2004).

La troisième simplification est une approximation concernant les jeux des failles observées. Les failles majeures ont enregistré un ou plusieurs épisodes de mouvement avec une forte composante chevauchante. Les décrochements pouvant juxtaposer des strates formées dans des milieux différents, la coupe ne peut être rétro-déformée de manière simple. Ainsi, pour obtenir un modèle et des résultats cohérents, il est indispensable de considérer que le jeu décrochant des failles majeures est mineur par rapport au jeu chevauchant ou normal. L'évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 décrite ci-après rend compte de cette approximation.

La quatrième simplification pour la coupe étudiée concerne son évolution géométrique. S'il est possible que l'orogenèse acadienne ait été active durant le dépôt de la Formation de Malbaie, voire de Battery Point (post York-River/York Lake dans le synclinal de Champoux ; Malo, 2001), il a été décidé de considérer dans notre étude, que la Formation de Malbaie s'est déposée avant les déformations liées à cette orogenèse, ce qui induit une épaisseur constante de cette formation. Dans ce souci de simplification, il a été considéré que les formations des trois blocs nord, centre et sud ont subi les mêmes déformations durant l'orogénèse acadienne et présentent donc les mêmes caractères tectoniques.

La cinquième simplification concerne le nombre de roches mères présentes dans le système pétrolier (voir chapitre 3). Tenant compte des lithologies des différentes formations et des roches mères considérées dans le Nord-Est de la Gaspésie, les formations de Rivière Ouelle et de Forillon ont été définies comme, respectivement, les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes (Roy, 2008 ; Grundman *et al.*, 2012).

La sixième simplification concerne l'uniformité dans le modèle du Membre de Griffon Cove River et de la Formation de West Point. En raison de sa faible épaisseur (10 à 70 m, voir Chapitre 1), comparée à l'épaisseur actuelle totale de la coupe (9 km), sa représentation s'avérait difficile. Dans la même optique, les formations de York River et de York Lake n'ont pas été différenciées. Ainsi, la formation notée "Formation de York River", peut comprendre à sa base la Formation de York Lake. Cette simplification se base sur l'absence de la Formation de York Lake dans certaines parties du Nord-Est de la Gaspésie (cf. Chapitre 1, Section 1.5.2).

La septième simplification correspond à la description des lithologies et des formations, qui seront considérées comme identiques pour les trois blocs tectoniques. En réalité, les formations observées en Gaspésie ne sont pas uniformes sur toute la coupe, et chaque bloc tectonique présente des lithologies différentes pour une même unité (Bourque *et al.,* 1995, 2001a).

La huitième simplification est liée à la géométrie des dépôts sub-continentaux carbonifères, présentant une épaisseur constante dans cette étude.

Le géomodèle actuel étant ainsi simplifié, les géomodèles passés sont également représentés par une géologie approximée. Par conséquent, le déplacement des hydrocarbures et les zones d'accumulation observées pourraient être légèrement différentes de la réalité. Les modélisations permettront tout de même d'observer ou non la migration des hydrocarbures vers les roches réservoirs potentielles.

4.4.3 - Géomodèle à l'Actuel

Le géomodèle actuel, après simplifications, est présenté à la Figure 4.2. La description des différentes formations est résumée dans le Tableau 4.4 qui montre leurs caractéristiques (âge, épaisseur, paléobathymétrie, température de surface et paléotopographie). Les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord (projeté) apportent de fortes contraintes sur les épaisseurs des formations. Au contraire, les épaisseurs des formations érodées (roches cambro-ordoviciennes, Groupe de Matapédia, Groupe de Chaleurs, formations de York River, de Battery Point, de Malbaie et unités carbonifères) sont inconnues. Les épaisseurs de ces formations ont donc été estimées d'après une synthèse des données de Brisebois (1981), Bourque *et al.* (1995), Bourque *et al.* (2001a), Brisebois et Morin (2003) pour les roches siluro-dévoniennes et de

Slivitsky *et al.* (1991), Globensky *et al.* (1993), Malo *et al.* (2008a) pour les roches cambro-ordoviciennes. Les épaisseurs des roches cambro-ordoviciennes indiquées dans le Tableau 4.4 sont celles observées dans les puits. Les taux de sédimentation des différentes formations sont indiqués sur le Tableau 4.5, qui reprend les épaisseurs minimales et maximales des formations dans la région nord-est selon les blocs tectoniques.

La base de la succession cambro-ordovicienne est estimée à environ 560 Ma (Cox et Hodych, 2005). La limite supérieure des groupes de Saint-Roch et de Trois-Pistoles est associée à la limite Tremadoc/Arenig à 479 Ma (Malo *et al.*, 2008a ; Lavoie *et al.*, 2003). Le sommet de la Formation de Rivière Ouelle est estimée à 470 Ma, selon les faunes retrouvées au sommet de la zone à *victoriae* (Webby *et al.*, 2004). L'âge du sommet des flyschs ordoviciens (formations de Tourelle, de Des Landes et de Cloridorme) est issu de Malo *et al.* (2008a). Les âges des discordances sont tirés de Bourque *et al.* (2001a) et de Malo *et al.* (2008a). Ceux des formations siluro-dévoniennes sont déterminés à partir du sommet des formations dans Bourque *et al.* (2001a) et des limites de Gradstein *et al.* (2004).

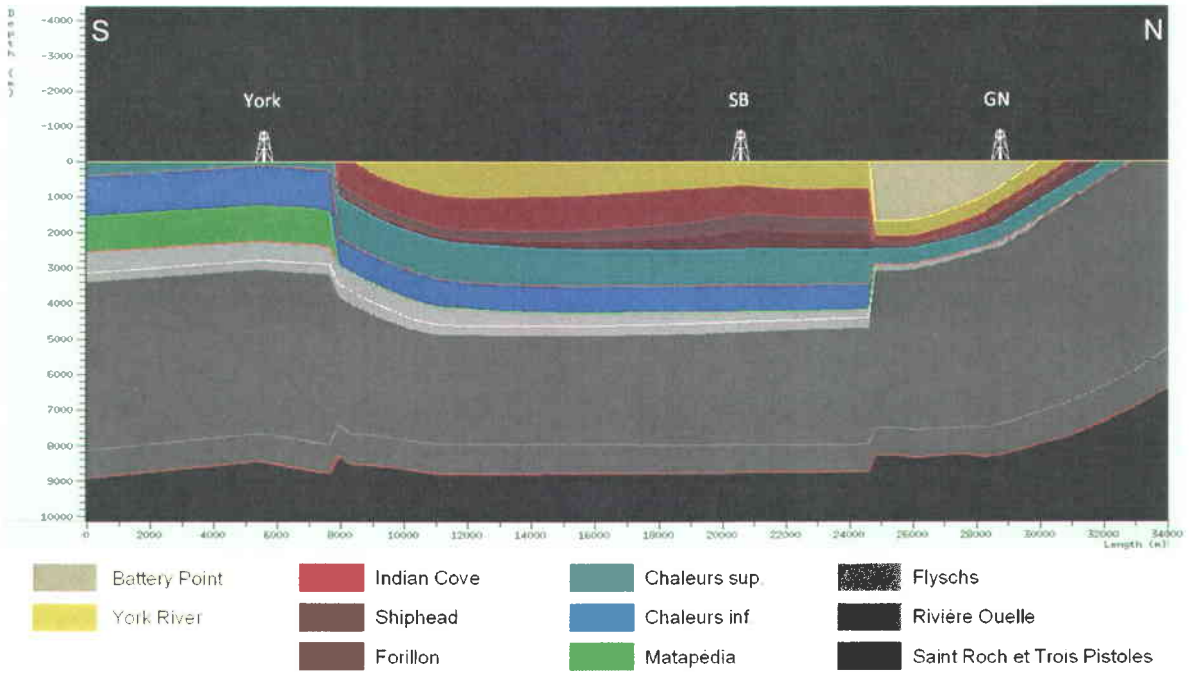


Figure 4.2 : Modèle 2D simplifié de la coupe P19-P20_80-39. GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank ; sup. = supérieur ; inf. = inférieur.

Les paléotempératures des surfaces des formations sont tirées des reconstitutions paléolatitudinales et paléogéographiques du Laurentia de Scotese et McKerrow (1990) et Scotese (www.scotese.com/).

La paléobathymétrie des formations a été estimée grâce aux assemblages lithologiques de chaque ensemble et aux données de Bourque (2001). Les paléobathymétries sont considérées positives sous le niveau de la mer et négatives au-dessus. Pour des raisons de simplicité, les paléotopographies des différentes formations sont supposées horizontales, hormis dans le cas de la formation des blocs basculés considérés durant la phase salinienne et des roches cambro-ordoviciennes pour lesquelles la paléotopographie est similaire à celle de Bourque (2001, Fig. 11).

Les lithologies utilisées sont décrites dans le Tableau 4.6. Les calcaires observés actuellement (Groupes de Matapédia et des Calcaires Supérieurs de Gaspé, Formation de West Point) sont localement dolomitiques. Néanmoins, le modèle de base est construit avec les lithologies initiales (c'est-à-dire une lithologie calcaire). Les variations de lithologie dans le temps ont été utilisées, dans les modélisations, pour simuler la fracturation de ces unités et ainsi observer l'impact des changements de porosité sur la migration des hydrocarbures. Cependant, comme indiqué auparavant, les mêmes formations avec des lithologies identiques sont décrites dans les trois blocs tectoniques.

Une fois le modèle actuel présenté, la reconstruction géologique de la coupe peut être menée précisément grâce au logiciel Temis Suite.

Tableau 4.4 : Description des puits York, Sunny Bank (SB) et Gaspé Nord (GN) reconnus sur la coupe P19-P20_80-39 du Nord-Est de la Gaspésie. Deux autres puits du bloc centre sont également décrits : Gaspé Sud (GS) et Junex-Lemaire-Hydro-Québec (Galt n°3).

Formation, Membre ou Discordance	Groupe	Âge sommet	Épaisseur actuelle					Paléobathymétrie	Température de surface
			Bloc sud	Bloc centre			Bloc nord		
			York	SB	GS	Galt n°3	GN		
		Ma	m	m		M	m	m	°C
Carbonifère		327						0	12
Discordance acadienne		342							
Malbaie	Grès de Gaspé	391,8						0	
Battery Point		395,5					692	0	
York River - York Lake		402,5		667	487	301	333	10	
Indian Cove	Calcaires Supérieurs de Gaspé	407,2		770	1026	830	230	150	15
Shiphead		408,4		436	308	259	90	150	15
Forillon		409,8		538	974	871	231	150	15
Indian Point	Chaleurs	411,2		898	51	78	282	100	15
Roncelles		414,4		221			51	100	
West Point dévonien								5	
West Point silurien		415,3	103					5	
Griffon Cove River		416,5							
Discordance salinienne		417							
Gascons	Chaleurs	418,7	692					100	
Laforce		422,9	205					100	
Burnt Jam Brook		428,2	131					100	
White Head	Matapédia	437,4						100	12
Discordance taconienne		448,5							
Cloridorme	Supergroupe de Québec	452,4			484		862	50	
Des Landes		459,1						50	
Tourelle		463,9						50	
Rivière Ouelle		470						600	
Trois-Pistoles		479						200	
Saint-Roch		500						200	

Tableau 4.5 : Présentation des épaisseurs minimale, maximale des formations et des taux de sédimentation des formations du Nord-Est de la Gaspésie.

Formation ou Membre		Age sommet	Durée	Épaisseur		Taux de sédimentation	
				minimale	maximum	minimum	maximum
		Ma	Ma	m	m	m/Ma	m/Ma
Carbonifère		327	15	250	6000	17	400
Erosion acadienne		342					
Malbaie		391,8	3.7	1500	4500	405	1216
Battery Point	Grès de Gaspé	395,5	7	2120	3000	303	429
York River		402,5	4.5	300	4000	67	889
York Lake		407	0.2	98	1400	490	7000
Indian Cove	Calcaires	407,2	1.2	140	850	117	708
Shiphead	Supérieurs	408,4	1.4	101	515	72	368
Forillon	de Gaspé	409,8	1.4	275	582	196	416
Indian Point		411,2	3.2	225	1000	70	313
Roncelles		414,4	0.9	40	300	44	333
West Point	Chaleurs	415,3	1.2	4	800	3	667
Griffon Cove River		416,5	0.5	2	70	4	140
Erosion salinienne							
Gascons		418,7	4,2	20	1200	5	286
Laforce	Chaleurs	422,9	5,3	5	260	1	49
Burnt Jam Brook		428,2	9.2	20	750	2	82
White Head	Matapédia	437,4	11.1	720	3500	65	315
Erosion taconienne		448,5					
Cloridorme		452,4	6,7	-	5700	-	851
Des Landes	Supergroupe	459,1	4.8	-	1082	-	225
Tourelle	de Québec	463,9	6,1	-	1000	-	164
Rivière Ouelle		470	9	-	1000	-	111

Tableau 4.6 : Description des lithologies des formations du Nord-Est de la Gaspésie. Les formations sont décrites comme des mélanges de lithologies (indiquées en %).

Formation	Lithologie	Lithologie simplifiée	Lithologie considérée dans Temis Suite
Bonaventure	conglomérat calcaire, quartz, roches volcaniques granitiques et gneissique, un peu de grès et calcaires, mudstones	70grès_30shale	70sandstone_30shale
Malbaie	conglomérat calcaire, volcanites, silicoclastites, grès rouges	80calcaire_20grès	80limestone_20sandstone
Battery Point	arénite lithique à feldspathique, mudstone rouge ou vert, conglomérat gréseux, trace de dolomie	60grès_20mudstone_10calcaire_10silt	60sandstone_20shale_10limestone_10siltstone
York River	sommet : grès et mudstone, arenite lithique à feldspathique plus ou moins calcareuse, wacke lithique	75wacke_25mudstone	75wacke_25 limestone
	base : quantité plus importante de mudstone	75mudstone_25wacke	75limestone_25wacke
Indian Cove	micrite siliceuse, grès, mudstone	80micrite_10grès_10mudstone	80limestone_10sandstone_10shale
Shiphead	sommet : boue calcaire, calcarénite, calcaire siliceux dolomitique, bentonite	40boue argileuse_40calcaire_20grès	40shale_40limestone_20sandstone
	base : plus de mudstone	70shale_30calcaire	70shale _30limestone
Forillon	sommet : dolomicrite - argileuse	80calcaire_20mudstone	80limestone_20shale
	base : dolomicrite boueuse/argileuse, mudstone dolomitique, grès et silts	55limestone_25shale_10grès_10silt	55limestone_25shale_10sandstone_10siltstone
Indian Point	siltstone/grès fin, calcilutite, mudstone	60silt_40calcaire	60siltstone_40limestone
Roncelles	grès fin à silts calcareux et calcarénite	50calcaire_40silt_5mudstone	50limestone_40siltstone_10shale
West Point dévonien	calcaire	100calcaire	100limestone
West Point Silurien	calcaire détritique, alcarénite , clastiques fins	80calcaire_15silt_5mudstone	80limestone_15siltstone_5shale
Gascons	grès, mudstone,silts	50grès_30silt_10shale_10mudstone	50sandstone_30siltstone_10shale_10limestone
Laforce	conglomérat calcaire, calcarénite, mudstone, grès	80calcaire_20silt	80limestone_20siltstone
Burnt Jam Brook	claystone graptolitique, grès	80shale_20grès	80shale_20sandstone
White Head	calcilutites et mudstone/shales, calcarénite	90calcaire_10shale	90limestone_10shale
Flyschs post-Riviere Ouelle	wackes lithiques, silts interlitées de mudstone et/ou de mudshale	45grès_20mudstone_20shale_15silt	45sandstone_20limestone_20shale_15siltstone
Riviere Ouelle	mudstone et/ou mudshale rythmées verts et noirs, siltstone dolomitique et quartzeux	45mudstone_45calcaire_10silt	45shale_45limestone_10siltstone
Saint-Roch et Trois-Pistoles	roches silicoclastiques, turbiditique	40calcaire_40grès_20mudstone	40limestone_40sandstone_20shale

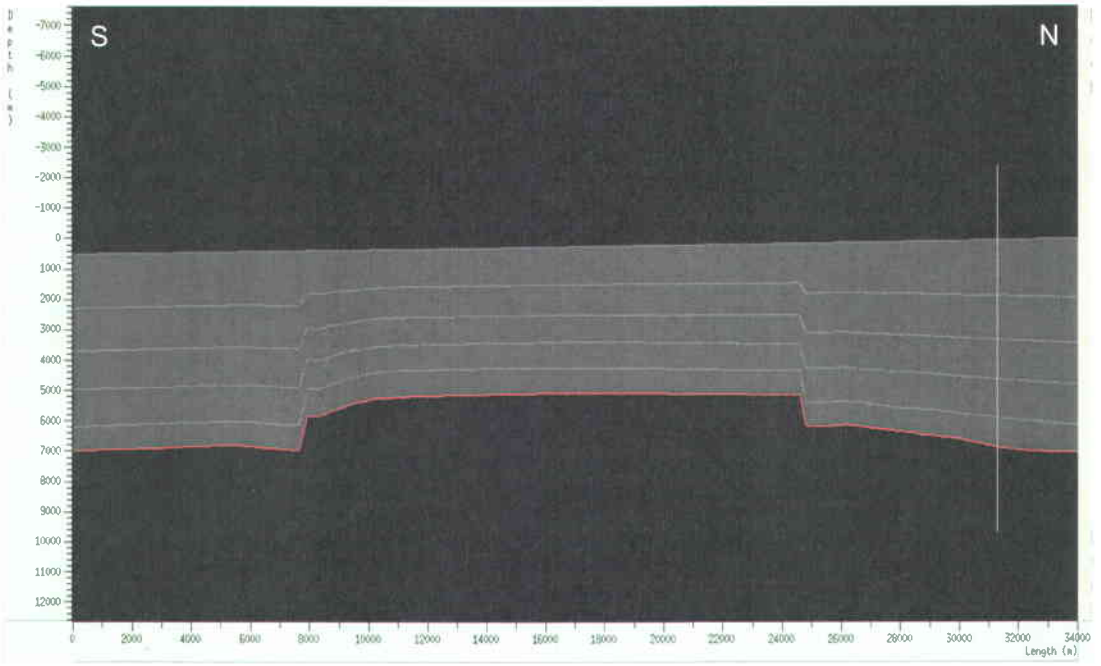
4.5 - Évolution géologique et lithologique de la coupe – Décompaction des épaisseurs des formations

Il est important de contraindre l'histoire géologique de la coupe le plus précisément possible. Comme montré dans les différentes figures de la Figure 4.3, la restauration par le logiciel Temis Suite des géométries des blocs tectoniques est simplifiée. Cependant, la visualisation de la génération, de l'expulsion et de la migration des hydrocarbures, qui sont les objectifs de ce travail, n'est pas compromise par les imperfections de la géométrie de la coupe. Ainsi, malgré ces approximations, la restauration de la coupe P19-P20_80-39 telle que présentée ici peut être considérée comme correcte.

Les paléobathymétries et paléotopographies des formations sont celles indiquées dans la section Géomodèle à l'Actuel. Les épaisseurs de la majorité des formations sont contraintes par celles observées dans les puits Gaspé Nord, Sunny Bank et York. Les épaisseurs initiales (avant compaction des roches) sont automatiquement calculées par les logiciels de modélisation à partir des courbes porosité-profondeurs des différentes lithologies (voir Annexe 10). Les unités des flyschs post-Rivière Ouelle, les formations du Groupe des Grès de Gaspé et les unités carbonifères étant absentes dans certaines zones, les épaisseurs actuelles et initiales de ces formations ne sont pas contraintes par des données de terrain ou de puits. Par conséquent, elles sont estimées selon les épaisseurs maximales observées actuellement en Gaspésie, exceptée pour le Carbonifère. Les épaisseurs des roches érodées lors des phases orogéniques taconienne et salinienne sont celles énoncées dans le Chapitre 1. En ce qui concerne les orogenèses acadienne et alléghanienne, l'épaisseur d'érosion minimale est de 4500 m. Cette valeur prend en compte les résultats des traces de fission et de la courbe de décroissance d'IH (Chapitre 3).

A présent, il faut décrire l'histoire du dépôt des différentes formations de la coupe étudiée. L'évolution décrite à titre d'exemple, de la Figure 4.3-A à la Figure 4.3-T, retrace l'histoire géologique telle qu'établie pour un enfouissement maximal consécutif au dépôt de la Formation de Malbaie (Scénario 1). Comme évoqué dans le Chapitre 3, cette hypothèse n'est pas la seule puisque l'enfouissement maximal au Carbonifère est également envisagé, et les dernières étapes correspondantes sont présentées pour comparaison de la Figure 4.3-Q' à la Figure 4.3-T' (Scénario 2). Ces scénarios seront décrits plus en détails ultérieurement.

A) SOMMET DES GROUPES DE SAINT-ROCH ET DE TROIS-PISTOLES – 479 Ma



B) SOMMET DE LA FORMATION DE RIVIÈRE OUELLE – 470 Ma

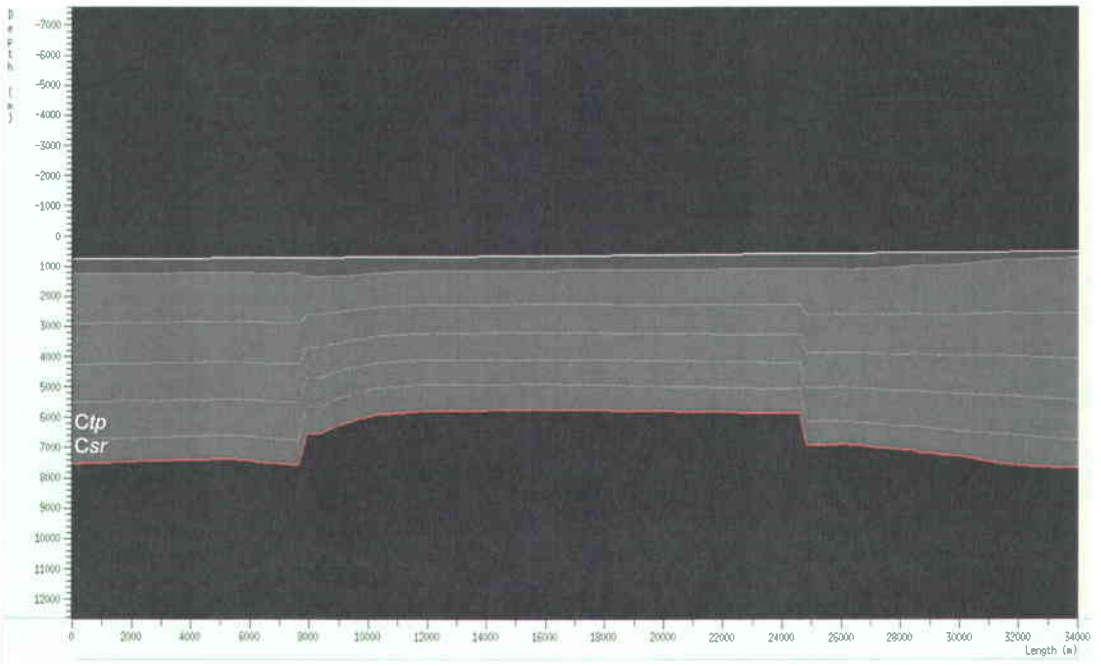
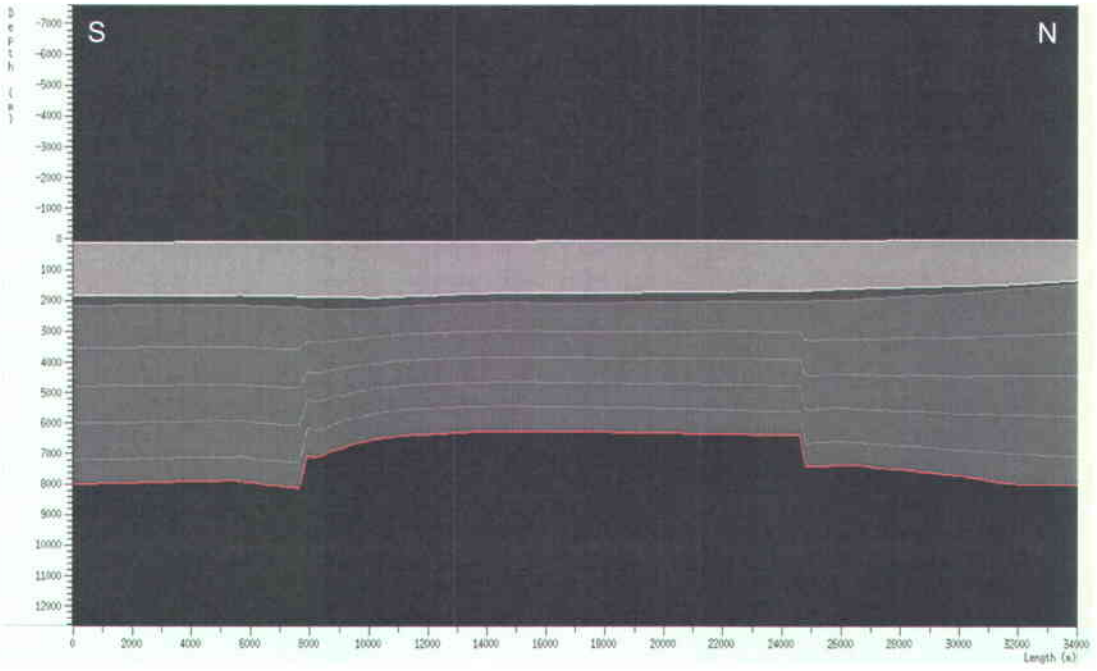


Figure 4.3 : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. Légende page 188.

C) SOMMET DE LA FORMATION DES FLYSCHS – 452,4 Ma



D) ÉROSION TACONIENNE – 448,5 Ma

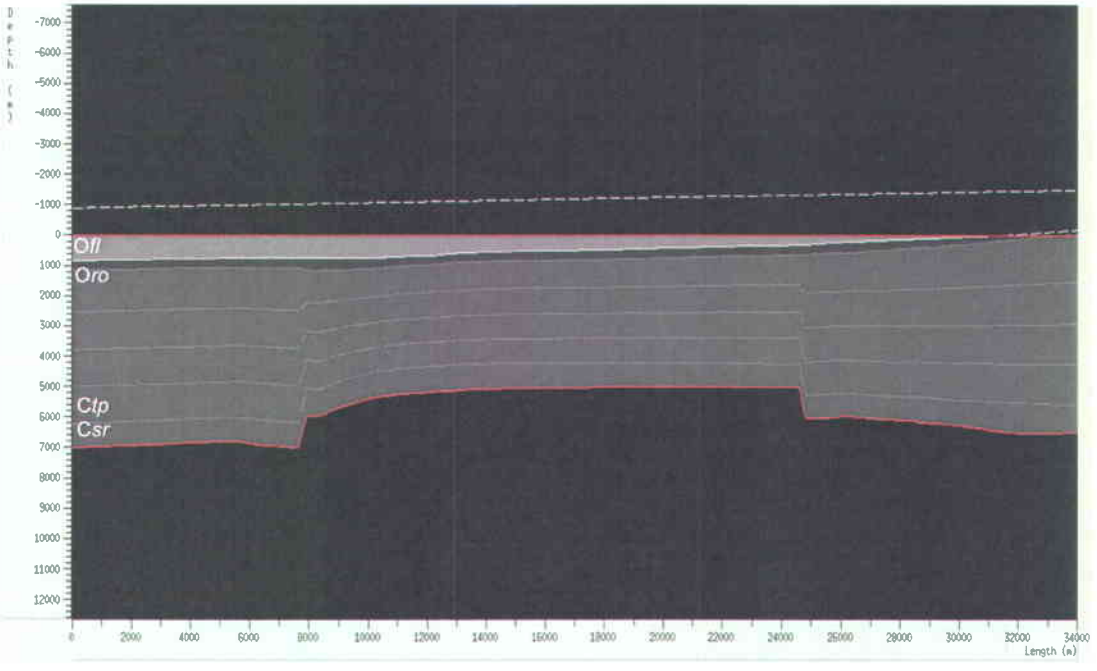
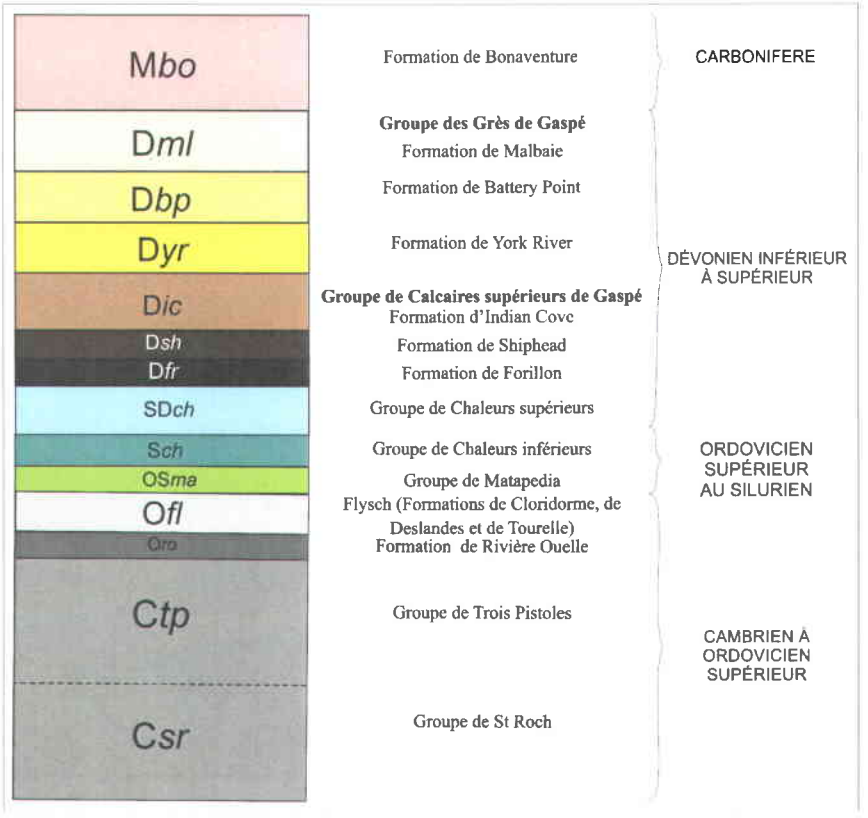


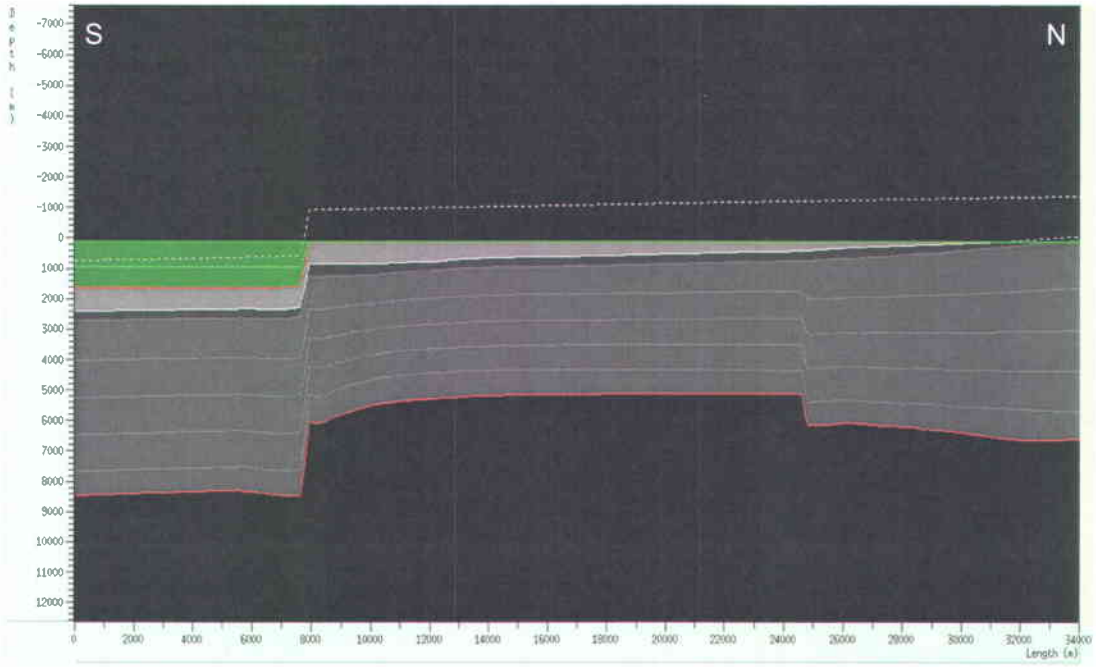
Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.



4.5.1 - L'ensemble cambro-ordovicien et le Groupe de Matapédia

Comme expliqué précédemment, la géométrie réelle est quelque peu simplifiée : les unités de flyschs et l'ensemble cambro-ordovicien ne sont ainsi pas présentés comme des nappes de chevauchement. Une incertitude existe sur la présence ou l'absence de flyschs (formations de Tourelle, de Des Landes et de Cloridorme, Fig. 4.3-C) dans les trois blocs tectoniques. En effet, ces flyschs sont actuellement absents au niveau des puits Pétrolia-Haldimand n°1, Douglas, Gaspé Sud et Gaspé Nord, où les roches siluro-dévoniennes se trouvent directement sur la Formation de Rivière Ouelle. Finalement, il a été choisi de tester leur présence sur la maturation de la roche mère sous-jacente et d'éroder une partie de ces flyschs au cours des orogenèses taconienne (Fig. 4.3-D) et salinienne. La paléotopographie et la présence de flyschs peuvent expliquer la différence de niveau de maturité de la Formation de Rivière Ouelle dans les trois blocs tectoniques (se référer au Chapitre 3). La FBNO a été considérée active pendant l'orogenèse taconienne (Fig. 4.3-D) avec un mouvement décrochant, mais la FTL est considérée comme inactive durant cette période (Malo et Kirkwood, 1995 ; Malo, 2001).

E) SOMMET DE LA FORMATION DE WHITE HEAD – 437,4 Ma



F) SOMMET DE LA FORMATION DE BURNT JAM BROOK – 428,2 Ma

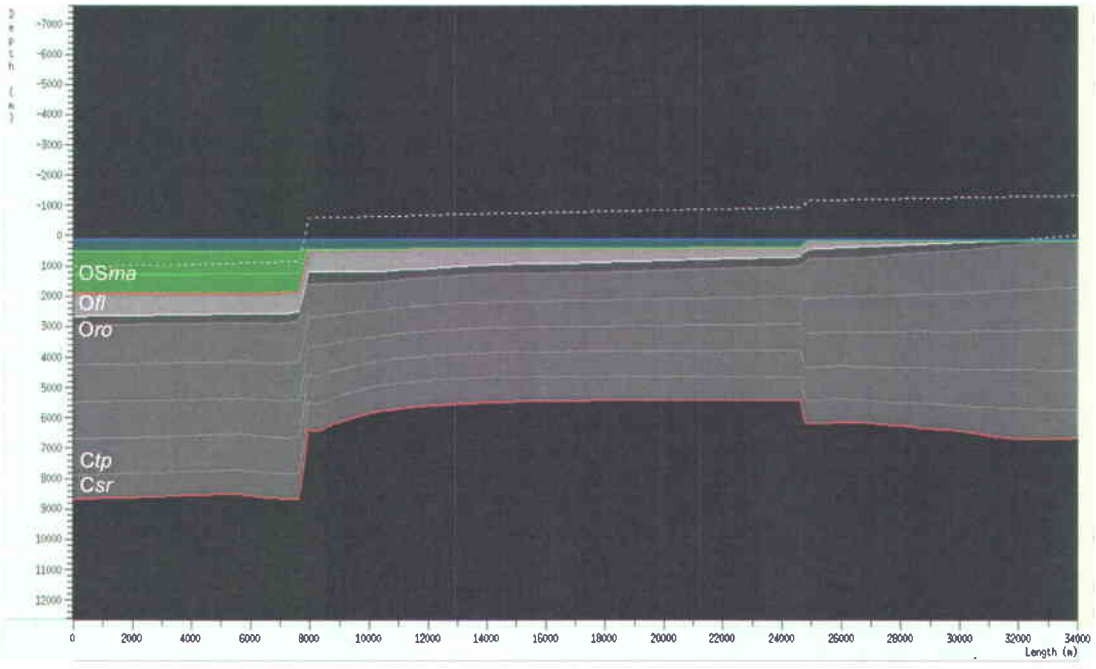
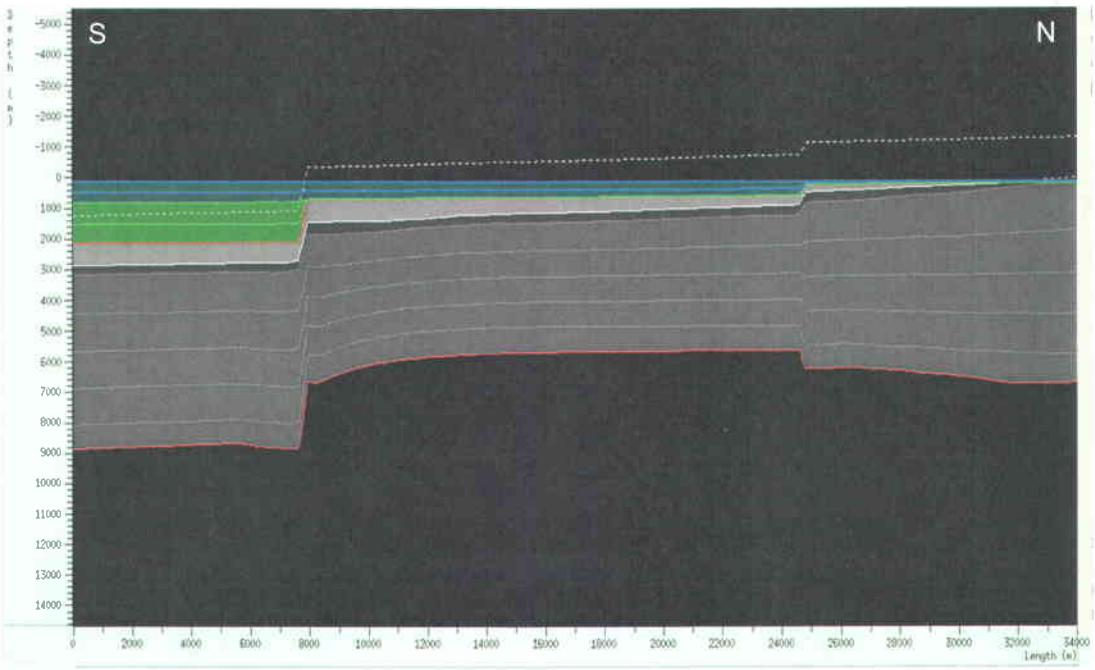


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

G) SOMMET DE LA FORMATION DE LAFORCE - 422,9 Ma



H) SOMMET DE LA FORMATION DE GASCONS – 418,7 Ma

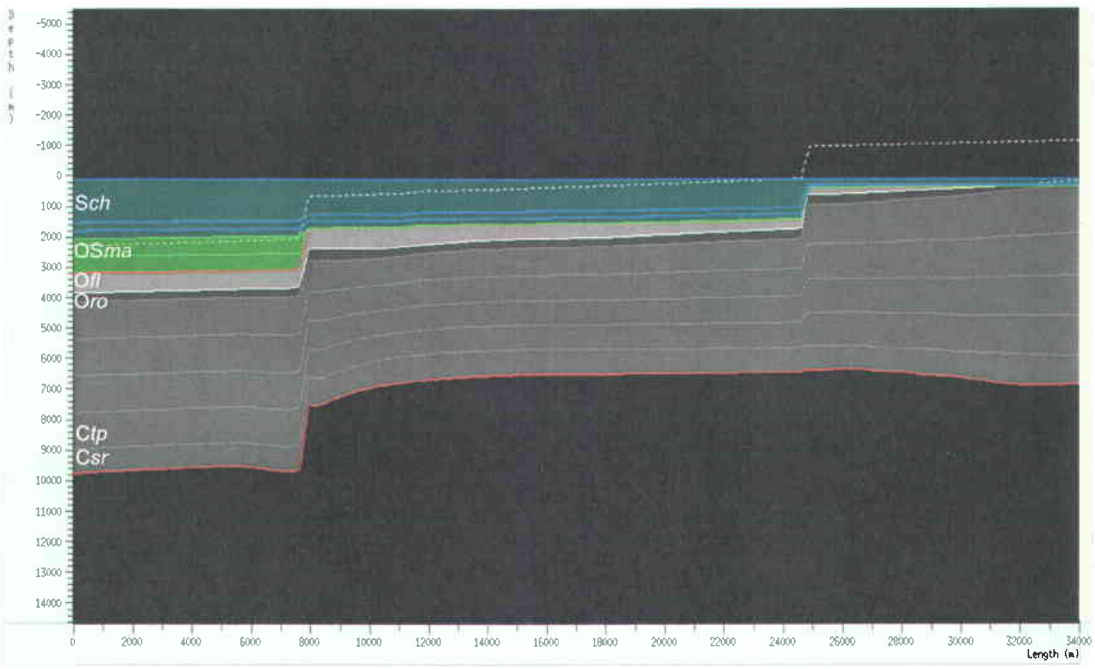


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

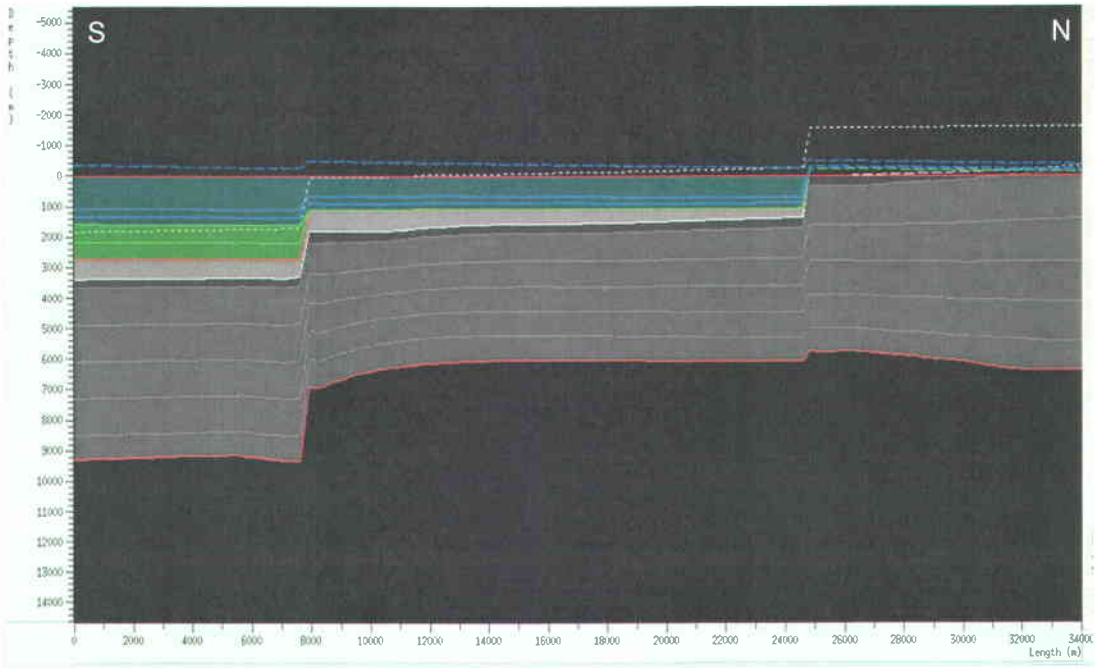
L'image de ces unités après la discordance taconienne est présentée sur la Figure 4.3-D et montre un haut topographique au niveau du bloc nord. Le Groupe de Matapédia se dépose alors que commence le jeu normal des failles FBNO et FTL, tel que mentionné par Pinet (2013). Les roches se sont déposées au niveau du bloc sud jusqu'à la FTL (Fig. 4.3-E). Cette interprétation est en accord avec l'absence du Groupe de Matapédia dans les blocs nord et centre (Bourque *et al.*, 2000, 2001a). En effet, avec ces mouvements tectoniques, le bloc nord apparaît comme un haut topographique et un bassin se développe au sud (voir également le Chapitre 3). D'après Paris et Vallières (1972), une subsidence apparaît à partir du Silurien, ce qui pourrait être expliqué par un mouvement extensif dans cette région.

4.5.2 - L'ensemble siluro-dévonien

Dans notre restauration, le jeu extensif, débuté durant le dépôt du Groupe de Matapédia, continue jusqu'au dépôt de la Formation de York River. Diverses études rapportent la présence de failles normales depuis les unités du Silurien inférieur jusqu'aux formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé (Lavoie, 1988, 1992 ; Lavoie *et al.*, 1992, 2001 ; Bourque *et al.*, 1995 ; 2001a ; Lavoie et Chi, 2001 ; Lavoie et Morin, 2004 ; Desaulniers, 2005 ; Malo *et al.*, 2008b).

Pour des raisons de simplicité, le Groupe de Chaleurs a été divisé en deux ensembles : le Groupe de Chaleurs inférieur (pré-érosion salinienne) et le Groupe de Chaleurs supérieur (post-érosion salinienne). La partie silurienne du Groupe de Chaleurs comprend les formations de Burnt Jam Brook, de Laforce et de Gascons (Fig 4.3-F à 4.3-H). Comme énoncé dans les paragraphes précédents, l'épaisseur variable de ce groupe est prise en compte selon le bloc tectonique, le dépôt le plus important se trouvant au niveau du bloc sud (plus de 2000 m ; Tab. 4.7). Le bloc nord, représentant un haut topographique (voir paragraphe précédent) est caractérisé par un faible dépôt (environ 285 m). Cette différence d'épaisseur peut être expliquée par le basculement des blocs et des mouvements le long des failles FTL et FBNO (Bourque, 2001). Ce faible dépôt est totalement érodé lors de l'orogenèse salinienne (Fig. 4.3-I). Les flyschs ordoviciens et une partie de la Formation de Rivière Ouelle sont également érodés dans le bloc nord à la fin de cette orogenèse. La roche mère ordovicienne prend alors une forme de biseau dans ce bloc (Voir Fig. 4.3-I), comme le montre l'une des interprétations de Pétrolia (Cf. Fig. 3.2 ; www.petroliagaz.com/). Cette interprétation explique l'absence du Groupe de Chaleurs silurien au niveau des puits présents sur le bloc nord (Gaspé Nord et Douglas).

I) ÉROSION SALINIENNE – 417 Ma



J) SOMMET DES FORMATIONS DE RONCELLES ET DE WEST POINT – 414,4 Ma

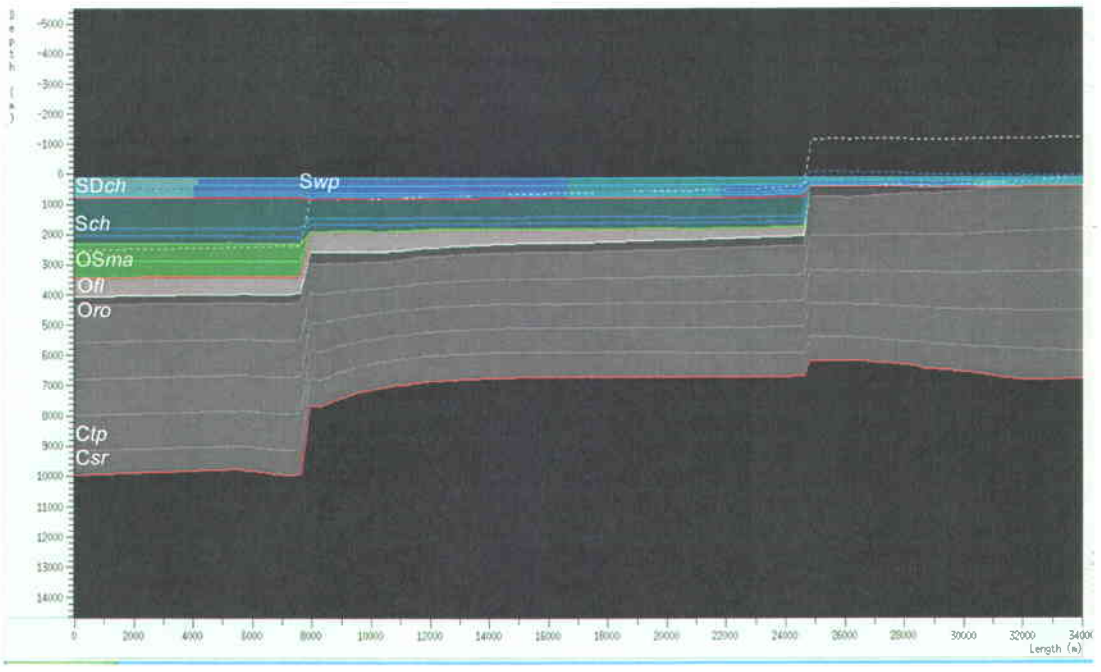
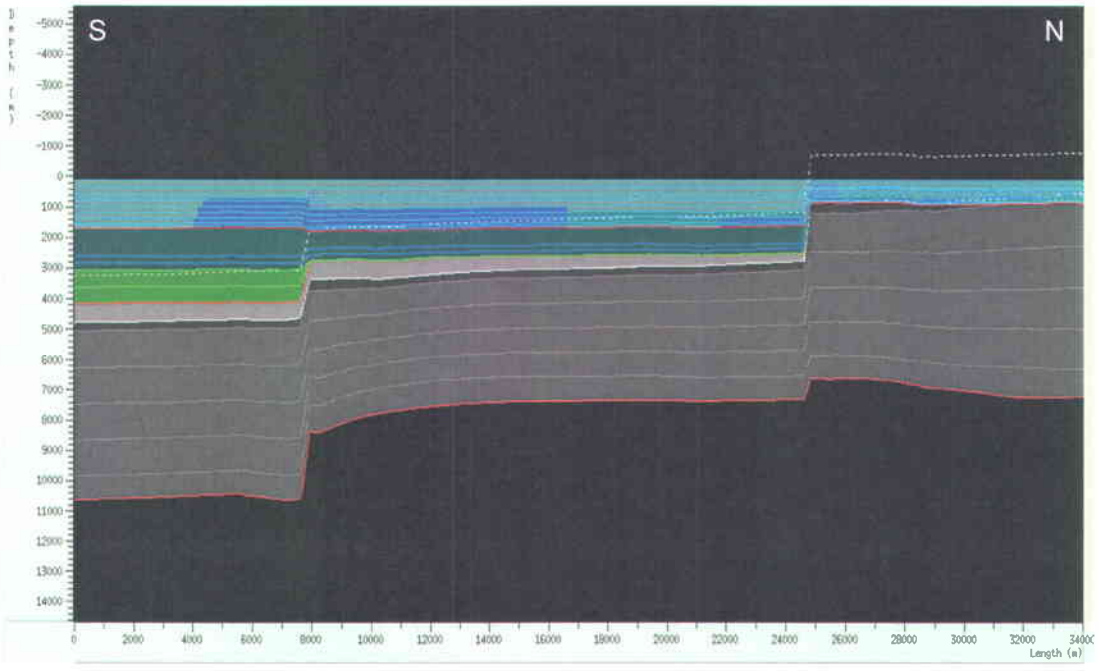


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. *Swp* = West Point silurien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

K) SOMMET DES FORMATIONS D'INDIAN POINT ET DE WEST POINT – 411,2 Ma



L) SOMMET DE LA FORMATION DE FORILLON – 409,8 Ma

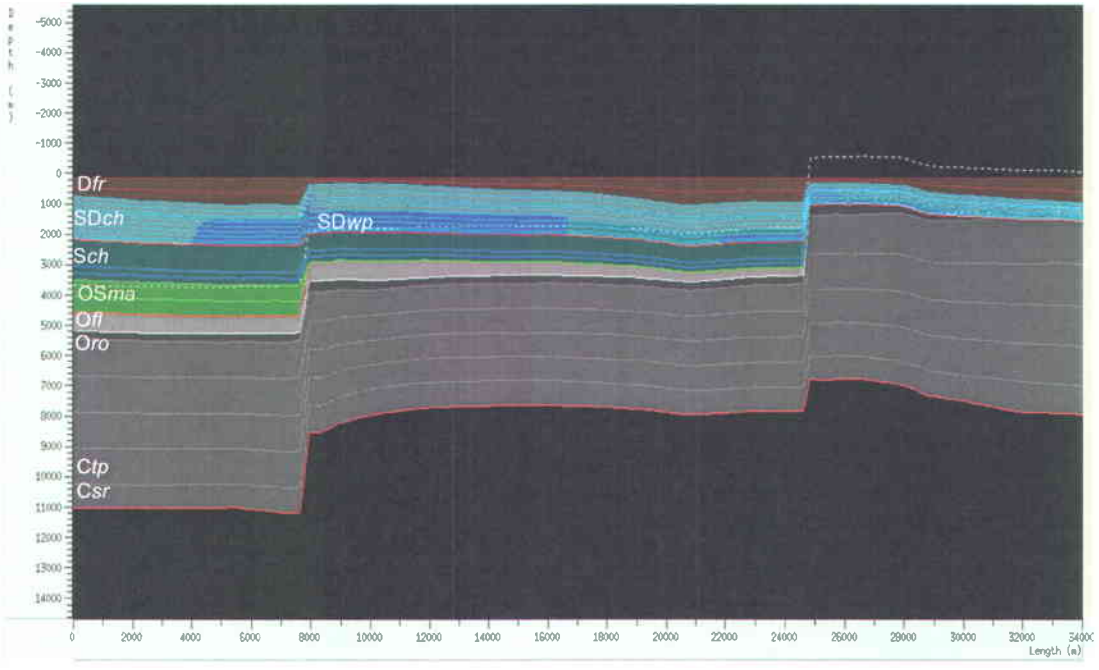
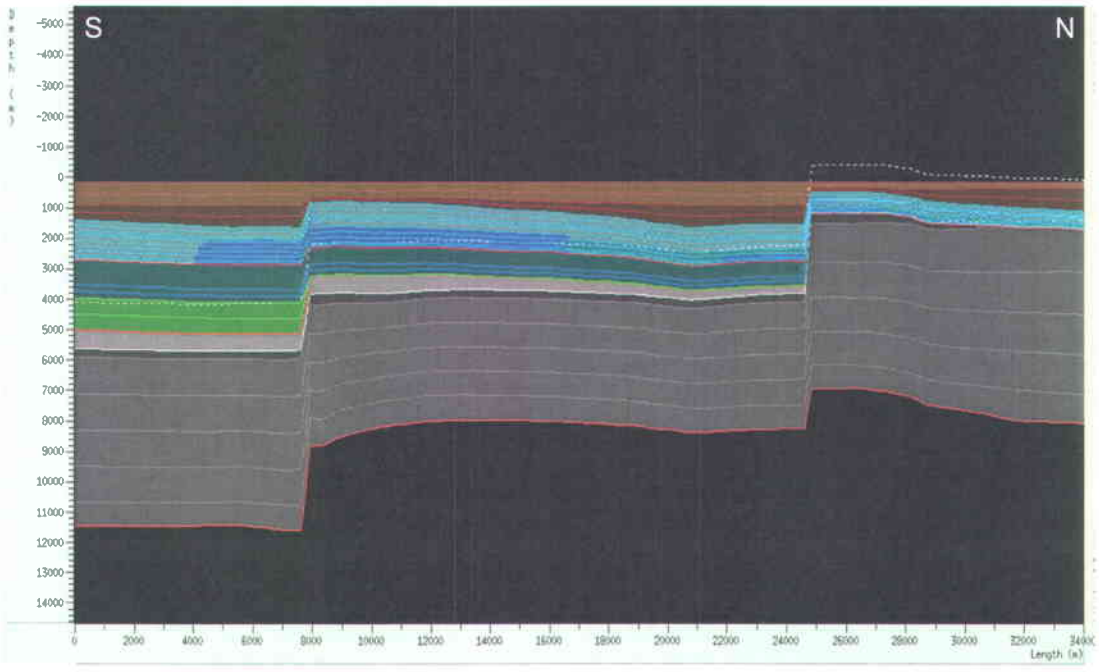


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

Tableau 4.7 : Épaisseurs initiales pour le scénario 1 des formations du Nord-Est de la Gaspésie, définies après décompaction dans le logiciel Temis Suite. GN = puits Gaspé Nord ; SB = puits Sunny Bank.

Formation ou discordance	Groupe	Age sommet	Épaisseur initiale considérée			Épaisseur érodée au niveau du puits SB
			Bloc sud York	Bloc centre SB	Bloc nord GN	
		Ma	m	m	m	
Discordance alléghanienne						4500
Carbonifère		327	500	500	500	
Discordance acadienne		342				1000
Malbaie	Grès de Gaspé	391,8	2500	2500	2500	
Battery Point		395,5	2570	2570	2570	
York River - York Lake		402,5	1750	1750	800	
Indian Cove	Calcaires Supérieurs de Gaspé	407,2	1370	1330	420	
Shiphead		408,4	750	750	240	
Forillon		409,8	850	810	350	
Indian Point	Chaleurs	411,2	900	880	540	
Roncelles		414,4	915	875	430	
West Point dévonien						
West Point silurien		415,3	1245		230	
Discordance salinienne		417				500 après basculement des blocs
Gascon	Chaleurs	418,7	1345	920	185	
Laforce		422,9	360	246	42	
Burnt Jam Brook		428,2	385	270	50	
White Head	Matapédia	437,4	1540			
Discordance taconienne		448,5				
Cloridorme	Supergroupe de Québec	452,4	1800	1605	1500	
Des Landes		459,1				
Tourelle		463,9				
Rivière Ouelle		470	500	500	550	
Trois-Pistoles		479	6450	4910	6345	
Saint-Roch		500	1250	1250	1250	

M) SOMMET DE LA FORMATION DE SHIPHEAD – 408,4 Ma



N) SOMMET DE LA FORMATION D'INDIAN COVE – 407,2 Ma

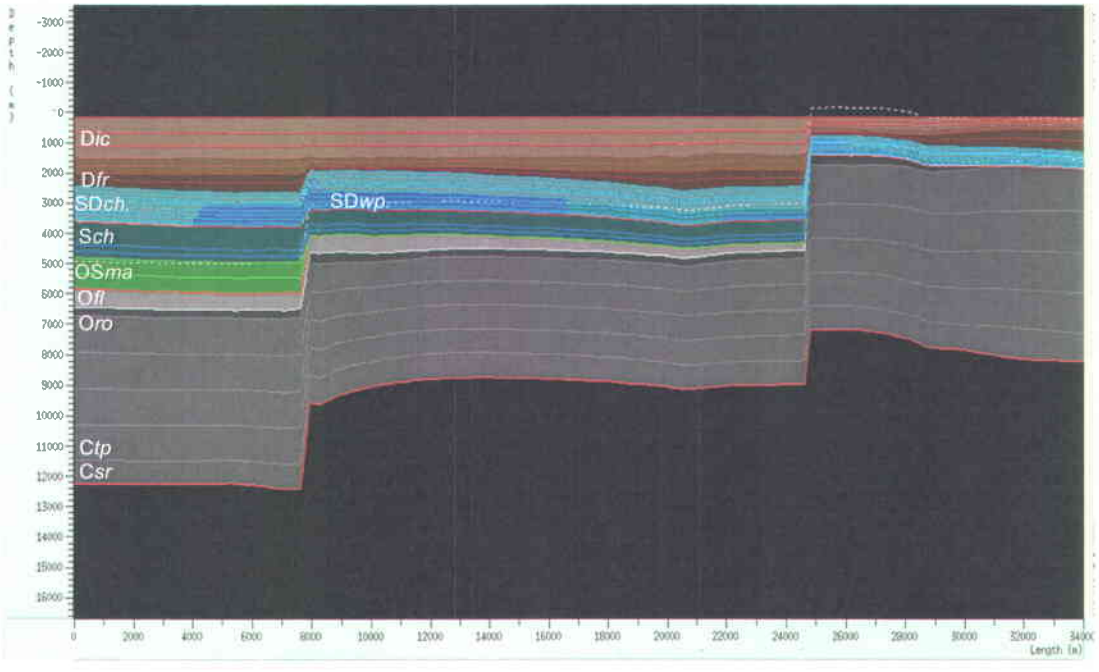
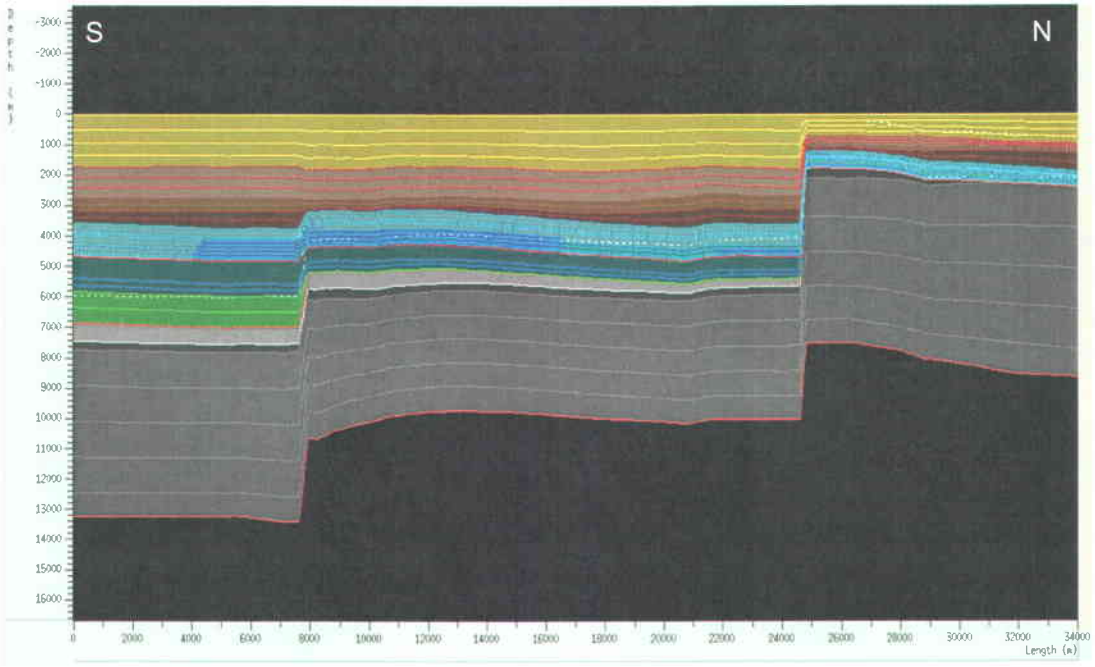


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

O) SOMMET DE LA FORMATION DE YORK RIVER – 402,5 Ma



P) SOMMET DE LA FORMATION DE BATTERY POINT – 395,5 Ma

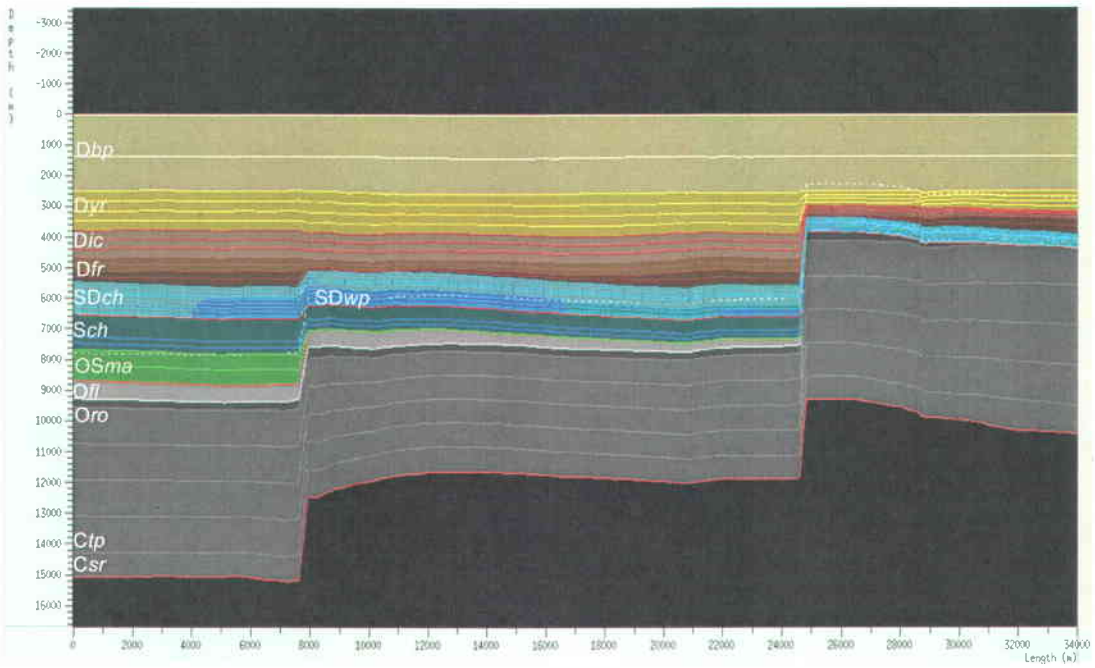


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

À la suite de l'érosion salinienne du haut des blocs basculés (Bourque, 2001), les formations du Silurien supérieur et du Dévonien du Groupe de Chaleurs se déposent. Les récifs siluriens puis dévoniens de la Formation de West Point se déposent au sommet des blocs basculés, entourés des formations de Roncelles et d'Indian Point (Fig. 4.3-J et 4.3-K). Le dépôt de la Formations de West Point (parties silurienne et dévonienne) suit le modèle de Bourque (2001) et de Lavoie *et al.* (2009a), dans lesquelles des roches siluriennes appartenant à la Formation de West Point sont placées de part et d'autre de la FTL et de la FBNO (Fig. 4.3-J). Les roches dévoniennes de la Formation de West Point sont localisées au-dessus des roches siluriennes de la Formation de West Point uniquement sur le côté nord des failles. La partie silurienne de la Formation de West Point est estimée à 650, 600 et 100 m d'épaisseur dans les blocs sud, centre et nord, respectivement. Pour la partie dévonienne de la Formation de West Point, l'épaisseur est de 0, 300 et 350 m dans les blocs sud, centre et nord, respectivement.

La sédimentation du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé est contemporaine de mouvements extensifs, comme décrit dans Lavoie (1992) et Lavoie *et al.* (2001). Cela engendre une différence d'épaisseur entre le bloc nord et les blocs centre et sud, avec un escarpement de quelques centaines de mètres. La géométrie du dépôt de la Formation de Forillon (Fig. 4.3-L) est le résultat du basculement des blocs. Le dépôt de la Formation de Shiphead (Fig. 4.3-M) obéit à la même règle concernant son épaisseur, mais la différence entre le bloc nord et les blocs sud et centre diminue au cours du temps. Cela montre une plus grande stabilité tectonique dans le bassin gaspésien à cette époque. Néanmoins, des failles normales, actuellement situées au centre du bloc centre, seraient actives durant le dépôt de la Formation d'Indian Cove (Fig. 4.3-N) et pourraient être liées aux mouvements emsiens décrits par Kirkwood *et al.* (2004). Ce mouvement a pour conséquence une augmentation de l'épaisseur des sédiments au nord de la faille (voir profil SOQUIP – Petro-Canada, Fig. 1.7). Cependant, dans la perspective de garder un modèle simple, cette faille ne figure pas dans la coupe modélisée. La faible épaisseur des formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé au niveau du bloc nord est en accord avec les épaisseurs observées dans le puits Gaspé Nord.

Durant le dépôt de la Formation de York River les mouvements extensifs tendent à décroître avec le temps pour cesser à la fin du dépôt (Fig. 4.3-O). A titre d'exemple, dans les blocs sud et centre pour le scénario 1, l'épaisseur de la Formation de York River atteint 1750 m. L'épaisseur dans le bloc nord est plus faible, comme observé dans le puits Gaspé Nord (800 m). Dans les modèles, les formations de Battery Point et de Malbaie (respectivement Fig. 4.3-P et 4.3-Q) se sont déposées horizontalement et uniformément dans tous les blocs après l'arrêt du

jeu extensif. Cependant, comme indiqué précédemment, les épaisseurs de ces deux formations sont inconnues. Les modélisations devront donc être effectuées pour différentes épaisseurs de Malbaie et de Carbonifère, ce qui sera discuté ultérieurement. Comme base, nous avons choisi de considérer une épaisseur moyenne à l'Actuel de 2000 m pour la Formation de Battery Point, l'épaisseur initiale étant variable (décompaction différente suivant le scénario considéré). Ainsi, dans l'exemple proposé sur la Figure 4.3-P (Scénario 1), l'épaisseur initiale de cette formation est de 2570 m. Le dépôt subséquent de la Formation de Malbaie, précédent le début de la phase tectonique acadienne dans la région.

Concernant cette phase acadienne, les observations à l'Actuel portant sur le Groupe de Chaleurs (Formation de West Point), présent en surface au niveau du bloc sud contrairement aux autres blocs tectoniques, obligent à considérer des mouvements verticaux importants le long des failles (3300 m et 1100 m respectivement le long des FTL et FBNO), suivis d'une forte érosion. Cependant, la géométrie à l'Actuel pourrait aussi être expliquée par des mouvements décrochants, si des parties différentes du bassin ont été juxtaposées. Ce déplacement décrochant le long des failles FTL et FBNO est estimé autour de 8 km (Brisebois, 1981 ; Kirkwood, 1986 ; Bourque *et al.*, 1993), mais il ne peut pas être modélisé sur la coupe 2D. Finalement, à la fin de l'orogenèse acadienne (Fig. 4.3-R), près de 5500 m de roches ont été érodées dans le bloc sud, 1000 m dans le bloc centre et jusqu'à 4000 m dans le bloc nord, essentiellement vers l'extrémité nord de la coupe. Cette situation (Fig. 4.3-R) est difficilement vérifiable à cause de la dernière érosion touchant la région, mais c'est une hypothèse de travail plausible.

4.5.3 - L'ensemble carbonifère

Un des problèmes de cette étude est l'incertitude concernant l'épaisseur de l'ensemble carbonifère en Gaspésie et des épaisseurs érodées au moment des orogenèses acadienne et alléghanienne. Pour des raisons de simplicité, les dépôts carbonifères (Fig. 4.3-S) sont considérés uniformes et horizontaux pour les trois blocs tectoniques. L'épaisseur de ces dépôts peut être testée selon les valeurs de réflectance de la vitrinite, le gradient géothermique et l'âge des traces de fission dans les roches dévoniennes de la région. La coupe après l'orogenèse alléghanienne est le modèle à l'Actuel présenté précédemment (Fig. 4.2 et Fig. 4.3-T). La présence à l'Actuel de la Formation de Battery Point dans le bloc nord et l'hypothèse d'épais dépôts uniformes des formations de Battery Point et de Malbaie dans les trois blocs tectoniques

obligent à considérer d'importants mouvements verticaux alléghaniens (900 m le long de la FTL et 1230 m le long de la FBNO). Cependant, même si des mouvements de failles alléghaniennes, considérés comme des réactivations de failles acadiennes sont observés dans le Sud de la Gaspésie (Malo et Béland, 1989 ; Malo et Kirkwood, 1995), il est peu probable qu'ils aient atteints de tels rejets. Cette incohérence s'explique par l'impossibilité de prendre en compte les mouvements décrochants des failles FBNO et FTL.

Il est maintenant important de décrire les différents modèles géologiques. Il est de plus nécessaire de caler les modèles en température et en pression, afin d'assurer la compatibilité des résultats des modélisations avec les paramètres connus.

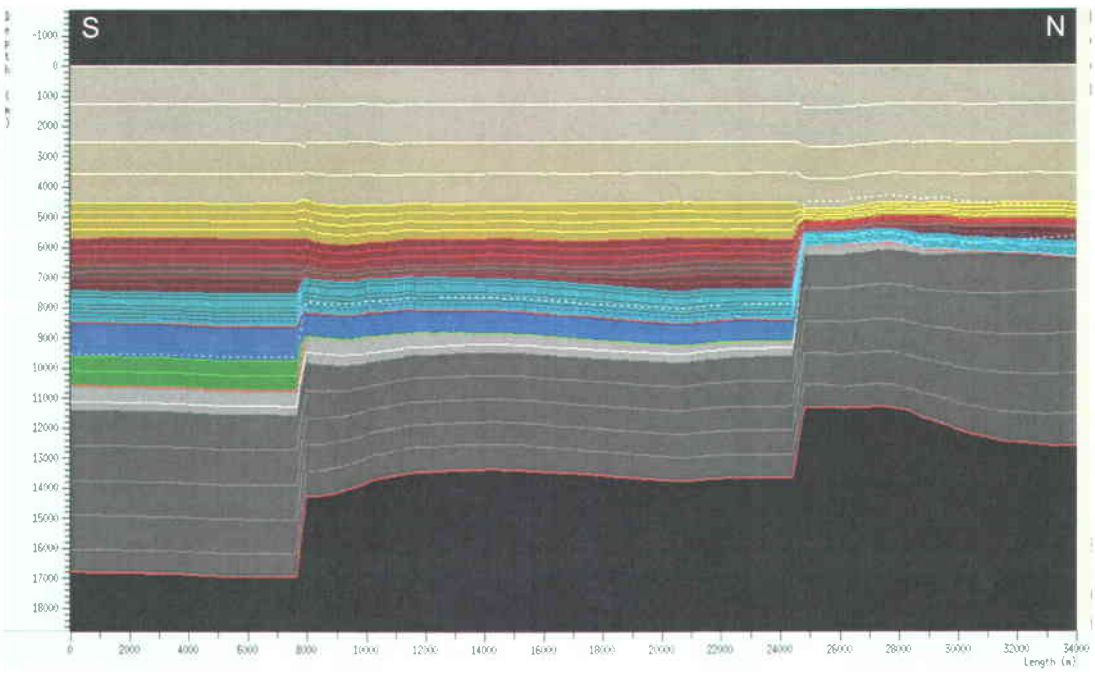
4.6 – Description des scénarios d'enfouissement

4.6.1 - Plusieurs scénarios possibles ?

Les Figures 3.20 A et B indiquent deux scénarios possibles d'enfouissement des séries sédimentaires du Nord-Est de la Gaspésie pour le puits Sunny Bank. Les épaisseurs des formations reportées dans ces figures sont estimées selon les épaisseurs actuelles décrites dans la littérature (Brisebois, 1981 ; Amyot, 1984 ; Slivitsky *et al.*, 1991 ; Bourque *et al.,* 1995 ; Brisebois et Morin, 2003 ; voir section précédente).

Comme évoqué dans le Chapitre 1, de nombreuses incertitudes existent sur les épaisseurs des formations érodées ou non existantes, ainsi que sur les épaisseurs d'érosion consécutives aux différentes phases orogéniques dans la région d'étude. Par conséquent, il est possible d'établir une multitude de scénarios crédibles d'un point de vue thermique, qui rendent compte de la maturité actuelle (valeurs de R_{oeq}) en envisageant des valeurs variables pour certains paramètres (notamment les épaisseurs des dernières formations déposées et l'épaisseur de l'érosion acadienne). Ici, deux scénarios simples sont envisagés : (1) l'enfouissement maximal durant le Malbaie, comme estimé par Bertrand et Malo (2001) et Roy (2008), et (2) l'enfouissement maximal pendant le dépôt des unités carbonifères (Fig. 3.20 A et B respectivement).

Q) SOMMET DE LA FORMATION DE MALBAIE – 391,8 Ma



R) EROSION ACADIENNE – 342 Ma

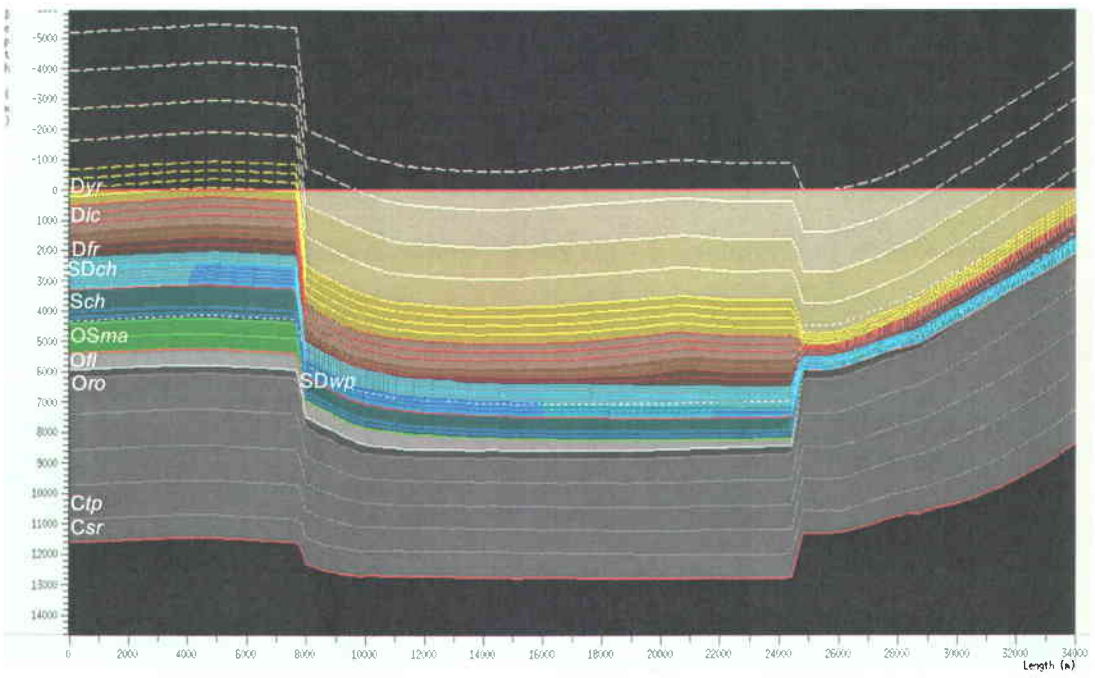
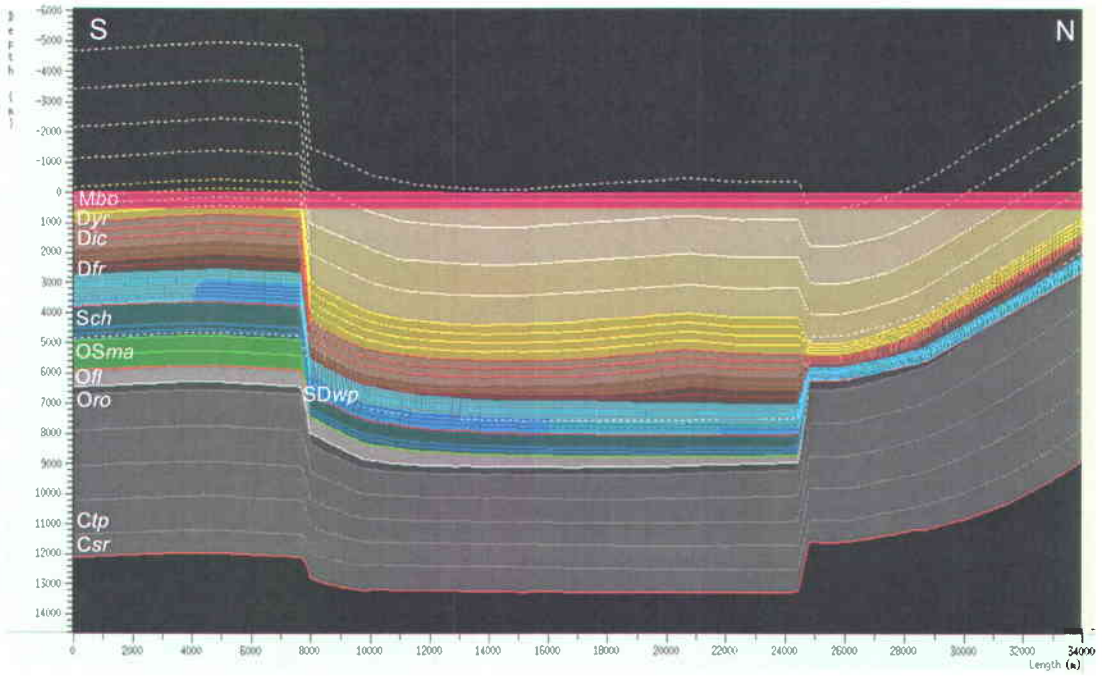


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

S) SOMMET DU CARBONIFERE – 327 Ma



T) COUPE A L'ACTUEL – POST ÉROSION ALLÉGHANIENNE

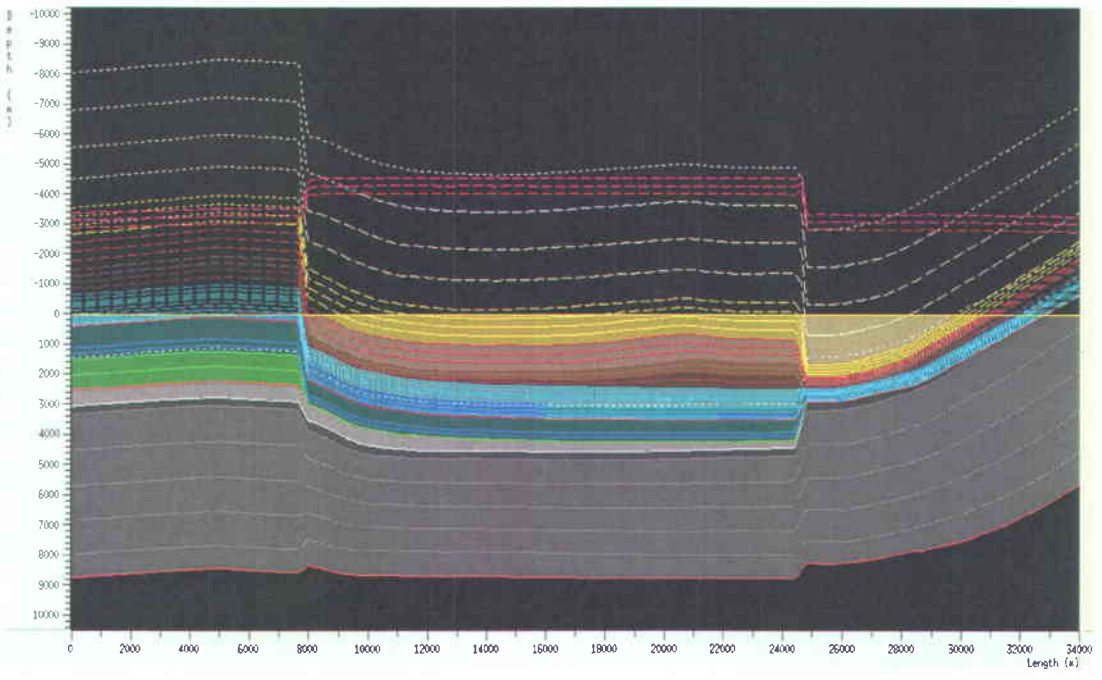
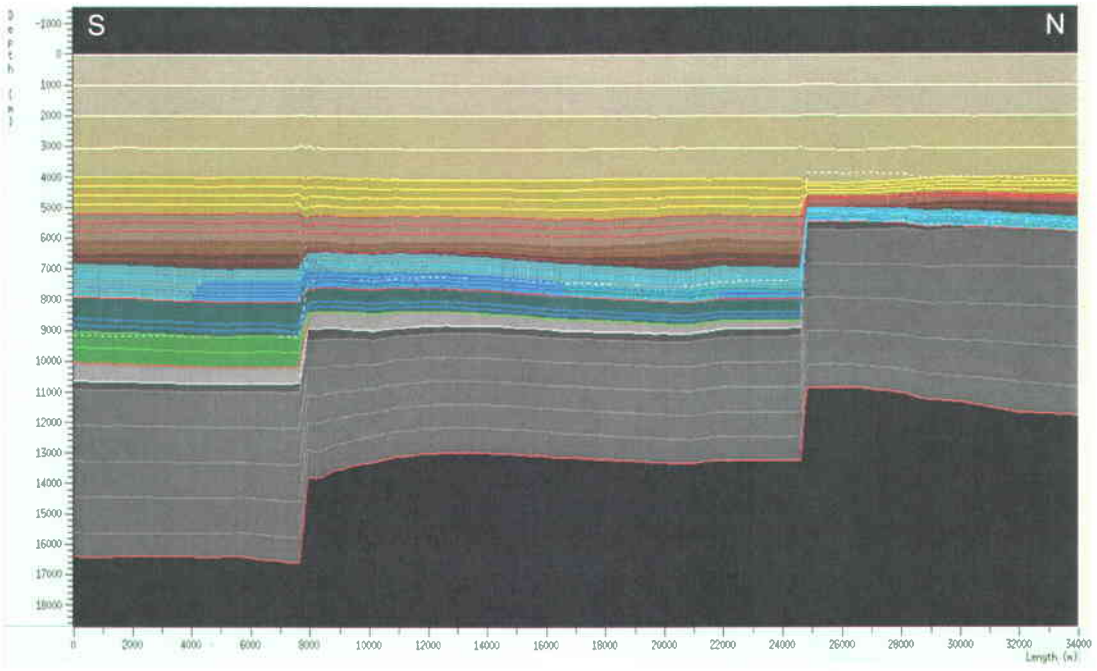


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 1. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

Q') SOMMET DE LA FORMATION DE MALBAIE – 391,8 Ma



R') EROSION ACADIENNE – 342 Ma

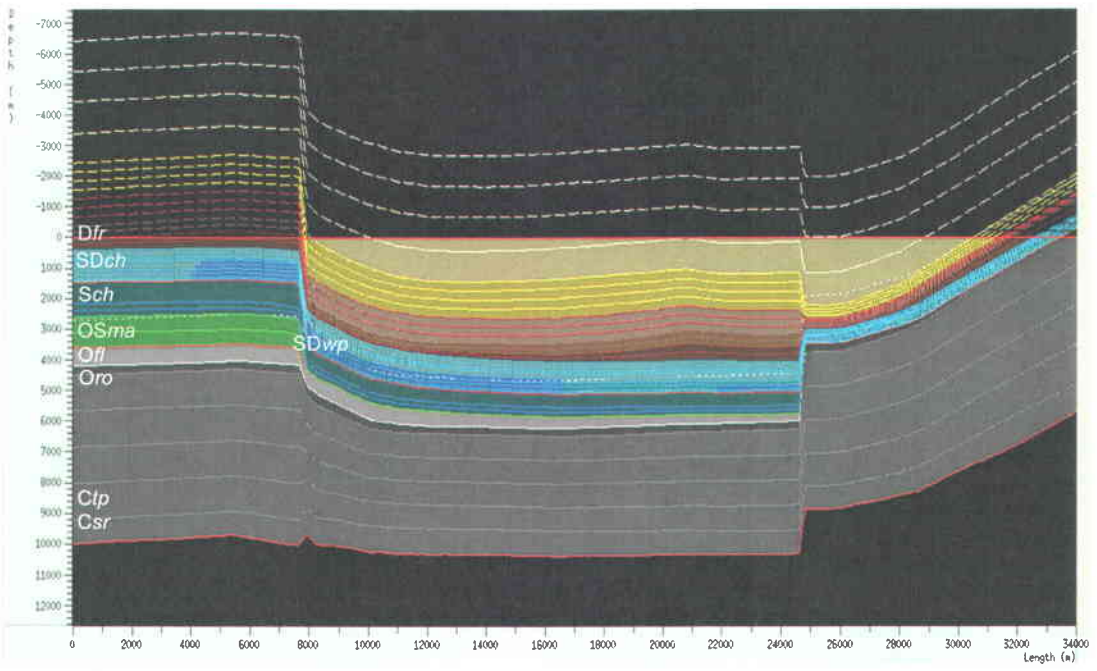
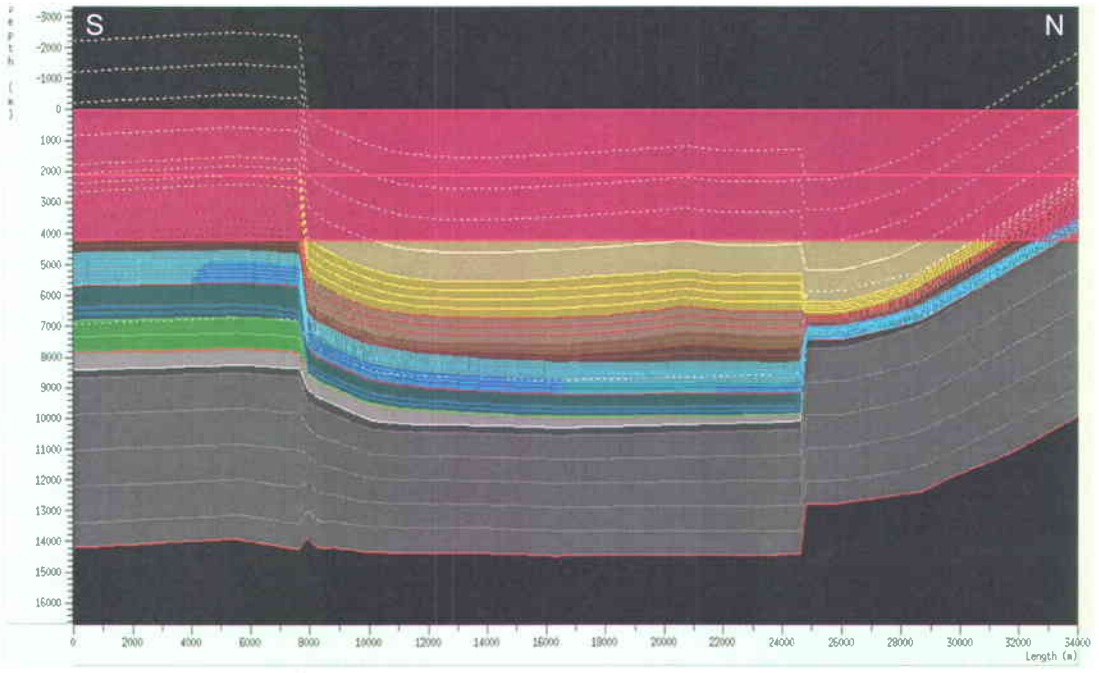


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 2. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188.

S') SOMMET DU CARBONIFERE – 327 Ma



T') COUPE A L'ACTUEL – POST ÉROSION ALLÉGHANIENNE

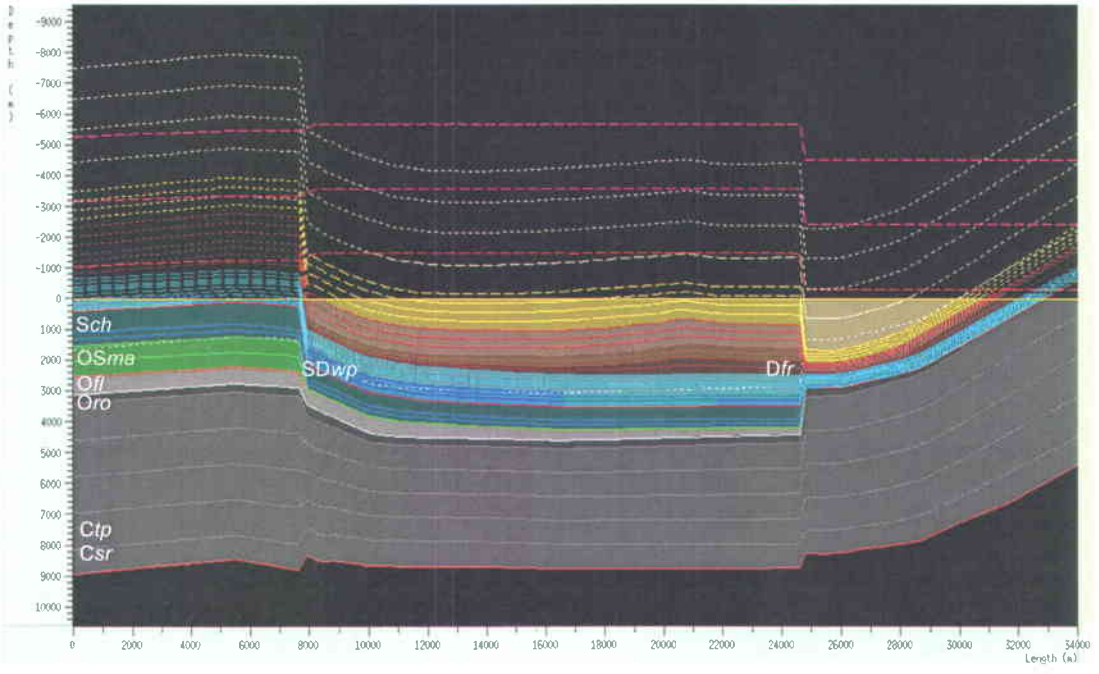


Figure 4.3 (Suite) : Évolution géologique de la coupe P19-P20_80-39 du Cambrien à l'Actuel dans le cas du scénario 2. SD*wp* = West Point siluro-dévonien. Les traits pointillés représentent l'érosion des roches. Légende page 188. La Figure 4.3-T' est identique à la Figure 4.3-T.

Il faut noter que les deux approches proposées Figures 3.20-A et 3.20-B ne sont que des modèles hypothétiques, mais ils permettent de conceptualiser et de discuter les deux scénarios d'enfouissement maximal possibles. Les informations apportées par l'étude des traces de fission (Malo *et al.*, 2012 ; voir ci-après Section 4.6.2) et par la courbe de décroissance d'IH (Fig. 3.22) permettent cependant d'affiner ces modèles et ainsi, de proposer et d'utiliser des scénarios plus réalistes que ceux-ci (voir Section 4.7).

4.6.2 – Contraintes des données de traces de fission sur les scénarios d'enfouissement

En effet, une étude a été réalisée par Malo *et al.* (2012) par la méthode des traces de fission sur des échantillons de roches dévoniennes gréseuses (où l'on peut trouver de l'apatite) des formations d'Indian Point, de York River et de Battery Point, localisés de part et d'autre de la faille FBNO, sur les blocs nord et centre. Une synthèse des âges mesurés est proposée dans le Tableau 4.8.

L'étude des traces de fission de l'apatite est une méthode thermochronologique basée sur le comptage des dommages (traces) résultant de la fission spontanée de ^{238}U dans les minéraux comme l'apatite (Roden-Tice et Tice, 2005). Toutefois, les traces de fission dépendent aussi de l'histoire thermique des roches. En effet pour des températures comprises entre ~60 et 110 °C (donc ~100 °C), les traces de fission sont « retenues » et commencent à s'accumuler (Roden-Tice et Tice, 2005). On nomme la fenêtre de températures la « zone de rétention partielle d'apatite » ou « *apatite partial annealing zone* (PAZ) ».

Les analyses effectuées avec cette méthode montrent des âges compris entre 284 ± 35 et 247 ± 27 Ma (Permien au Trias précoce) pour le passage par la PAZ, correspondant à l'érosion alléghanienne. Il est alors possible de calculer, en première approximation, la profondeur atteinte par l'échantillon et l'importance de l'érosion en utilisant un gradient géothermique et une température de surface :

$$T = T_0 + (g \times z) \qquad (4.24)$$

où T correspond à l'isotherme 100°C, T_0 est la température de surface (°C), g est le gradient géothermique (°C/km) et z est la profondeur inconnue (m).

Tableau 4.8 : Datation des traces de fissions de roches dévoniennes du Nord-Est de la Gaspésie. Modifiée d'après Malo *et al.* (2012).

Localisation	Échantillon	Formation	Profondeur	Coordonnées		Central Age	χ^2 Age
			m	UTME	UTMN	Ma	Ma
Bloc centre	08-G07a	York River	Surface	3 79 110	54 14 051	321 ± 47	237 ± 29
	08-G07b	York River	Surface	3 79 110	54 14 051	280 ± 30	281 ± 27
	08-G35a	York River	Surface	3 90 531	54 07 064	284 ± 35	255 ± 24
	08-G35b	York River	Surface	3 90 531	54 07 064	322 ± 37	301 ± 27
	08-G39	York River	Surface	3 81 521	54 16 224	267 ± 25	267 ± 24
	08-G43	York River	Surface	3 78 212	54 09 699	267 ± 28	265 ± 25
Bloc nord	08-G31	West Point	Surface	3 82 893	54 26 206	Absence d'apatite	
	08-G32	Indian Point	Surface	3 82 850	54 26 105	247 ± 27	245 ± 24
	08-G33	York River	Surface	3 81 726	54 23 004	262 ± 26	261 ± 25
	08-G36	Battery Point	Surface	3 87 403	54 15 384	274 ± 37	265 ± 28

Le calcul proposé est, comme énoncé ci-dessus, une approximation de la profondeur atteinte par les roches. En effet, les valeurs considérées pour le gradient géothermique, la température de surface et à l'isotherme de la PAZ rendent possible des incertitudes sur l'enfouissement des roches de 1000 à 1500 m. Dans cette étude, il a été choisi d'utiliser un gradient de 23 °C/km et une température de surface de 20 °C durant le Carbonifère (Scotese et McKerrow, 1990) et l'isotherme 100 °C comme référence. De ce fait, chaque échantillon doit se trouver à une profondeur d'environ 3500 m lors de son passage dans la PAZ. Dans le cas de l'échantillon de la Formation de Battery Point, qui passe l'isotherme en premier étant donné son niveau stratigraphique supérieur, ce résultat implique que 3000-3500 m de roches (selon l'épaisseur actuelle de la formation) doivent avoir enfoui la formation. Se basant sur les données de la littérature, une épaisseur maximale de 1000 à 3000 m pour la Formation de Malbaie a été considérée ici (voir Section 4.7). Il est donc nécessaire de compter une épaisseur supplémentaire pour l'enfouissement de la Formation de Battery Point.

4.6.3 - Cas de l'enfouissement maximal au Carbonifère

L'enfouissement maximal est généralement considéré comme étant syn-Malbaie. Cependant, l'enfouissement post-acadien des roches mères par 3350 m de roches carbonifères concorde avec les données de traces de fission (Fig. 3.20 B), contrairement à l'hypothèse de l'enfouissement maximal au Malbaie (Fig. 3.20 A). De plus, les résultats des analyses de traces de fission corroborent ceux de Ryan et Zentilli (1993) et Grist *et al.* (1995), qui concluent à une érosion importante de la marge est-canadienne (jusqu'à 4 km) depuis le Permien.

En plus des informations obtenues grâce à l'étude des traces de fission, il semble intéressant de prendre en compte les valeurs de maturité des roches dans l'établissement d'un second scénario d'enfouissement maximal. En fait, le niveau actuel de maturité des roches peut s'expliquer dans les deux cas d'enfouissement, mais plusieurs paramètres sont à considérer.

Dans l'hypothèse de la génération d'hydrocarbures uniquement pré-acadienne (Bertrand et Malo, 2001), les roches mères ont nécessairement atteint leur niveau de maturité maximale durant le dépôt de la Formation de Malbaie. L'érosion consécutive à l'orogenèse acadienne arrêtera alors l'évolution de la maturité, et ce, définitivement, (1) si les unités carbonifères sont de faible épaisseur, ou (2) si les unités carbonifères se déposent de manière discontinue, entrecoupée de plusieurs phases d'érosion intermédiaires. Dans ce dernier cas, la quantité totale de roches carbonifères déposée a pu être significative, mais les différentes phases d'érosion l'ont rendue insuffisante pour influer sur l'enfouissement et la maturité des roches.

Dans le cas d'une génération d'hydrocarbures en deux temps (durant le Dévonien et le Carbonifère), les roches mères ont atteint une maturité intermédiaire (non maximale), à la fin du dépôt de la Formation de Malbaie. La génération d'hydrocarbures, matérialisée par la décroissance d'IH (Chapitre 3), a alors atteint un stade précoce à avancé, suivant le bloc tectonique considéré. Durant la phase érosive acadienne, l'évolution du degré de maturité est arrêtée mais peut se poursuivre après un épais dépôt d'unités carbonifères (enfouissement supérieur au stade post-dépôt de la Formation de Malbaie). Cela se manifeste par une décroissance d'IH dans la continuité de celle déjà établie. Ainsi, dans le cas d'un enfouissement pré-acadien commun des unités appartenant aux blocs centre et sud, l'enfouissement maximal syn-Malbaie aurait dû mener aux valeurs maximales de maturité des roches : les formations des deux blocs auraient dû montrer des valeurs équivalentes de maturité (par exemple les formations West Point du puits York et Indian Point des puits Sunny Bank et Gaspé Sud, Tab. 3.1), et ce, même si les hauteurs d'érosion dans les deux blocs ne sont pas identiques (jeu de

faille FTL). Cependant, les valeurs mesurées par Bertrand (1987) sont différentes dans les deux blocs, avec des valeurs de R_{oeq} plus faibles pour les roches du bloc sud par rapport à celles du bloc centre (Tab. 3.1). Ces résultats tendent à montrer l'existence de deux stades successifs de maturation des roches, incluant :

- une histoire pré-acadienne commune pour les blocs centre et sud ;
- une maturation post-acadienne différente selon le bloc, avec des profondeurs d'enfouissement supérieures à celles atteintes avant l'orogenèse acadienne.

Ainsi, l'intérêt de considérer l'enfouissement maximal syn-carbonifère repose sur (1) les plus faibles maturités des niveaux roches mères atteintes dans le bloc nord jusqu'au dépôt du Malbaie, (2) la possibilité de genèse plus importante et plus tardive des hydrocarbures dans ce même bloc, et (3) la possibilité de rétention des hydrocarbures grâce aux roches carbonifères sus-jacentes dans le cas où ces dernières joueraient le rôle de couverture imperméable.

4.6.4 – Impact de l'enfouissement sur la mise en place des scénarios

La mise en place de ces scénarios concerne essentiellement les dernières formations déposées, c'est-à-dire la Formation de Malbaie et les unités carbonifères, et les hauteurs des roches érodées lors des orogenèses acadienne et alléghanienne. Les épaisseurs utilisées dans ces scénarios sont basées sur les résultats émanant de l'étude des traces de fission et des courbes de décroissance d'IH présentés.

En prenant en compte l'enfouissement minimal atteint pour corréler les données de traces de fission et les hauteurs d'érosion acadienne (dépendante de l'épaisseur du Malbaie choisie pour une image fixe de l'évènement post-érosion acadienne) et alléghanienne, il est possible de connaître la quantité de Carbonifère déposée en Gaspésie. Cependant, l'épaisseur de ces unités dépend des profondeurs estimées et des gradients géothermiques considérés le long de la coupe géologique. En fait, ces paramètres sont intimement liés et il apparaît nécessaire de valider les modèles en température (maturation) et en pression (enfouissement), avant de définir les scénarios à modéliser.

4.7 – Calibration du modèle thermique et du modèle de pressions

4.7.1 – Calages des modèles en température et en pression

La valeur du gradient géothermique le long de la coupe P19-P20_80-39 peut être estimée grâce au calage en température et l'histoire d'enfouissement peut être validée grâce au calage en pression. Les températures et les pressions d'un modèle géologique mis en place doivent être comparées aux résultats acquis lors des forages. Dans le cas de la coupe P19-P20_80-39, ces comparaisons peuvent s'effectuer avec :

- les valeurs de réflectance de la vitrinite, estimées par Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001) sur les roches des puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord (Tab. 4.9) ;

- le modèle Easy $\%R_o$, développé par Burnham et Sweeney (1989) qui calcule la composition de la vitrinite en fonction des températures (gradient géothermique) et du temps. La réflectance de la vitrinite est alors estimée via des corrélations entre la composition élémentaire et la réflectance ;

Les comparaisons pour le modèle en pression peuvent s'effectuer avec :

- les pressions mesurées dans les puits Sunny Bank, Gaspé Sud, Galt n°3 et Gaspé Nord à des profondeurs et des formations données (Tab. 4.10) ;

- les pressions estimées par le logiciel Temis Suite grâce aux perméabilités, contraintes effectives et saturations définies pour les lithologies utilisées.

Plusieurs tests ont été effectués sur la coupe P19-P20_80-39 pour les deux hypothèses d'enfouissement. Des épaisseurs de 1000 à 3000 m ont été considérées pour les roches de la Formation de Malbaie, ainsi que des épaisseurs comprises entre 500 et 3000 m pour les unités carbonifères. La hauteur d'érosion liée à la phase acadienne étant inconnue, plusieurs hauteurs d'érosion ont été testées en fonction de l'épaisseur de la Formation de Malbaie. Il a ainsi été arbitrairement décidé d'utiliser dans ce travail des valeurs de 2000 à 4000 m et de 500 à 2000 m d'érosion acadienne, respectivement pour une forte et une faible érosion. Le puits Sunny Bank étant un puits de référence de cette étude, et la courbe de décroissance d'IH utilisée dans le Chapitre 3 tenant essentiellement compte des données du bloc centre, les hauteurs d'érosion sont relativement bien contraintes dans ce bloc. Les Tableaux 4.11 A et B indiquent pour les deux hypothèses d'érosion envisagées (forte et faible érosion acadienne) les gradients géothermiques cohérents avec les valeurs de vitrinite des puits Sunny Bank, York et Gaspé

Nord pour différentes épaisseurs de la Formation de Malbaie et de roches carbonifères. Les pressions sont également vérifiées avec ces paramètres et l'ensemble des tests permet de calibrer les valeurs de réflectance de la vitrinite et de pression telles que présentées sur les Figures 4.4 et 4.5. Dans un souci de clarté, la calibration du modèle en pression est décrite la première (Fig. 4.4).

La Figure 4.4 montre la bonne corrélation entre les pressions mesurées et les pressions calculées par le logiciel Temis Suite en fonction de la profondeur pour les puits Sunny Bank (et Gaspé Sud projeté sur la coupe ; voir Tab. 4.10) et Gaspé Nord. Ces résultats sont applicables à tous les scénarios qui seront définis dans la prochaine section. Pour le puits Gaspé Nord, la corrélation entre observations et mesures est parfaite. Pour les puits du bloc centre, une légère dispersion est observée concernant les points de mesure autour de la courbe calculée. Cette dispersion limitée est due à la prise en compte simultanée de deux séries de données (Gaspé Sud et Sunny Bank), issues de contextes géologiques différents (épaisseurs des formations, notamment).

La Figure 4.5 montre, à titre d'exemple, les meilleures estimations de gradient géothermique avec la profondeur pour une érosion acadienne de 1000 m, une épaisseur de Malbaie de 2500 m et une épaisseur de roches carbonifères de 500 m (dit scénario 1, défini ci-après et Tab. 4.11) associés aux puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord. Dans chacun des graphiques, le gradient est ajusté de manière à ce que la courbe de Easy $\%R_o$ passe au plus près des points d'estimation de la réflectance de la vitrinite équivalente (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001). Il apparaît que les roches du puits York, les plus matures, présentent la meilleure calibration, à savoir 20 °C/km. Au contraire, les valeurs de R_{oeq} obtenues pour les roches du puits Sunny Bank (20 °C/km) montrent une dispersion plus importante autour de la courbe Easy $\%R_o$, même si elle est acceptable et que la majorité des points reste proche de la courbe théorique. Cette dispersion est à lier à l'hétérogénéité naturelle des échantillons. Dans le cas du puits Gaspé Nord, (26 °C/km) et comme pour le puits Sunny Bank, la calibration semble moins précise, avec une divergence entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées quel que soit le gradient géothermique considéré. A noter que pour la calibration de ce puits, les valeurs anormales de R_{oeq} (> 7 %) n'ont pas été considérées. Malgré les incertitudes existantes, les courbes obtenues de Easy $\%R_o$ simulées et liées aux gradients géothermiques imposés présentent la meilleure correspondance.

Dans les deux cas A et B reportés dans le Tableau 4.11, les gradients géothermiques optimums par rapport aux valeurs de R_{oeq} diffèrent selon les blocs.

Tableau 4.9 : Valeurs des réflectances de la vitrinite équivalentes ($R_{oeq.}$) en fonction de la profondeur pour les puits localisés le long de la coupe P19-P20_80-39.

Puits	Formation	Groupe	Âge sommet Ma	Profondeur m	$R_{oeq.}$ %
York	Gascons	Chaleurs	417,3	291	1,93
				377	1,84
				523	2,02
				637	2,16
Gaspé Nord	Battery Point	Grès de Gaspé	395,5	400	0,94
	York River		402,5	830	0,91
	Indian Cove	Calcaires Supérieurs de Gaspé	407,2	1050	0,97
				1200	1,05
				1275	1,08
				1300	1,11
				1350	1,16
	Forillon		409,8	1400	1,06
	Indian Point	Chaleurs	411,2	1600	1,24
				1800	1,81
	Roncelles		414,4	1885	1,18
	Supergroupe de Québec	Supergroupe de Québec	452,4	1935	1,17
				1955	1,09
				2200	7,98
				2400	7,27
Sunny Bank	York River	Grès de Gaspé	402,5	309	0,74
				400	0,82
	Indian Cove	Calcaires Supérieurs de Gaspé	407,2	690	0,92
				1300	0,70
				1377	0,96
	Shiphead		408,4	1545	0,8
	Forillon		409,8	1907	0,93
				1919	0,93
				1926	1,00
				1944	1,18
				2000	1,40
				2008	1,24
				2042	1,25
				2050	1,60
				2054	1,26
				2094	1,28
				2121	1,29
				2209	1,33
	Indian Point	Chaleurs	411,2	2500	1,80
				2513	1,67
				2770	1,90
				2920	2,05
				3300	2,20
	Roncelles		414,4	3448	2,23
				3515	2,25

Tableau 4.10: Pressions mesurées dans les formations des puits Sunny Bank, Gaspé Nord, York et Gaspé Sud.

Puits	Formation	Profondeur m	Pression initiale kPa	Pression finale kPa
Sunny Bank	Indian Cove	721	6825,8	6812,02
Gaspé Sud	Indian Cove	513	4835	4070
	Indian Cove	700	8175	8175
	Indian Cove	1025	12578	12578
	Shiphead	1813,5	21142	20895
	Shiphead	1914,5	22654	22654
	Shiphead	1957,5	22898	22908
	Forillon	2050	24321	23873
	Forillon	2602,5	30103	29674
	Forillon	2647,5	29513	29459
	Chaleurs	2793,5	30543	28389
	Chaleurs	2830	28438	28438
	Chaleurs	2942	30914	30914
	Chaleurs	3289	34868	30914
Galt n°1	York River	166	1464	1464
	York River	166	1498	1473
	York River	524,5	5309	5175
	Indian Cove	690	7173	7173
	Indian Cove	760	7830	7637
	Indian Cove	856	8078	8078
	Indian Cove	1000,5	10556	10530
	Indian Cove	1030	10753	10624
	Indian Cove	1110	11557	11514
	Indian Cove	1230	12934	12754
	Indian Cove	1301,5	13456	13456
	Indian Cove	1315	13789	13627
	Forillon	1667	17344	17344
	Forillon	1755	18472	18306
	Forillon	1817	19210	18823
	Forillon	1930	20371	20197
	Forillon	2267,5	23976	23612
	Forillon	2322,5	24599	24080
Gaspé Nord	York River	818,5	8644	8644
	York River	864,5	9700	9387
	York River	1143,5	12618	12388
	Indian Cove	1184	12762	12762
	Forillon	1365	14502	14502
	Forillon	1419	14276	13873
	Forillon	1465	15576	14888
	Forillon	1577,5	17153	17102

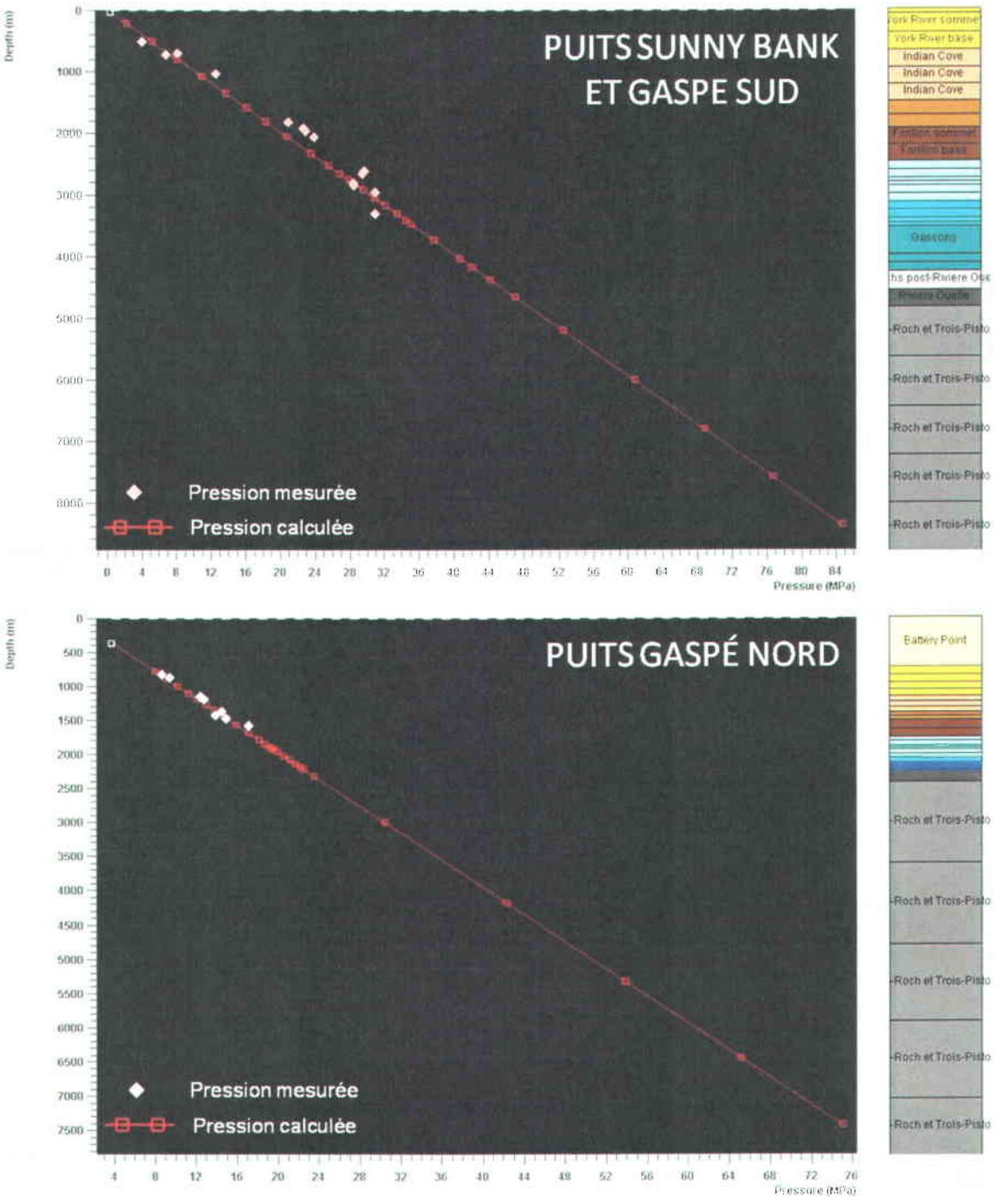


Figure 4.4 : Exemple de calibration de la pression pour le puits Sunny Bank (Gaspé Sud) et Gaspé Nord dans le cas du scénario 1.

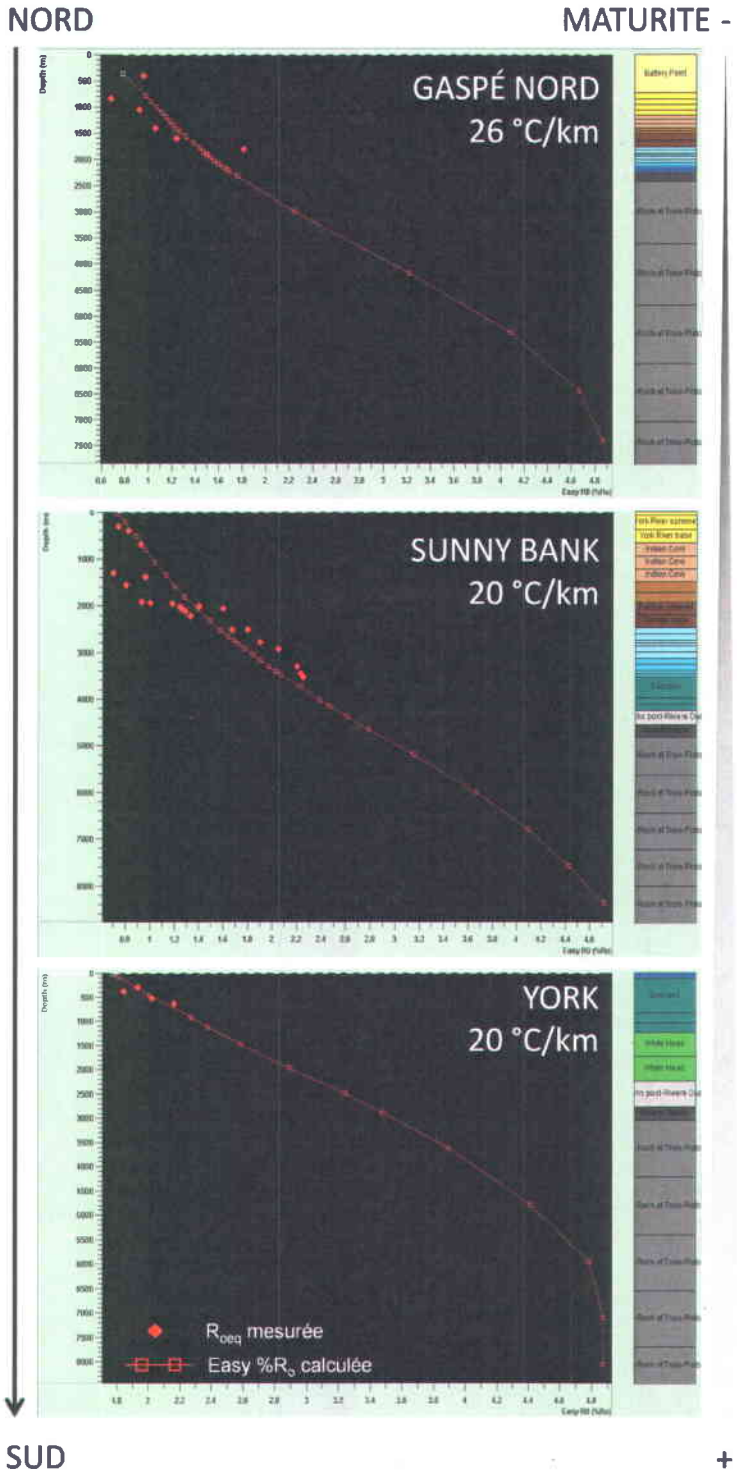


Figure 4.5 : Estimation des gradients géothermiques pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord (cas du scénario 1).

En effet, le bloc centre présente les gradients géothermiques les plus faibles et le bloc nord les valeurs les plus fortes. En considérant l'ensemble des cas possibles (A et B), les gradients varient : pour le puits Sunny Bank de 17 à 26 °C/km ; pour le puits York de 19 à 24 °C/km et pour le puits Gaspé Nord de 21 à 28 °C/km. De ce fait, ces valeurs montrent un intervalle moyen de gradients géothermiques compris entre 17 et 28 °C/km et deux tendances peuvent être dégagées : un ensemble de gradients géothermiques inférieurs à 25 °C/km et associés à une histoire thermique « froide » du bassin, et un ensemble de gradients supérieurs à 25 °C/km pouvant être relié à une histoire plus « chaude » du bassin. Ces différences de gradient entre les différents puits sont difficilement explicables. Elles pourraient être dues à l'incertitude sur les épaisseurs des formations considérées. De plus, les faibles valeurs observées pour le puits Sunny Bank sont proches des valeurs de flux de chaleur mesurés dans le même puits par Drury *et al.* (1987) égales à 3,36 ± 0,45 W/m (14,3 °C/km). Une partie de l'explication réside peut-être dans la présence d'anomalies thermiques dans la région d'étude, comme l'évoquent Bertrand et Malo (2001) ou la présence de roches volcaniques mafiques locales dans la succession étudiée. De tels phénomènes pourraient justifier les fortes valeurs de R_{oeq} estimées pour les roches de la base du puits Gaspé Nord (Bertrand et Malo, 2001).

En complément, le scénario géologique décrit par Roy (2008) a été testé ici pour le puits Sunny Bank : 1000 m pour la Formation de Malbaie, suivi de 2000 m d'érosion à la fin de l'orogenèse acadienne (Tab. 4.11 A). Les valeurs des gradients géothermiques obtenues pour chaque bloc avec ce test, proches ou supérieures à 25 °C/km, sont bien en adéquation avec les résultats obtenus par Bertrand (1987) et Bertrand et Malo (2001).

L'ensemble des gradients décrits, bien que différents selon le bloc tectonique, sont réalistes pour la région considérée et concordent avec les données reconnues pour la zone d'étude (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001).

Grâce aux gradients géothermiques déduits, il est maintenant possible de calculer la profondeur de l'*apatite partial annealing zone* (PAZ) pour les roches dévoniennes échantillonnées pour l'étude des traces de fission (Malo *et al.,* 2012) (Cf. Section 4.6). Les Tableaux 4.12 A et B montrent les profondeurs atteintes par les roches des blocs centre et nord pour les différents tests présentés ci-dessus et les profondeurs qu'elles doivent atteindre pour être en accord avec l'âge des traces de fission pour une température de surface de 15 °C. A partir de ces résultats, on peut observer qu'une grande partie des tests présentés auparavant,

Tableau 4.11 : Synthèse des gradients géothermiques estimés pour les puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord, le long de la coupe P19-P20_80-39 selon les épaisseurs définies pour la Formation de Malbaie et pour les unités carbonifères. Cas A) forte érosion acadienne et cas B) faible érosion acadienne. GG = gradient géothermique ; GN = puits Gaspé Nord ; SB = puits Sunny Bank.

A	Puits York	Puits SB	Puits GN
Épaisseur de Malbaie = 3000 m	Érosion acadienne = 4030 m		
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
4000	19	17	21
3000	19	18	23
2000	19	19	24
1000	19	19	24
Épaisseur de Malbaie = 2500 m	Érosion acadienne = 3530 m		
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
3000	20	19	27
2000	20	20	27
1000	20	20	27
Épaisseur de Malbaie = 2000 m	Érosion acadienne = 3030 m		
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
4200	21	17	22
4000	21	18	22
3500	21	19	24
3000	21	20	24
2500	21	21	25
2000	21	21	26
1000	21	22	26
Épaisseur de Malbaie = 1500 m	Érosion acadienne = 2530 m		
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
3000	22	20	26
2000	22	22	29
1000	22	24	30
Épaisseur de Malbaie = 1000 m	Érosion acadienne = 2030 m		
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
4000	24	17	23
3000	24	20	24
2000	24	23	26
1000	24	25	27
500	24	26	28

B	Puits York	Puits SB	Puits GN
Épaisseur de Malbaie = 3000 m		Érosion acadienne = 2000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
2000	19	19	24
1000	19	18,5	25
500	19	19	25
Épaisseur de Malbaie = 2500 m		Érosion acadienne = 1500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
2000	20	17	22
1700	21	17	22
1000	20	19	26
500	20	20	26
Épaisseur de Malbaie = 2500 m		Érosion acadienne = 1000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
2000	20	15	21
1700	20	16	22
1000	20	18	24
500	20	20	26
Épaisseur de Malbaie = 2000 m		Érosion acadienne = 1000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
3000	20	15	22
2000	21	17	24
1000	21	19	25
500	21	20	26
250	21	21	27
Épaisseur de Malbaie = 1500 m		Érosion acadienne = 500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	GG (°C/km)	GG (°C/km)	GG (°C/km)
2000	22	17	25
1000	22	19	26
500	22	20	27

bien que cohérents avec les données de réflectance de la vitrinite, ne sont finalement pas valides, car les profondeurs atteintes à la fin du dépôt carbonifère ne sont pas suffisantes pour enfouir suffisamment les roches sous-jacentes : dans les deux cas (forte et faible érosions acadiennes), il est nécessaire de déposer d'importantes épaisseurs d'unités carbonifères (2000 à 4000 m) pour satisfaire aux résultats des traces de fission. Les scénarios potentiellement justes, grâce à la comparaison des profondeurs, sont surlignés en jaune dans les Tableaux 4.12 A et B.

Tableau 4.12 : Profondeurs atteintes (en plein) et calculées (entre parenthèses, pour T = 100 °C) pour les roches de la Formation de Battery Point des blocs centre (puits Sunny Bank) et nord (puits Gaspé Nord), après le dépôt carbonifère selon le gradient géothermique associé au bloc tectonique (cf. Tab. 4.11). Cas A) forte érosion acadienne ; Cas B) faible érosion acadienne. GG = gradient géothermique ; GN = puits Gaspé Nord ; SB = puits Sunny Bank.

A	Puits SB	Puits GN
Épaisseur de Malbaie = 3000 m	Érosion acadienne = 4000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
4000	5480 (5000)	4310 (4050)
3000	4480 (4720)	3310 (3700)
2000	3480 (4475)	2310 (3540)
1000	2480 (4475)	1310 (3540)
Épaisseur de Malbaie = 2500 m	Érosion acadienne = 3500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
3000	4480 (4475)	3310 (3150)
2000	3480 (4250)	2310 (3150)
1000	2480 (4250)	1310 (3150)
Épaisseur de Malbaie = 2000 m	Érosion acadienne = 3000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
4200	5680 (5000)	4510 (3865)
4000	5480 (4720)	4310 (3865)
3500	4980 (4475)	3810 (3540)
3000	4480 (4250)	3310 (3540)
2500	3980 (4050)	2810 (3400)
2000	3480 (4050)	2310 (3270)
1000	2480 (3865)	1310 (3270)
Épaisseur de Malbaie = 1500 m	Érosion acadienne = 2500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
3000	4480 (4250)	3310 (3270)
2000	3480 (3865)	2310 (2930)
1000	2480 (3540)	1310 (2830)
Épaisseur de Malbaie = 1000 m	Érosion acadienne = 2000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
4000	5480 (5000)	4310 (3700)
3000	4480 (4250)	3310 (3540)
2000	3480 (3700)	2310 (3270)
1000	2480 (3400)	1310 (3150)
500	1480 (3270)	810 (3035)

B	Puits SB	Puits GN
Épaisseur de Malbaie = 3000 m	Érosion acadienne = 2000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
2000	5520 (4475)	4080 (3540)
1000	4520 (4595)	3080 (3400)
500	4025 (4475)	2580 (3400)
Épaisseur de Malbaie = 2500 m	Érosion acadienne = 1500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
2000	5520 (5000)	4080 (3865)
1700	4020 (5000)	3580 (3865)
1000	4520 (4475)	3080 (3270)
500	4020 (4250)	2580 (3270)
Épaisseur de Malbaie = 2500 m	Érosion acadienne = 1000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
2000	6020 (5665)	4820 (4050)
1700	5720 (5315)	4520 (3865)
1000	5020 (4720)	3820 (3540)
500	4520 (4250)	3320 (3270)
Épaisseur de Malbaie = 2000 m	Érosion acadienne = 1000 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
3000	6520 (5665)	5080 (3865)
2000	5520 (5000)	4080 (3540)
1000	4520 (4475)	3080 (3400)
500	4020 (4250)	2580 (3270)
250	3760 (4050)	2330 (3150)
Épaisseur de Malbaie = 1500 m	Érosion acadienne = 500 m	
Épaisseur Carbonifère (m)	profondeur (m)	profondeur (m)
2000	5520 (5000)	4080 (3400)
1000	4520 (4475)	3080 (3270)
500	4020 (4250)	2580 (3150)

Dans l'ensemble des scénarios possibles, il est nécessaire d'en choisir un nombre limité à des fins de modélisation. La section suivante décrit ces choix. À noter que le scénario géologique décrit par Roy (2008), présentant un dépôt de 1000 m de la Formation de Malbaie, 2000 m d'érosion acadienne puis 500 m de dépôts carbonifères, ne fait pas partie des scénarios plausibles considérés dans cette étude, car les roches ne présentent pas dans ce cas un enfouissement suffisant pour corroborer les âges obtenus par l'étude des traces de fission dans les roches dévoniennes.

4.7.2 – Sélection et description des scénarios géologiques modélisés

Les scénarios doivent être sélectionnés à partir des résultats de l'étude des traces de fission et des courbes de décroissance d'IH (Cf. Chapitre 3). D'une part, les traces de fission marquent la nécessité d'atteindre des profondeurs importantes avant le Permien pour les formations d'Indian Point, de York River et de Battery Point des blocs centre et nord. L'épaisseur actuelle de la Formation de Malbaie variant de 1500 à 4500 m (Tab. 4.5), plusieurs possibilités existent :

- si l'enfouissement maximal est dû au dépôt de cette formation, 1) une érosion acadienne importante impliquera le dépôt d'une forte quantité d'unités carbonifères pour que les formations échantillonnées atteignent les profondeurs minimales nécessaires, 2) une érosion acadienne faible nécessitera l'existence d'une épaisseur d'unités carbonifères plus faible que dans le premier cas (voire très faibles). Dans les deux cas, l'épaisseur de roches carbonifères doit être inférieure à la hauteur d'érosion acadienne ;

- si l'enfouissement maximal est lié aux dépôts carbonifères, 1) une forte érosion acadienne nécessitera une quantité de roches carbonifères plus importante que pour le premier scénario d'enfouissement (supérieure à la hauteur d'érosion), 2) une érosion acadienne faible nécessitera des épaisseurs moindres mais suffisantes pour atteindre des profondeurs importantes avant le Permien. Dans les deux cas, l'épaisseur de roches carbonifères doit être supérieure à la hauteur d'érosion acadienne pour que l'enfouissement maximal soit bien carbonifère.

D'autre part, les calculs tirés des courbes de décroissance d'IH indiquent une hauteur d'érosion minimale de 4500 m pour les érosions acadienne et alléghanienne dans les blocs nord et centre. La sédimentation étant considérée uniforme dans les blocs centre et sud, cette hauteur d'érosion devrait également se retrouver dans le bloc sud. Cependant, les mouvements verticaux importants imposés par la simplification de la coupe (voir Section 4.4.2) au niveau de ce bloc impliquent une érosion supérieure à 4500 m. De plus, dans le cas du bloc nord, l'enfouissement moindre des roches lié aux plus faibles épaisseurs des formations amène implicitement à une degré de maturité des roches mères siluro-dévoniennes moins élevé que dans les deux autres blocs. Ainsi, la différence de maturation entre un enfouissement maximal dévonien et un enfouissement maximal carbonifère dans le bloc nord sera assez significative pour que l'épaisseur des unités carbonifères puisse être ajustée. Pour que cet ajustement soit possible, Il faut considérer que l'érosion évoquée de 4500 m (liée à la maturation des roches)

intervient après le dépôt carbonifère (érosion alléghanienne) et non avant. Cet ajustement des épaisseurs des roches carbonifères sur le bloc nord reste une hypothèse de travail.

L'ensemble de ces paramètres permet de restreindre le nombre de scénarios à tester. Finalement les scénarios sélectionnés diffèreront par :

- l'épaisseur de la Formation de Malbaie (2000 ou 2500 m), pour tester son impact sur la génération et l'expulsion des hydrocarbures ;

- la hauteur d'érosion acadienne, pour laquelle des valeurs de 3000 m et 1000 m dans le bloc centre ont été retenues respectivement pour tester une forte et une faible érosion. En raison des déplacements relatifs verticaux entre les différents blocs, les hauteurs érodées seront supérieures dans le bloc sud et inférieures dans le bloc nord par rapport au bloc centre.

- la quantité de roches carbonifères déposées, afin de valider les résultats des traces de fission dans les blocs centre et nord. L'érosion totale (acadienne + alléghanienne) dans le bloc nord sera de 4500 m, tandis que dans les autres blocs, elle pourra être supérieure.

Ainsi, les deux hypothèses d'enfouissement maximal seront modélisées par trois scénarios : un pour l'enfouissement maximal syn-Malbaie et deux pour l'enfouissement maximal syn-Carbonifère (Fig. 4.6).

Un seul scénario est envisagé pour l'enfouissement maximal à la fin du dépôt de la Formation de Malbaie car peu de scénarios, selon le Tableau 4.12, montrent des profondeurs compatibles avec les profondeurs estimées pour les roches siluro-dévoniennes échantillonnées pour l'étude des traces de fission (Malo *et al.,* 2012). Ce scénario est le suivant :

Scénario 1 (Sc1) : 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 500 m de dépôts carbonifères ;

Le scénario 1 présente 500 m de roches carbonifères, ce qui est comparable à l'épaisseur estimée par Roy (2008). Cette épaisseur est faible en raison de l'épaisseur importante des roches de la Formation de Malbaie et de la faible hauteur d'érosion durant la Carbonifère.

Les deux scénarios présentés pour l'enfouissement maximal durant le Carbonifère sont :

Scénario 2 (Sc2) : 2000 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 3000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 4200 m de dépôts carbonifères ;

L'épaisseur des unités carbonifères est le fait de l'érosion totale post-carbonifère de 4500 m dans le bloc nord. Cette valeur est donc la limite supérieure d'épaisseur de roches carbonifères à considérer. Elle peut paraître importante, mais elle est nécessaire pour rendre compte de la décroissance de l'IH dans le cas d'une maturation syn-Carbonifère.

Scénario 3 (Sc3) : 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 1700 m de dépôts carbonifères ;

En raison de la faible hauteur d'érosion considérée pour la phase acadienne, l'épaisseur de l'unité carbonifère est définie comme moins importante que pour le deuxième scénario.

Une synthèse de ces scénarios est proposée dans le Tableau 4.13, complétée par les gradients géothermiques associés aux puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord. La différence non négligeable des valeurs des gradients géothermiques associés à chaque bloc tectonique, ainsi que la discussion menée sur les gradients géothermiques dans la Section 4.7.1 laissent apparaître la nécessité de tester l'impact des différents gradients géothermiques sur les quantités d'hydrocarbures générés et expulsés au cours du temps et pour chaque puits. De ce fait, des simulations seront menées pour des gradients compris entre 15 et 20 °C/km, 20 et 26 °C/km et 30 °C/km, selon les puits et le scénario.

Tableau 4.13 : Récapitulatif des scénarios sélectionnés pour les modélisations. GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank.

N° de scénario	Enfouissement maximal	Épaisseur Malbaie	Hauteur Érosion acadienne	Épaisseur Carbonifère	Gradient géothermique York-SB-GN
		m	m	m	°C/km
1	Syn-Dévonien	2500	1000	500	20-20-26(-30)
2	Syn-Carbonifère	2000	3000	4200	21-17-22(-30)
3	Syn-Carbonifère	2500	1000	1700	20-16-22(-30)

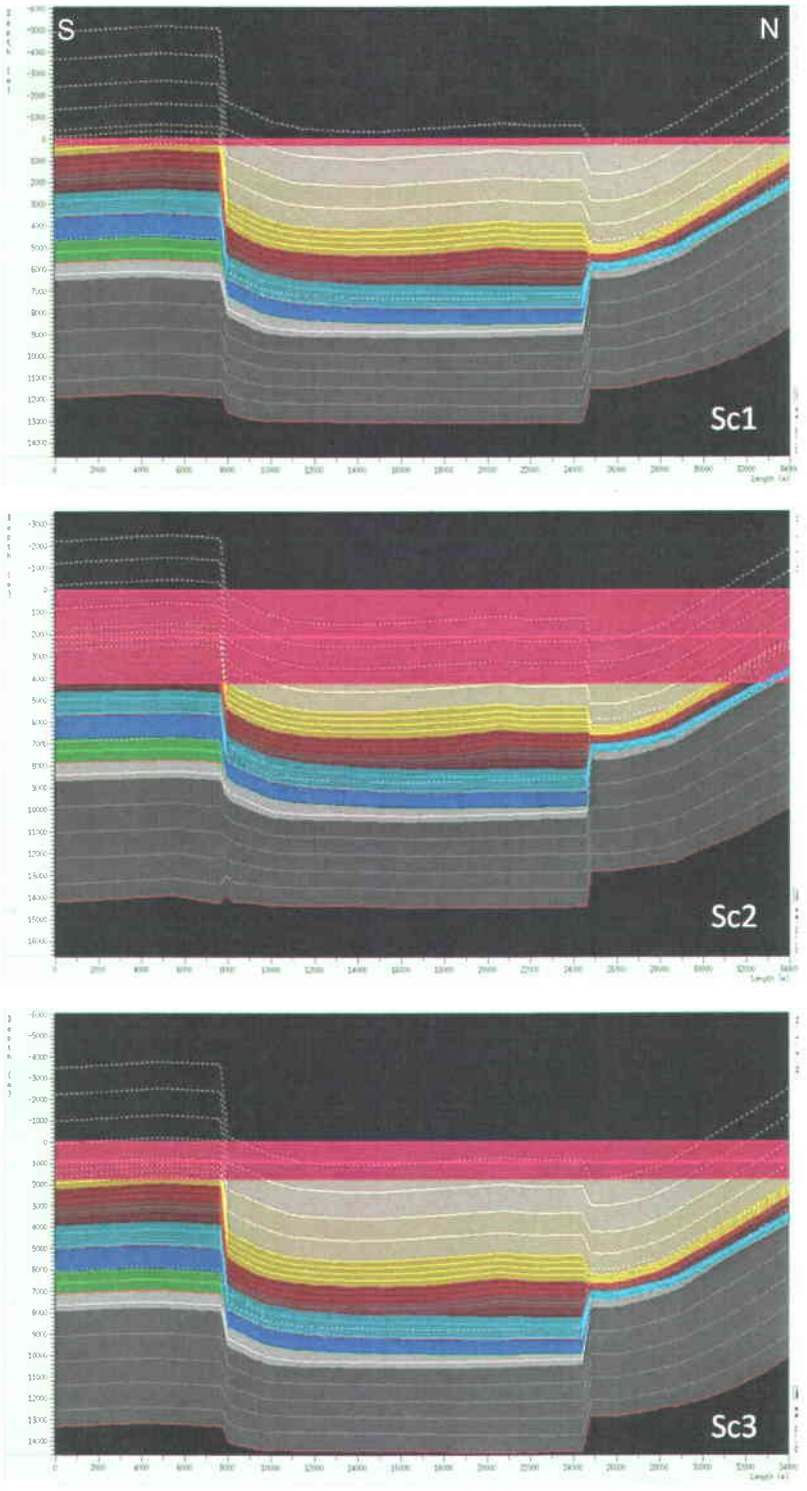


Figure 4.6 : Comparaison des scénarios 1, 2 et 3 à la fin des dépôts carbonifères pour la coupe P19-P20_80-39. La géométrie liée à la discordance acadienne est visible. Le trait rouge rappelle la géométrie actuelle de la coupe et indique les mouvements et l'érosion conséquents à l'orogenèse alléghanienne.

4.8 – Modélisation numérique de la coupe P19-P20_80-39 : enfouissement et génération, expulsion, migration des hydrocarbures

4.8.1 – Maturité des roches mères et enfouissement

Dans ce paragraphe, la maturité des roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes sera décrite par l'évolution des taux de transformation (TR) respectifs de ces roches à travers le temps. Ce paramètre permet de déterminer la fenêtre d'âge au cours de laquelle s'effectue la genèse des hydrocarbures. En effet, un parallèle peut être établi entre la variation des TR et l'histoire d'enfouissement des roches. Les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes seront une fois de plus associées respectivement aux formations de Rivière Ouelle et de Forillon (Cf. Chapitre 3). Pour chaque scénario d'enfouissement, les blocs tectoniques (et puits associés) et les gradients géothermiques seront distingués.

A - Scénario 1 (2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 500 m de dépôts carbonifères)

La Figure 4.7 présente la variation du TR associé aux deux roches mères en fonction du temps pour les puits York (bloc sud), Sunny Bank (bloc centre) et Gaspé Nord (bloc nord).

Pour les roches du bloc sud, la transformation du kérogène en hydrocarbures de la Formation de Rivière Ouelle débute entre 443 Ma (pour 30 °C/km) et 423 Ma (pour 20 °C/km), tandis que celle de la Formation de Forillon débute 35 Ma plus tard (408-406 Ma). Cette différence peut être expliquée par l'enfouissement respectif des roches : les courbes d'enfouissement présentées rendent compte d'un enfouissement plus important de la Formation de Rivière Ouelle par le dépôt du Groupe de Matapédia (sommet à 437 Ma) qui a permis d'atteindre les 2200-2500 m nécessaires après l'érosion taconienne. Par la suite, le taux de transformation du Rivière Ouelle augmente grâce au dépôt successif des formations siluriennes et dévoniennes, sans être stoppée par l'érosion salinienne trop peu importante. Le taux de transformation de la Formation de Forillon augmente essentiellement lors du dépôt du Groupe des Grès de Gaspé, dont l'épaisseur est de près de 5000 m. Pour la roche mère cambro-ordovicienne et les trois gradients géothermiques considérés, le TR maximal est quasiment atteint entre les dépôts des formations de Battery Point (26-30 °C/km) et de Malbaie (392 Ma). Pour la roche mère siluro-dévonienne, le TR maximal est atteint à la fin du dépôt du Malbaie.

Enfin, la comparaison des courbes de gradients géothermiques extrêmes, 30 et 20 °C/km, montre une différence de 9 Ma (respectivement 418 et 409 Ma) pour atteindre pour l'huile un même TR, par exemple TR = 50 %.

Les roches mères du bloc centre montrent une augmentation initiale du TR moins rapide que dans le bloc sud. En effet, l'enfouissement de la Formation de Rivière Ouelle est moins important que dans le bloc sud à cause de l'absence du Groupe de Matapédia et de l'érosion taconienne. Dans le bloc centre, l'érosion consécutive à la phase salinienne présente une importance notoire et ne permet l'enfouissement significatif de la roche mère qu'à partir du dépôt du Groupe de Chaleurs (415 Ma, gradient géothermique 26 °C/km, 412 Ma pour le gradient 20 °C/km), et plus particulièrement durant le dépôt des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé. La roche mère siluro-dévonienne subit un enfouissement parallèle au bloc sud, amenant l'initiation de la transformation du kérogène par le dépôt du Groupe des Grès de Gaspé (408 et 404 Ma pour les gradients géothermiques 30-26 et 20 °C/km respectivement). Pour la Formation de Rivière Ouelle, le TR maximal est atteint à 392 Ma (30 °C/km), 342 Ma (26 °C/km) et l'Actuel (20 °C/km), mais pour les deux derniers gradients géothermiques, cette valeur était déjà quasiment atteinte à la fin du dépôt de la Formation de Malbaie (392 Ma). Pour la Formation de Forillon, le TR maximal est atteint à l'Actuel, mais était déjà approché à la fin de l'orogenèse acadienne (342 Ma). Enfin, pour atteindre 50 % de la quantité d'huile totale, une différence de 4 Ma est observée entre les gradients géothermiques 30 et 20 °C/km (respectivement 409 et 405 Ma).

Dans le bloc nord, l'enfouissement des deux roches mères est parallèle et presque simultané. En effet, l'épaisseur des roches étant inférieure à celle des autres blocs, l'absence du Groupe de Matapédia, ainsi que les érosions taconienne et salinienne jouent un rôle majeur dans le retard de maturation de la roche mère cambro-ordovicienne. L'érosion taconienne a eu pour conséquence la remontée de la Formation de Rivière Ouelle à 415 m de profondeur, qui n'a pu être que peu enfouie par les dépôts suivants (Fig. 4.3-D). Une partie de la formation a ensuite été érodée lors de l'orogenèse salienne après avoir été amenée à la surface (Fig. 4.3-I). Ainsi, l'augmentation du niveau de maturité du kérogène cambro-ordovicien n'a débuté qu'à la suite du dépôt de la Formation de Battery Point (404 Ma et 399 Ma pour les trois gradients géothermiques déterminés). Il en est de même pour le kérogène siluro-dévonien, dont la transformation débute légèrement plus tard (400-399 Ma). Pour les deux formations et les trois, gradients, le TR maximal est atteint à l'Actuel mais il est à une valeur proche à 342 Ma. Enfin, la génération de 50 % d'huile (TR = 50 %) est différée de 5 Ma entre les courbes extrêmes de gradients géothermiques (398 Ma pour 30 °C/km et 393 Ma pour 20 °C/km).

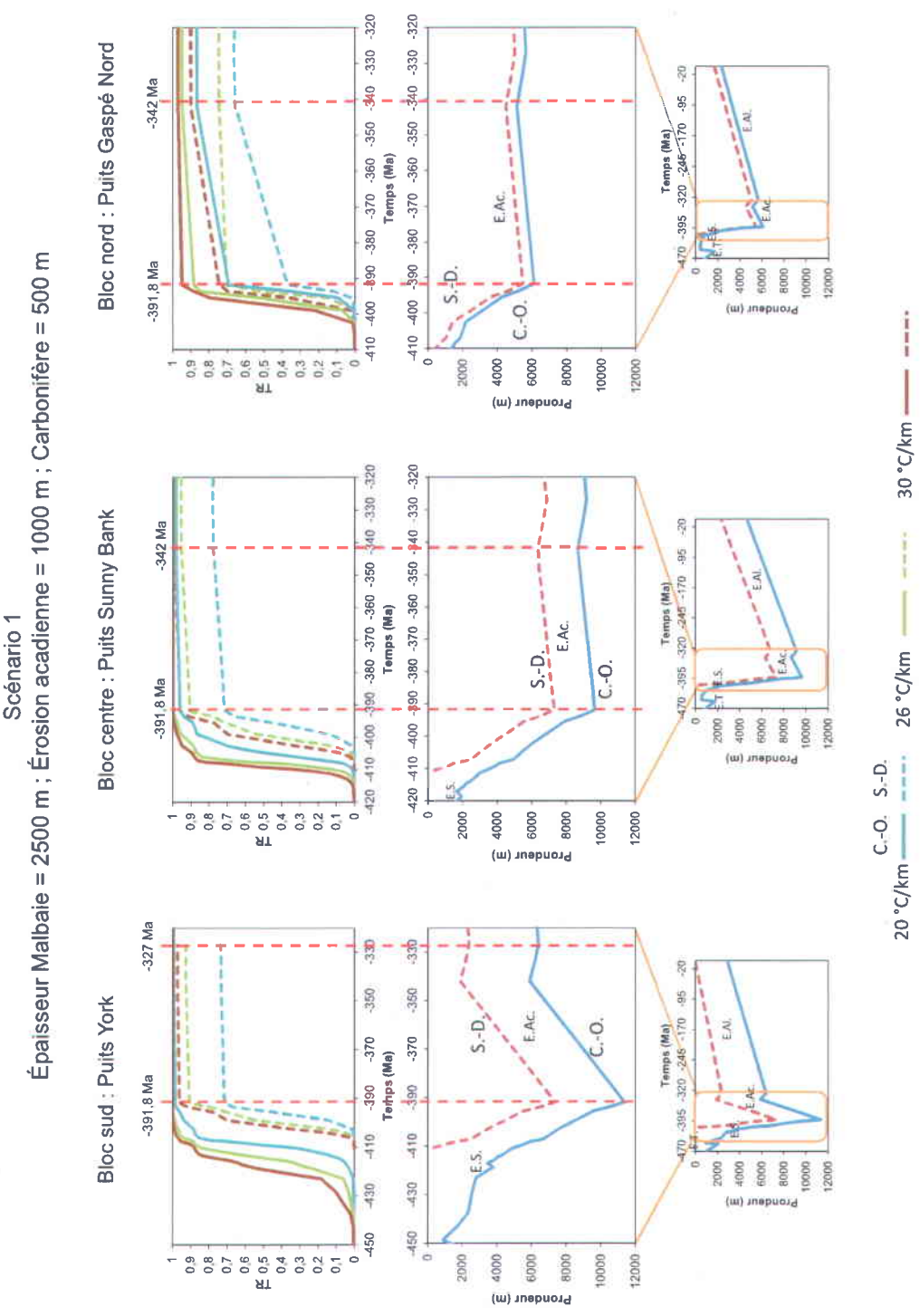


Figure 4.7 : Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York (A), Sunny Bank (B) et Gaspé Nord (C) dans le cas du scénario 1. C.-O. = Cambro-Ordovicien ; S.-D. = Siluro-Dévonien ; D.A. = discordance acadienne ; D.S. = Discordance salinienne ; D.T. = discordance taconienne.

B – Scénario 2 (2000 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 3000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 4200 m de dépôts carbonifères)

La similitude entre les évolutions des TR et des enfouissements à travers le temps dans les scénarios 1 et 2 pour les roches du bloc sud (Fig. 4.8) est incontestable. En effet, l'essentiel de la génération d'hydrocarbures s'effectue avant le dépôt du Carbonifère dans ce bloc. Ceci est dû à une exhumation et une érosion acadienne trop importantes pour permettre un enfouissement maximal syn-Carbonifère. Le TR maximal de la roche mère cambro-ordovicienne est atteint entre 396 et 392 Ma pour les deux gradients géothermiques extrêmes. Le TR maximal du kérogène de la Formation de Forillon est atteint à 342 Ma, tous gradients confondus. Enfin, les gradients géothermiques extrêmes montrent une différence de 12 Ma (420 Ma pour 30 °C/km et 408 Ma pour 17 °C/km) pour générer la moitié de la quantité d'huile totale.

Malgré un enfouissement maximal durant le Carbonifère, les roches mères du bloc centre montrent les mêmes âges de début de transformation du kérogène en hydrocarbures que dans le premier scénario (417-410 Ma pour la Formation de Rivière Ouelle ; 408-404 Ma pour la Formation de Forillon selon les gradients géothermiques ; Fig. 4.8). La seule différence qui semble apparaître tient aux tests de deux gradients géothermiques inférieurs pour ce scénario. Pour la roche mère cambro-ordovicienne, le TR maximal est atteint entre le dépôt du Malbaie (392 Ma, gradient 30 °C/km) et celui des roches carbonifères (327 Ma, gradient 25 °C/km). Il est cependant important de noter que pour l'ensemble des gradients géothermiques le craquage des kérogènes est bien avancé à la fin du dépôt de Malbaie (392 Ma). Pour un TR de 50 %, il apparaît un retard de 8 Ma entre les gradients géothermiques 30 et 17 °C/km (409 Ma-401 Ma).

Comme dans le cas du scénario 1, les roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes du bloc nord, moins matures, sont caractérisées par un enfouissement et un début de transformation des kérogènes en hydrocarbures presque simultanés, entre 404 et 399 Ma (Fig. 4.8). Pour les deux roches mères, les TR deviennent, tous gradients confondus, maximaux à l'Actuel avec cependant pour les plus forts gradients une valeur approchant du TR maximal à 327 Ma. Ainsi, pour les plus forts gradients une faible augmentation est notée entre 327 Ma et l'Actuel, alors que pour le plus faible (17 °C/km) l'augmentation est notable. Ces résultats permettent de rendre compte de l'importance de considérer une quantité importante de roches post-dévoniennes amenant l'enfouissement maximal syn-Carbonifère. De plus, l'étude des gradients montre une différence plus importante que précédemment pour la génération de la quantité d'huile totale. En effet, TR 50 % est atteint à 397 Ma (30 °C/km) et 335 Ma (17 °C/km).

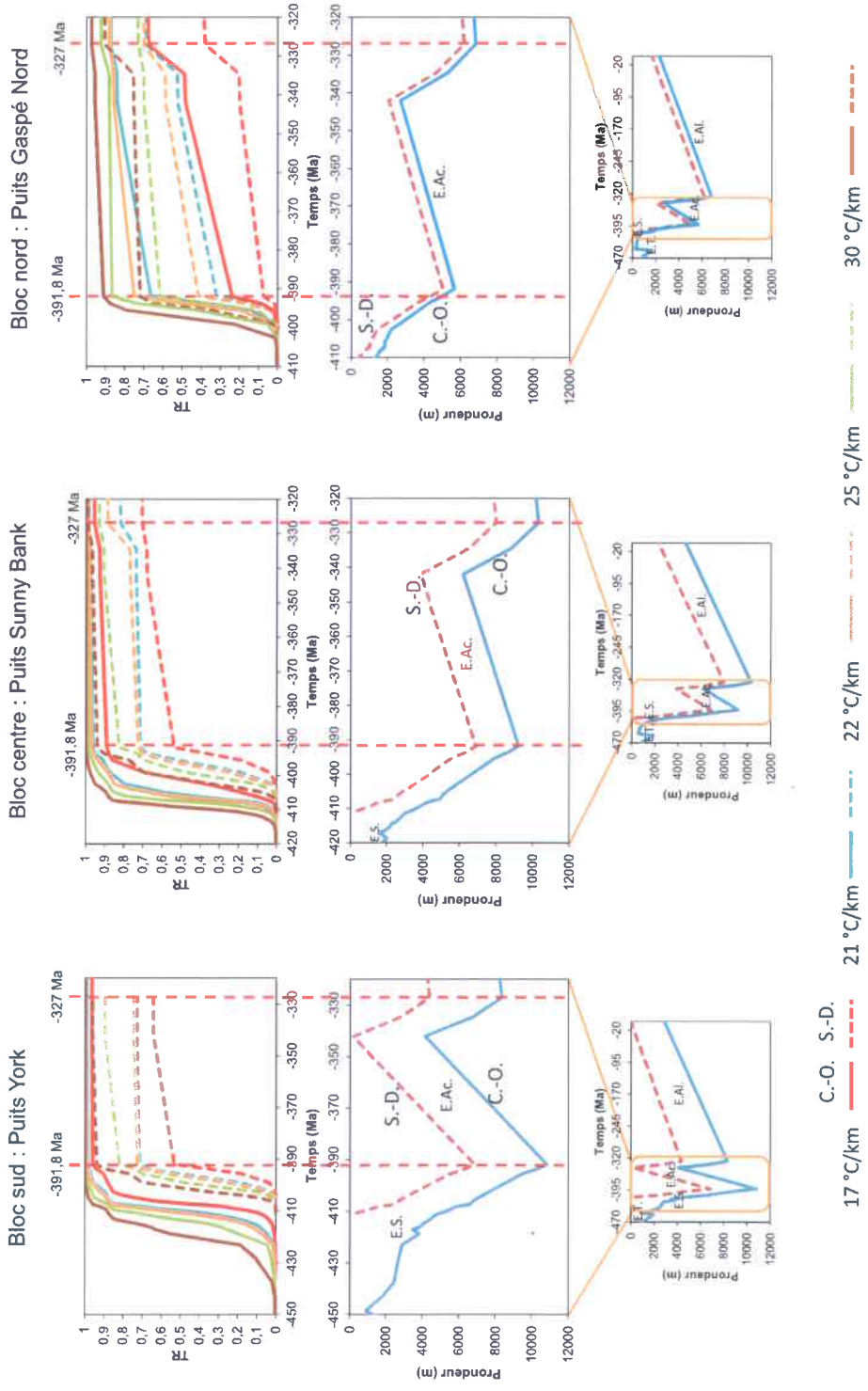


Figure 4.8 : Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York (A), Sunny Bank (B) et Gaspé Nord (C) dans le cas du scénario 2. C.-O. = Cambro-Ordovicien ; S.-D. = Siluro-Dévonien ; D.A. = discordance acadienne ; D.S. = Discordance salinienne ; D.T. = discordance taconienne.

C - Scénario 3 (2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 1700 m de dépôts carbonifères)

Comme pour les deux premiers scénarios, et pour les mêmes raisons qu'évoquées dans la Section 4.8.1-B (scénario 2), l'enfouissement des roches du bloc sud atteint son maximum lors du dépôt de la Formation de Malbaie (Fig. 4.9). Dans le cas des roches mères cambro-ordoviciennes, les gradients géothermiques montrent une différence dans le début d'augmentation de la maturité d'environ 25 Ma, mais dans tous les cas le TR maximal des roches mères est atteint à la fin du de l'érosion post-acadienne (342 Ma), avec cependant des valeurs approchantes dès le dépôt de la Formation de Malbaie (394 Ma) pour les gradients 22, 25 et 30 °C/km. La maturation des roches mères siluro-dévoniennes, quant à elle, est différée de 5 Ma entre les gradients géothermiques 16 et 30 °C/km et le TR maximal est également atteint à 342 Ma. Cependant, pour les gradients les plus forts (25 et 30 °C/km), la valeur du TR est proche du maximal dès 392 Ma. Enfin, une différence de 10 Ma apparaît pour la génération de la moitié de l'huile totale entre les gradients 30 °C/km (418 Ma) et 16 °C/km (408 Ma).

L'évolution du TR dans le bloc centre est similaire à celle des deux autres scénarios, avec des maturations différées de 7 Ma entre les Formations de Rivière Ouelle et de Forillon (Fig. 4.9). Le TR du kérogène cambro-ordovicien approche de son maximum à 392 Ma, et l'atteint à l'Actuel pour les trois gradients géothermiques les plus faibles. Pour la roche mère siluro-dévonienne, la valeur maximale du TR est atteinte à l'Actuel. De plus, un écart de 8 Ma existe entre les gradients géothermiques extrêmes (409 Ma pour 30 °C/km et 400 Ma pour 16 °C/km) pour atteindre un TR de 50 % pour la génération d'huile.

Dans le bloc nord, l'évolution des TR avec le temps est similaire pour les deux roches mères, comme c'est le cas dans les deux autres scénarios (Fig. 4.9). Dans le cas de la Formation de Rivière Ouelle, le TR est pratiquement maximal à 327 Ma. Les gradients géothermiques les plus élevés (20 à 30 °C/km) amènent une génération importante avant 392 Ma, alors que pour le gradient le plus faible (16 °C/km), l'augmentation est importante jusqu'à 327 Ma. Pour la roche mère siluro-dévonienne, le TR maximal est atteint à l'Actuel et une augmentation importante de ce paramètre est observée entre 392 et 327 Ma. L'importance des roches carbonifères est ainsi observée pour ces gradients les plus faibles. Enfin, à l'instar du scénario 2, il apparaît une différence importante dans la chronologie de la génération d'huile dans ce bloc et ce scénario car la moitié de la quantité totale d'huile (TR = 50 %) est observée à 397 Ma pour 30 °C/km et 375 Ma pour 16 °C/km.

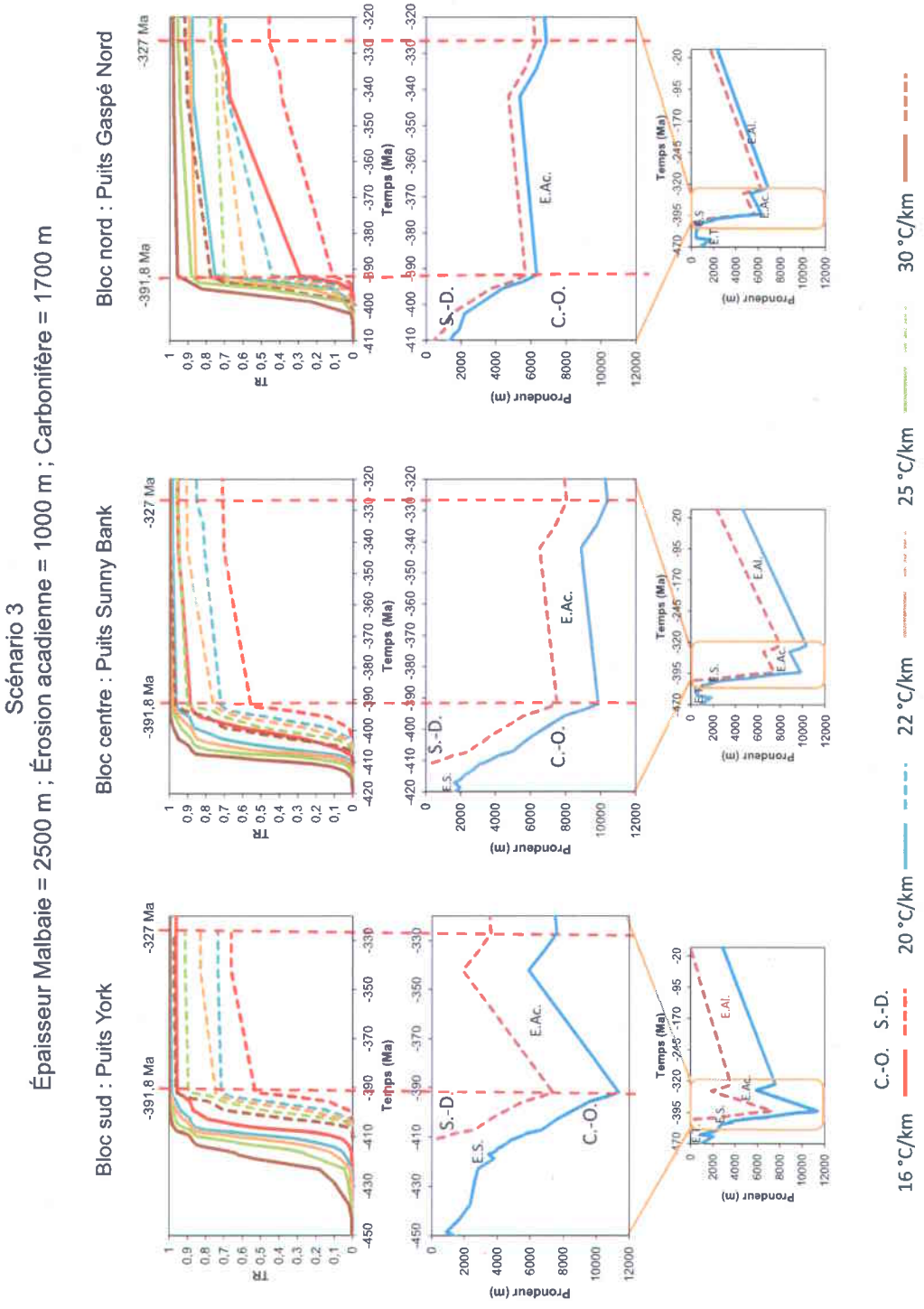


Figure 4.9 : Évolution au cours du temps des taux de transformation (TR) et de l'enfouissement pour les puits York (A), Sunny Bank (B) et Gaspé Nord (C) dans le cas du scénario 3. C.-O. = Cambro-Ordovicien ; S.-D. = Siluro-Dévonien ; D.A. = discordance acadienne ; D.S. = Discordance salinienne ; D.T. = discordance taconienne.

D – Synthèse

D'après l'observation de l'évolution de la maturité des deux roches mères en fonction du temps et des gradients géothermiques, il peut être conclu que :

- quel que soit le scénario, le bloc sud (puits York) ne connaît qu'un enfouissement maximal syn-Malbaie, car les mouvements d'exhumation et l'érosion acadienne sont trop importants pour envisager la possibilité d'un enfouissement maximal durant le Carbonifère. En sus, l'augmentation du TR pour les roches mères cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne présentent toujours le même décalage de 30 à 40 Ma, et ce, quel que soit le cas de figure étudié (scénarios 1, 2 et 3). Enfin l'impact des gradients géothermiques sur l'augmentation du TR est moindre dans le cas de la Formation de Rivière Ouelle (valeur maximale quasiment atteinte à 392 Ma) que dans le cas de la Formation de Forillon (TR maximal à l'Actuel) ;

- quel que soit le scénario (enfouissement maximal dévonien ou carbonifère), les roches mères présentes au niveau du puits Sunny Bank (bloc centre) atteignent un niveau de maturité important dès le dépôt de la Formation de Malbaie. En moyenne 7 Ma séparent la maturation des roches mères cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne. La transformation du kérogène de la Formation de Rivière Ouelle est plus rapide pour les gradients géothermiques les plus élevés, qui permettent d'accéder à une valeur de TR presque maximale entre 392 et 327 Ma. Pour les gradients les plus faibles (16-17 °C/km) et dans le cas de la Formation de Forillon, le TR est maximal à l'Actuel ;

- dans le bloc nord, la maturation des formations de Rivière Ouelle et de Forillon s'effectue presque simultanément, en raison d'un enfouissement faible de la première formation entre l'Ordovicien et le Silurien. Pour ces deux roches mères et pour les gradients géothermiques les plus élevés, une augmentation importante du TR est observée avant 392 Ma, tandis que pour les gradients inférieurs, elle est notée jusqu'à 327 Ma. De plus, la maturation de la Formation de Forillon dans le bloc nord requiert, dans le cas du scénario 2, une épaisseur importante pour les unités carbonifères, en particulier pour le gradient géothermique le plus faible (17 °C/km). Cette épaisseur semble donc acceptable, alors qu'à première vue, elle pouvait paraître exagérée ;

- pour l'ensemble des roches mères, des scénarios et des gradients géothermiques, l'augmentation du TR est significative avant 392 Ma, excepté dans les cas du bloc nord et des gradients les plus faibles pour lesquels les valeurs importantes de TR sont atteintes entre 342 à 327 Ma.

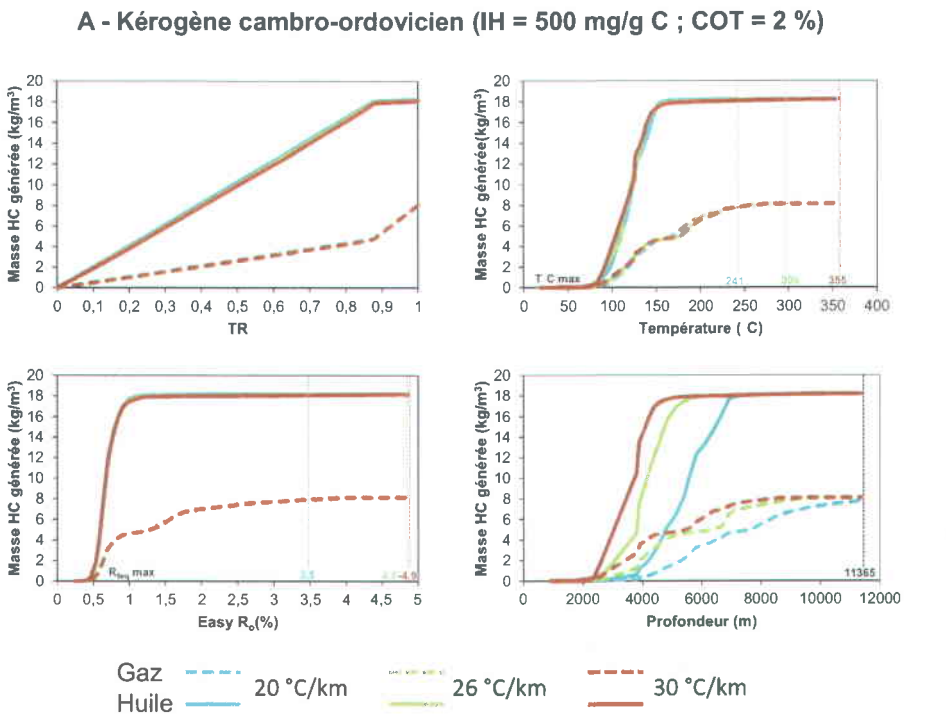
La comparaison des courbes de génération liées aux gradients géothermiques extrêmes (différence de 10 à 14 °C/km) montre 1) dans le cas des blocs sud et centre, une différence de chronologie d'environ 10 Ma pour un même TR de 50 % et 2) dans le cas du bloc nord et des gradients les plus faibles, une différence pouvant atteindre 40 Ma (scénario 2).

Ainsi, dans chacun des scénarios, l'enfouissement est suffisant pour une génération importante d'hydrocarbures (TR jusqu'à 1). Il semble donc maintenant intéressant de discuter des quantités générés et des âges de génération de ces hydrocarbures.

4.8.2 – Génération des hydrocarbures

A – Démarche

Cette partie doit permettre d'identifier la/les roche(s) mère(s) qui génère(nt) les hydrocarbures du Nord-Est de la Gaspésie, et de déterminer en quelle quantité et avec quelle chronologie. Les résultats concernant les masses d'hydrocarbures générés présentées dans la suite de ce chapitre sont exprimées en kg d'hydrocarbures par m^3 de roches mères. Afin d'assurer la validité de chaque résultat, une démarche systématique a été suivie, consistant à vérifier que la genèse des hydrocarbures se situe bien dans les fenêtres de TR, de R_o (Easy $\%R_o$ dans Temis Suite) et de températures qui s'accordent avec les données connues de la littérature (Pepper et Corvi, 1995b). Les profondeurs associées à la génération des hydrocarbures ont également été déterminées. A titre d'exemple, la masse d'hydrocarbures générés a été représentée en fonction de chacun des paramètres, dans le cas des deux roches mères, pour les scénarios 1 (Puits York ; Fig. 4.10-A) et 2 (Puits Sunny Bank ; Fig. 4.10-B). À fins d'illustration, seuls les cas impliquant les valeurs maximales des différents paramètres considérés sont présentés à la Figure 4.10. Les roches moins matures montrent des résultats graphiques équivalents à ceux présentés, mais caractérisés par des valeurs de TR, de Easy $\%R_o$ et de température plus faibles. De plus, pour ces trois paramètres, les valeurs maximales associées aux différents gradients géothermiques sont indiquées. Enfin, les différentes fenêtres de génération à partir des kérogènes cambro-ordovicien et siluro-dévonien pour les fractions distinctes d'huile et de gaz sont résumées dans le Tableau 4.14. Les limites des fractions HC1 (fractions huile et gaz formées via le craquage primaire du kérogène) et gaz tardif (fraction issue



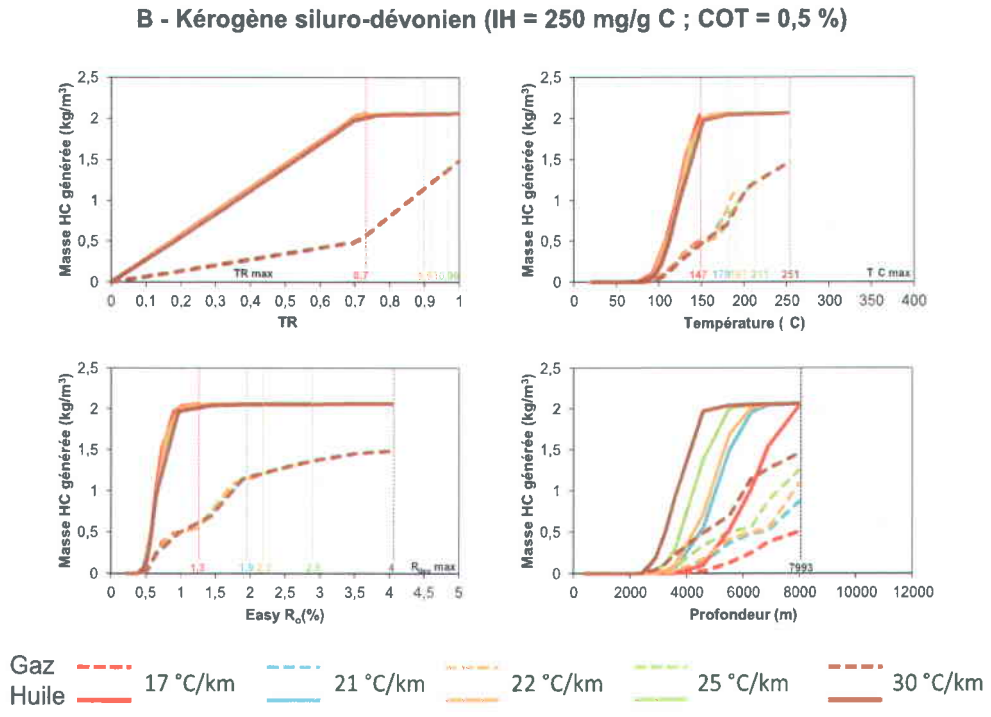


Figure 4.10 : Fenêtres de génération d'hydrocarbures en fonction des paramètres TR, Easy %R_o, température et profondeur atteints à titre d'exemple A) dans le puits York pour la roche mère cambro-ordovicienne et le scénario 1, et B) dans le puits Sunny Bank pour la roche mère siluro-dévonienne et le scénario 2.

du craquage ultime du kérogène uniquement) pour le TR dans le cas des deux roches mères sont liées aux schémas cinétiques définis auparavant (voir Section 4.3.2). Ainsi le gaz tardif est généré précocement dans le cas de la roche mère siluro-dévonienne (TR = 0,71 *vs* 0,88 pour la roche mère cambro-ordovicienne). Pour la réflectance de la vitrinite, les HC1 sont générés entre 0,5 et 1,1 % de R_o et le gaz tardif au-delà de 1,1 %. Quant aux températures, la formation des de ces hydrocarbures s'effectue entre 70 et 157 °C et celle de la fraction gaz tardif au-delà. Ces valeurs concordent avec les valeurs estimées par Pepper et Corvi (1995a et b). Les fenêtres de profondeurs proposées dans le Tableau 4.14 dépendent des gradients géothermiques considérés (17 et 30 °C/km ici) et sont, de ce fait, larges. Par exemple, pour le gradient le plus fort (30 °C/km) la génération de gaz tardif débute vers 5000 m de profondeur, mais il faut atteindre 8000 m dans le cas d'un gradient géothermique de 17 °C/km (Fig. 4.10-B).

Dans ces conditions, et selon le bloc tectonique pris en compte, les roches mères n'ont pas eu la même possibilité de générer la fraction gaz tardif, notamment si elles n'ont pu être suffisamment enfouies et chauffées. C'est le cas pour les deux roches mères présentes dans le bloc nord : pour la roche mère cambro-ordoviciennes, spécialement pour les gradients géothermiques les plus faibles (< 20 °C/km), et pour la roche mère siluro-dévonienne, pour les gradients inférieurs à 22 °C/km. Pour les blocs centre et sud, pas ou peu de gaz tardif est généré par la roche mère siluro-dévonienne si le gradient géothermique considéré est inférieur à 20 °C/km. De ce fait, le potentiel en gaz sera principalement d'origine cambro-ordovicienne.

Tableau 4.14 : Synthèse des fenêtres de genèse d'hydrocarbures pour les paramètres TR, R_o, température et profondeur pour les deux roches mères. C.-O. = Cambro-Ordovicien ; S.-D. = Siluro-Dévonien ; HC1 = Hydrocarbures 1 (huile et gaz précoce). Les intervalles indiqués pour les profondeurs dépendent des gradients géothermiques 17 et 30 °C/km.

Fraction	TR – C.-O.	TR – S.-D.	Easy $\%R_o$ %	Températures °C	Profondeur M
HC1	< 0,88	< 0,71	0,5 - 1,1	80 – 157	2400 à 3600 – 5000 à 8000
Gaz tardif	> 0,88	> 0,71	> 1,1	> 157	> 5000 à 8000

B – Génération à partir de la roche mère cambro-ordovicienne

Cette partie rend compte, pour chaque puits et chaque scénario, des quantités d'hydrocarbures (huile, gaz et gaz tardif) générés, et de la chronologie (âges de début et de fin) de génération en fonction des gradients géothermiques (Fig. 4.11). Les fenêtres d'âges sont déterminées à partir des corrélations entre les valeurs des TR, Easy $\%R_o$, températures et profondeurs discutées dans la section A. Pour les scénarios 2 et 3, ces chronologies de génération sont uniquement décrites pour des gradients géothermiques choisis, à savoir le plus faible et le plus fort, ainsi qu'un gradient intermédiaire (16/17 ; 22/25 ; 30 °C/km) : ceux-ci indiquent les valeurs minimales et maximales en terme de masses d'hydrocarbures générés et d'âges de génération. Les fenêtres d'âges de génération issues des gradients géothermiques intermédiaires sont encadrées par celles issues des gradients extrêmes. La Figure 4.11 propose également l'âge associé à un taux de transformation des kérogènes (TR) égal à 50 %, qui est caractéristique de l'âge à partir duquel au moins la moitié de la masse totale d'hydrocarbures a été générée.

On observe, au niveau du puits York (bloc sud) et pour les trois scénarios, des quantités maximales d'hydrocarbures équivalentes, égales à 18 et 8 kg/m^3 de roche, respectivement pour l'huile et le gaz (précoce et tardif), pour les gradients géothermiques supérieurs à 20 °C/km. Pour un même gradient géothermique, la chronologie de génération est grossièrement équivalente pour tous les scénarios. Ce fait s'explique par un enfouissement syn-Malbaie commun aux scénarios 1, 2 et 3 pour les roches de ce bloc (cf. section 4.8.1). Ainsi, la moitié de la quantité totale d'hydrocarbures est formée entre 419 et 406 Ma, selon le gradient géothermique. De plus la quantité maximale d'huile et de gaz précoce (respectivement 18 et 4,7 kg/m^3) était pratiquement atteinte entre 406 et 411 Ma pour les gradients géothermiques les plus élevés (22 à 30 °C/km) et entre 404 et 399 Ma pour les gradients inférieurs. La fraction gaz tardif apparaît alors pour les mêmes âges et sa quantité devient stable (masse maximale de 3,35 kg/m^3) entre le dépôt de la Formation de Battery Point (394 Ma, gradient géothermique 26 et 30 °C/km, scénario 1 ; Fig. 4.11) et 342 Ma (gradients 16 et 17 °C/km, scénarios 2 et 3). Ainsi, pour les gradients extrêmes, les résultats indiquent une génération maximale d'hydrocarbures primaires (huile et gaz précoce) durant les dépôts des formations du Groupe de Chaleurs à celles du Groupe des Grès de Gaspé (dépendamment des gradients géothermiques considérés) et le craquage du kérogène en gaz tardif à partir du dépôt d'Indian Cove (gradient

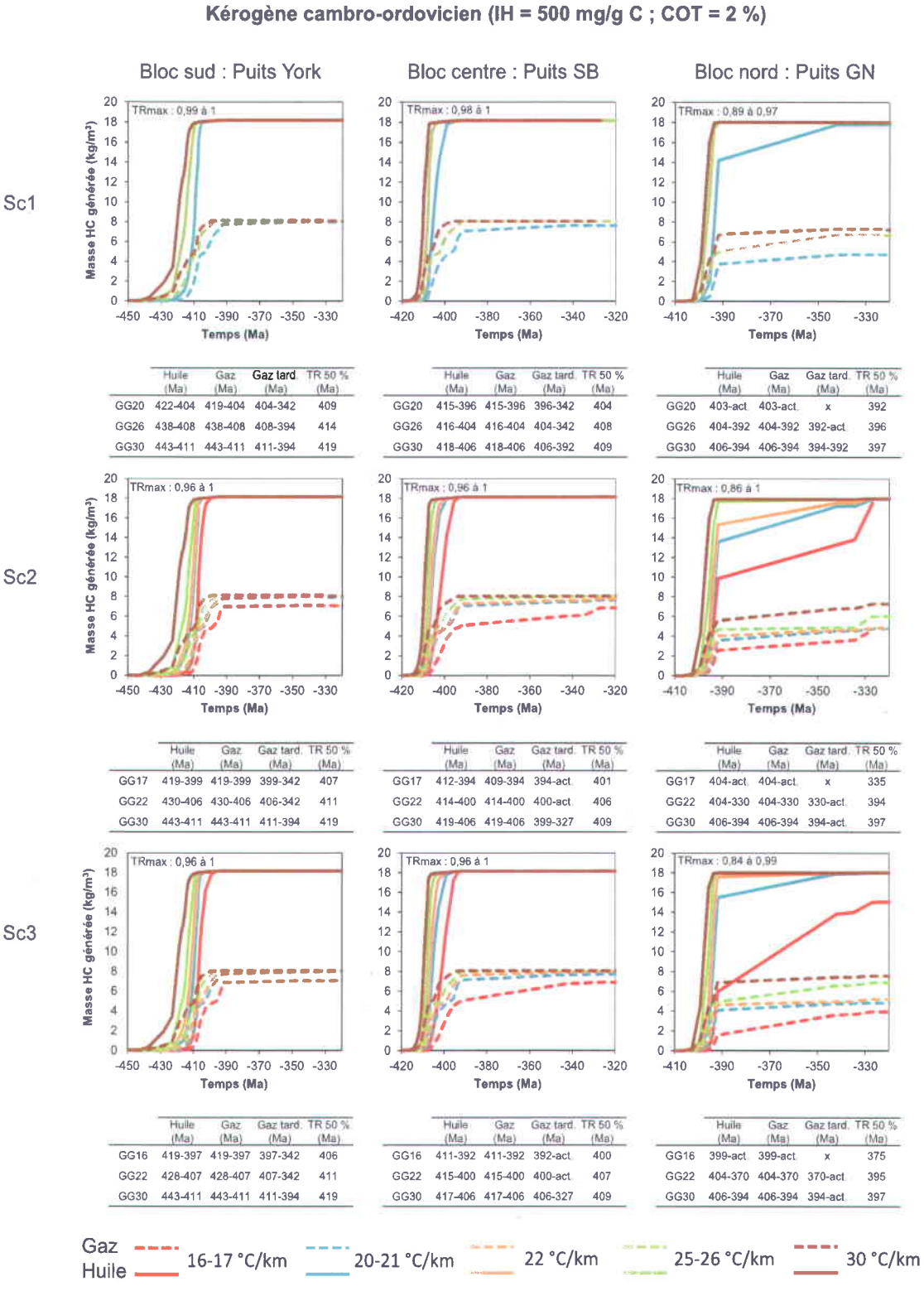


Figure 4.11 : Génération d'hydrocarbures à partir du kérogène cambro-ordovicien (Formation de Rivière Ouelle) : masses générées (kg/m^3) et âges (Ma) pour les trois blocs tectoniques et les trois scénarios (Sc1, Sc2, Sc3). GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank.

30 °C/km, scénario 1) et jusqu'à la fin de l'orogenèse acadienne telle que définie dans cette étude (342 Ma).

Pour chacun des trois scénarios, la roche mère localisée dans le puits Sunny Bank présente des TR équivalents à celle du bloc sud. Dans le même contexte, les masses maximales d'huile et de gaz (précoce et tardif) générées sont les mêmes qu'au niveau du puits York (18 et 8 kg/m^3 de roches) pour les trois scénarios, mais leur formation s'effectue avec une chronologie sensiblement différente. En effet, le craquage du kérogène est plus tardif, de 419 à 412 Ma selon le gradient géothermique. Sur la Figure 4.11, il est à noter que (1) la moitié de la quantité totale d'hydrocarbures est générée entre 409 et 400 Ma, c'est-à-dire durant le dépôt des formations de Shiphead et de Battery Point, (2) la génération maximale d'huile et de gaz précoce (respectivement 18 et 4,81 kg/m^3 de roches) est atteinte entre 406 et 392 Ma et (3) la quantité de gaz tardif atteint son niveau maximal (3,25 kg/m^3 de roches pour le gradient 30 °C/km) à la fin du dépôt du Malbaie (392 Ma, gradient 30 °C/km), à la fin de l'orogenèse acadienne (342 Ma, 26 °C/km, scénario 1) ou à l'Actuel (gradients plus faibles, scénarios 2 et 3). Enfin, la génération d'hydrocarbures, à gradient géothermique équivalent, présente la même chronologie pour les trois scénarios présentés.

La roche mère cambro-ordovicienne présente dans le bloc nord (puits Gaspé Nord), bien que moins mature que les roches des autres blocs, générerait, pour le gradient les plus élevé, des masses maximales d'hydrocarbures (précoces et tardifs) relativement équivalentes (18 et 7,6 kg/m^3 respectivement pour les fractions huile et gaz précoce). Pour des gradients géothermiques plus faibles, les quantités générées d'huile sont équivalentes alors que les quantités de gaz sont moindres. De plus, comme indiqué dans la section 4.8.1, la chronologie de genèse de ces HC1 est retardée par rapport à celle observée dans les deux autres blocs tectoniques. En sus, pour les trois scénarios, les fractions huile et gaz précoce sont formées quasiment simultanément lors du dépôt de la Formation de York River. Les hydrocarbures sont essentiellement générés avant le dépôt des roches carbonifères (18 et 3,44 kg/m^3). Si la formation des HC1 est terminée tardivement (392, 370 ou 330 Ma ; Fig. 4.11) pour les gradients géothermiques les plus élevés (scénarios 1 à 3), elle n'est pas finie à la fin du dépôt des unités carbonifères pour les gradients les plus faibles (16 et 17 °C/km). De ce fait, la part de gaz tardif est nulle (pour les gradients les plus bas, Easy $\%R_o$ < 1,2 %), faible (1 kg/m^3 de roches, gradients 21 et 22 °C/km) ou équivalente à celle des autres puits (3,44 kg/m^3 de roches, gradients 30 °C/km).

Si l'influence des gradients géothermiques sur les masses d'hydrocarbures générés paraît limitée dans le bloc sud, elle se révèle importante pour le bloc centre et considérable dans le cas du bloc nord. Ainsi, dans le bloc sud, la génération maximale d'hydrocarbures primaires (huile et gaz précoce) à partir de la formation cambro-ordovicienne se fait bien avant 392 Ma surtout dans le cas des gradients géothermiques les plus élevés. La génération de gaz tardif est maximale avant le dépôt des unités carbonifères. Dans le bloc centre, la génération d'hydrocarbures (précoces et tardifs) à partir de la même formation s'effectue dans une fenêtre de temps plus large, mais elle atteint son niveau maximal entre la fin du dépôt de la Formation de Malbaie (pour le gradient géothermique 30 °C/km) et l'Actuel (pour les gradients géothermiques 16 et 17 °C/km). Enfin, c'est dans le bloc nord que l'impact est le plus marquant : pour des valeurs de gradients géothermiques 25 et 30 °C/km, la génération d'hydrocarbures primaires (huile et gaz précoce) est presque maximale à 392 Ma, alors que pour des valeurs plus faibles montrent un maximum de génération nettement plus tardif. La part de gaz tardif est d'ailleurs maximale à l'Actuel pour les gradients les plus élevés et nulle pour les gradients les plus faibles.

C – Génération à partir de la roche mère siluro-dévonienne

Comme pour la roche mère cambro-ordovicienne, les masses d'hydrocarbures et les âges de génération sont observés en fonction du temps et des gradients géothermiques pour chaque puits et chaque scénario décrit (Fig. 4.12).

La première constatation tirée de l'observation des résultats pour le puits York est la faible quantité d'hydrocarbures générés par rapport à la roche mère cambro-ordovicienne. En effet, les valeurs maximale et minimale atteintes pour un gradient géothermique de 30 °C/km et de 16 °C/km sont 2,06 et 1,90 kg d'huile/m^3 de roches respectivement, bien loin des ~16 kg/m^3 atteints pour la roche mère ordovicienne. Pour le gaz (précoce et tardif), le maximum généré est 1,39 kg/m^3 et le minimum est 0,47 kg/m^3, alors que la roche mère ordovicienne générait jusqu'à 8 kg/m^3 d'hydrocarbures. La seconde observation concerne le synchronisme de génération pour les 3 scénarios. A ce titre, la génération des HC1 (gaz précoce et huile) débute, tous gradients confondus, lors du dépôt du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé et se poursuit jusqu'à la discordance acadienne (342 Ma, gradients 16-17 °C/km; Fig. 4.12). La moitié de la masse totale d'hydrocarbures est générée entre 401 et 392 Ma, donc durant le dépôt du Groupe des Grès de Gaspé. Cependant, pour les gradients géothermiques les plus élevés (20 à 26 °C/km),

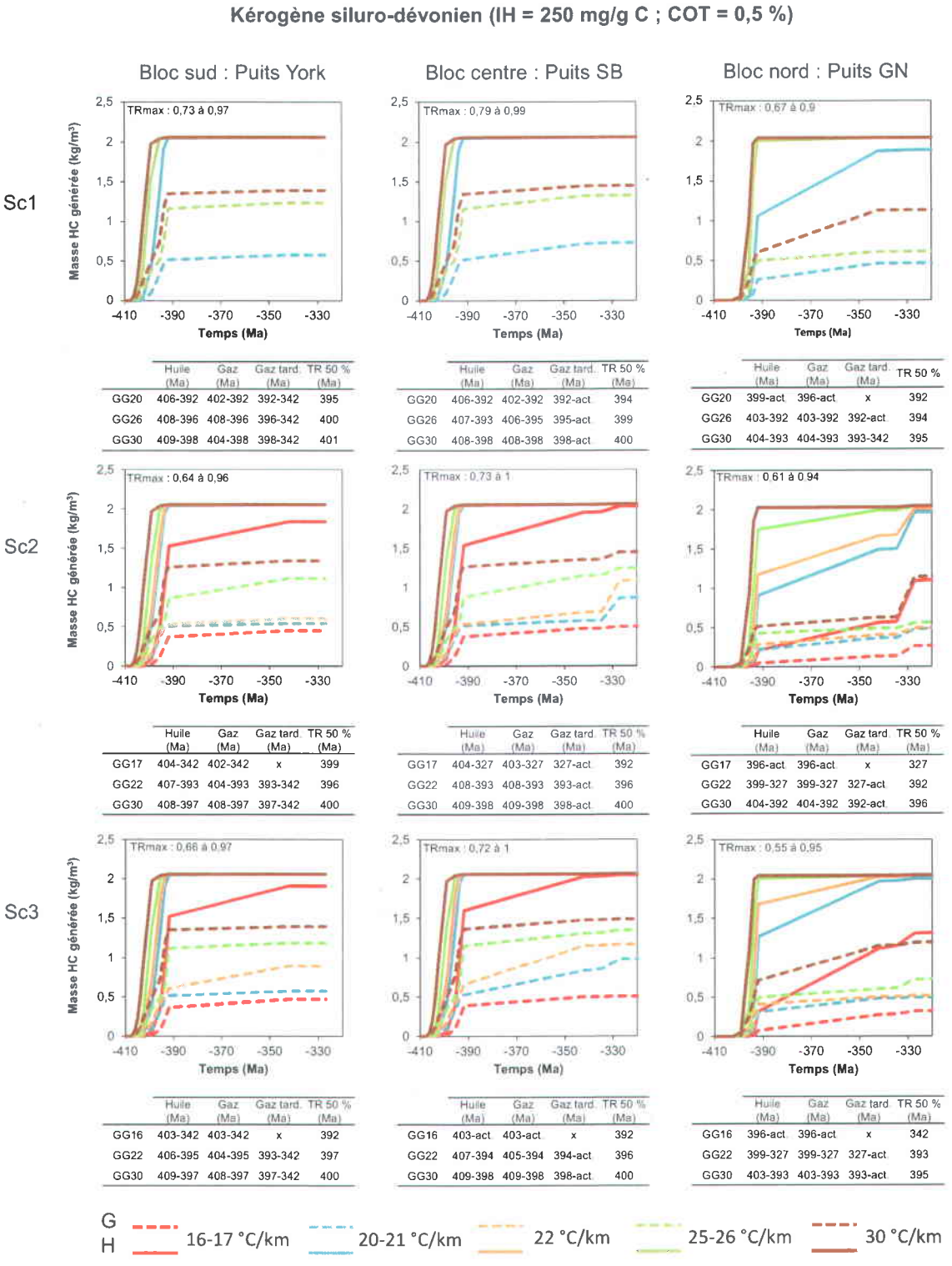


Figure 4.12 : Génération d'hydrocarbures à partir du kérogène siluro-dévonien (Formation de Forillon) : masses générées (kg/m^3) et âges (Ma) pour les trois blocs tectoniques et les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank.

les résultats sont très proches et les masses d'hydrocarbures semblent avoir atteint leur valeur maximale (respectivement 1,39 et 0,7 kg/m^3 pour l'huile et le gaz) avant 392 Ma. Enfin, dans le cas des gradients géothermiques les plus faibles, le gaz tardif n'est pas généré. Par contre, une faible quantité est générée (0,64 kg/m^3 de roches) à partir de 399-392 Ma et jusqu'à 342 Ma pour les gradients plus élevés (Fig. 4.12).Pour le bloc centre (puits Sunny Bank), la Formation de Forillon génère des masses maximales d'huile équivalentes (2,06 kg/m^3 de roches) à celle du puits York, mais des quantités de gaz (précoce et tardif) supérieures. Pour les 3 scénarios et pour les gradients géothermiques les plus élevés (30 °C/km), la différence est faible (1,48 kg/m^3 pour le puits Sunny Bank et 1,34 kg/m^3 pour le puits York pour le gradient) mais plus élevée pour des gradients plus faibles (0,57 contre 1,21 kg/m^3 de roches pour les deux puits cités). Les âges de formation des hydrocarbures sont sensiblement les mêmes que pour le premier bloc tectonique, les différences ne portant que sur 1 à 3 millions d'années. Il est important de noter que les masses maximales d'hydrocarbures primaires (2,06 kg d'huile/m^3 de roches et 0,7 kg de gaz/m^3 de roches) générés soient atteintes entre 398 Ma et l'Actuel et 392 Ma et l'Actuel respectivement pour les gradients géothermiques 30 et 16 °C/km (Fig. 4.12), donc principalement durant le dépôt des formations de Battery Point et de Malbaie (TR 50 %). Quant à la fraction de gaz tardif, sa masse maximale (gradient 20 °C/km) atteint 0,8 kg/m^3, ce qui est supérieur à la masse calculée dans le bloc sud. Enfin, il apparait clairement que les masses de gaz (précoce et tardif) générés sont supérieures dans les scénarios 2 et 3 (1,21 kg/m^3) par rapport au scénario 1 (0,57 kg/m^3) pour les gradients 20 à 22 °C/km.

Comme dans les deux autres blocs, la Formation de Forillon localisée dans le puits Gaspé Nord fournit 2,04 kg d'huile par m^3 de roches pour les gradients géothermiques les plus forts. Pour les gradients géothermiques plus faibles (scénarios 2 et 3), les valeurs atteintes sont inférieures (par exemple 1,6 kg/m^3, scénario 3 ; Fig. 4.12). Quant au gaz précoce, la masse générée est la même que pour les autres blocs pour les 3 scénarios (0,7 kg/m^3). Les chronologies de génération des hydrocarbures sont similaires pour les scénarios 1 et 3, révélant un début de craquage primaire du kérogène entre 404 et 396 Ma (dépendamment des gradients géothermiques) et une génération approchant un maximum entre le dépôt du Groupe des Grès de Gaspé et la discordance acadienne (342 Ma) pour les gradients les plus forts ou après cette discordance pour les gradients les plus faibles. Le scénario 2, quant à lui, présente une génération maximale avant, pendant ou après le Carbonifère. Le gaz tardif est présent en quantité plus faible que dans les autres blocs tectoniques (masse maximale de 0,43 kg/m^3) et n'est généré que dans le cas des gradients géothermiques les plus forts dans les étapes les plus récentes. Enfin, il est intéressant de remarquer la différence entre les trois scénarios dans

l'évolution (et donc la chronologie de génération), d'une part, de la masse d'huile générée pour les gradients les moins élevés (16 et 17 °C/km, scénarios 2 et 3), et, d'autre part, dans la quantité de gaz généré pour le gradient de 30 °C/km.

D – Gradients géothermiques variables

Afin de compléter les données exposées ci-dessus, des tests ont été réalisés avec des gradients géothermiques variables dans le temps (en relation avec les orogenèses). Ainsi, l'impact du changement des gradients à travers le temps sur la quantité d'hydrocarbures générés peut être évalué. Deux simulations ont été réalisées. La première simulation consiste en l'utilisation d'un gradient géothermique « froid » de 560 à 418 Ma, d'un gradient « chaud » entre 418 et 370 Ma (des orogenèses salinienne à acadienne) et à nouveau un gradient « froid » de 370 Ma à l'Actuel. La seconde simule un nombre plus important de variations de gradients géothermiques, ces derniers étant liés aux phases orogéniques taconienne, salinienne et acadienne. Les gradients « froids » et « chauds » utilisées correspondent aux valeurs des gradients minimaux et maximaux liés à chaque bloc tectonique (Tab. 4.13) : 20 et 26 °C/km pour le scénario 1, 17 et 22 °C/km pour le scénario 2 et 16 et 22 °C/km pour le scénario 3.

La Figure 4.13 montre les courbes d'hydrocarbures totaux (huile et gaz cumulés) générés à partir des deux roches mères pour l'exemple du scénario 3, du puits Sunny Bank pour des gradients géothermiques variables. Les masses totales générées apparaissent similaires (à l'Actuel) à celles décrites dans les paragraphes précédents. Pour les deux formations, les courbes se situent entre les courbes des gradients constants 16 et 20 °C/km ou proches de la courbe du gradient géothermique 17 °C/km. Ainsi, il peut être considéré que l'influence de gradients géothermiques variables dans le temps sur les masses générées est négligeable. De plus, l'âge de génération des hydrocarbures diffère peu de celui obtenu en considérant des gradients géothermiques constants. Cette conclusion est valable pour les trois scénarios.

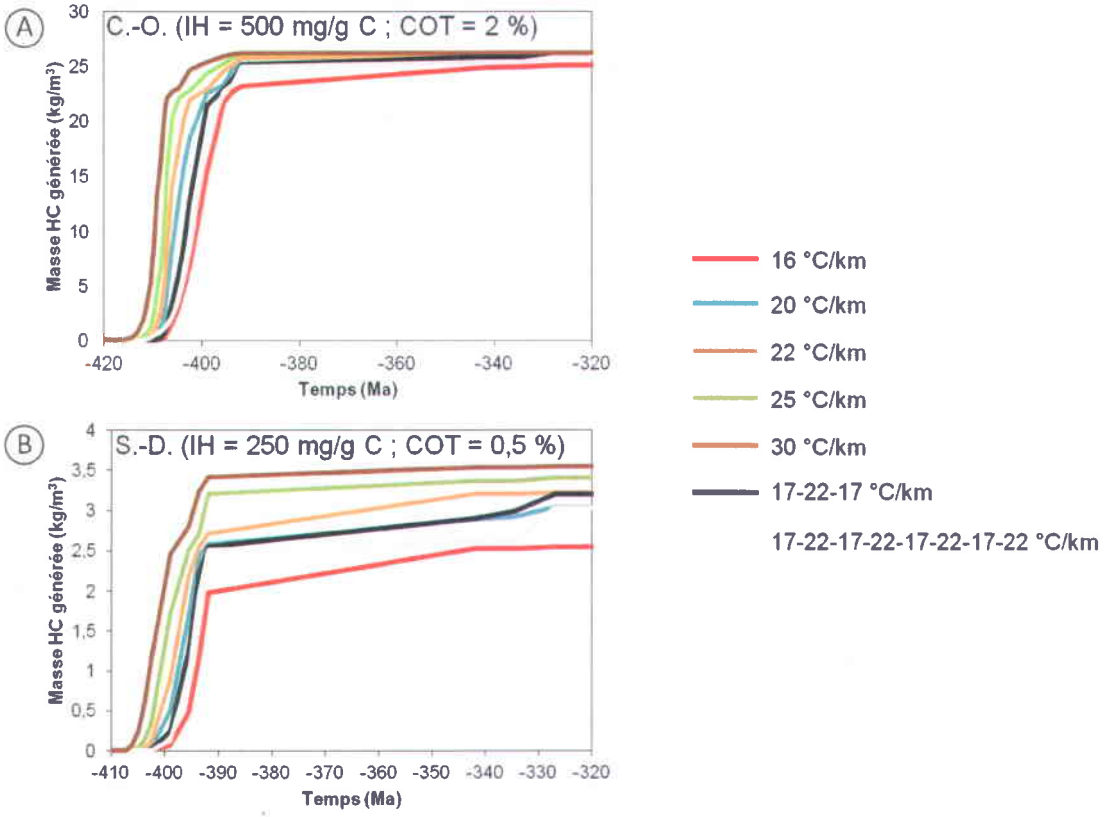


Figure 4.13 : Comparaison des masses totales d'hydrocarbures (huile et gaz précoce + gaz tardif) générés au cours du temps pour des gradients géothermiques constants et variables dans le cas du puits Sunny Bank et du scénario d'enfouissement 3, A) pour la Formation de Rivière Ouelle (C.-O. = Cambro-Ordovicien), B) pour la Formation de Forillon (S.-D. = Siluro-Dévonien).

E – Synthèse

La génération des hydrocarbures à partir des roches mères cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne peut être synthétisée comme suit :

- la roche mère cambro-ordovicienne (Easy $\%R_o$ jusqu'à 4,9 %) apparaît plus mature que la roche mère siluro-dévonienne (Easy $\%R_o$ < 4 %), ce qui n'est pas surprenant en raison de son enfouissement plus important. De la même manière, le TR du kérogène de la Formation de Forillon est moins élevé (0,73 pour le gradient géothermique de 16 °C/km dans le puits Sunny Bank, scénario 3) que celui de la Formation de Rivière Ouelle (0,95 pour le gradient géothermique de 16 °C/km dans le puits Sunny Bank, scénario 3) ;

- les deux roches mères génèrent des hydrocarbures ;

- le kérogène cambro-ordovicien fournit neuf fois plus d'hydrocarbures (huile et gaz) que le kérogène siluro-dévonien ;

- une similitude existe entre les masses maximales générées pour un même puits dans les 3 scénarios, pour chacune des roches mères ;

- pour les deux roches mères, la chronologie de génération pour les puits York et Sunny Bank est comparable dans les trois scénarios. Cependant, au niveau du puits Gaspé Nord, les différences entre les scénarios sont plus marquées ;

- les masses d'hydrocarbures générés dans les blocs sud et centre sont équivalentes ;

- les fractions huile et gaz sont généralement formées simultanément dans les trois scénarios considérés ;

- l'impact des gradients géothermiques est variable selon le bloc tectonique et la roche mère considérée : pour la Formation de Rivière Ouelle, il est faible dans le bloc sud, moyen dans le bloc centre et important dans le bloc nord ; pour la Formation de Forillon, il se révèle variable dans les blocs sud et centre (peu important pour les gradients les plus forts mais notable pour les gradients les plus faibles et la fraction gaz) et majeur dans le bloc nord ;

- l'impact de gradients géothermiques variables dans le temps sur la génération d'hydrocarbures est négligeable, car les masses formées sont équivalentes à celles obtenues dans le cas de gradients constants dans le temps ;

- les quantités maximales d'hydrocarbures se sont formées 1) à partir de la Formation de Rivière Ouelle, essentiellement durant le dépôt des formations des groupes de Chaleurs et des Grès de Gaspé, selon le puits et le gradient géothermique, et 2) à partir de la Formation de Forillon, durant le dépôt du Groupe des Grès de Gaspé et après (dans le bloc nord). Ces indications permettent d'avancer l'idée qu'un grand nombre de réservoirs potentiels existaient (réservoirs siluriens, récifs dévoniens, calcaires et grès dévoniens), hormis les pièges structuraux acadiens formés plus tard lors de l'orogenèse.

Étant acquis que les deux roches mères ont bien généré des hydrocarbures (dans des proportions cependant très différentes), il est important de savoir maintenant si elles ont également pu les expulser.

4.8.3 – Expulsion des hydrocarbures

A – Démarche

Savoir si une roche mère expulse ou non des hydrocarbures, et connaître la chronologie de cette expulsion, permet de connaître l'origine de ces hydrocarbures et de rendre compte de la présence ou l'absence de pièges.

Préalablement à toute modélisation, il est important de définir la valeur de la saturation d'expulsion (Satex, cf. Chapitre 2) pour les roches mères considérées, c'est-à-dire la valeur du seuil de saturation de la porosité pour la rétention des hydrocarbures. Étant un paramètre difficile à contraindre, sa valeur a été arbitrairement fixée à 20 % dans cette étude, en accord avec les données décrites par Durand (1987, voir Chapitre 2).

Dans cette partie, comme pour la partie précédente, la validité des résultats présentés a été vérifiée par l'observation systématique des limites des paramètres TR, Easy $\%R_o$, température et profondeur. A titre d'exemple, la Figure 4.14 montre l'évolution de ces paramètres pour la Formation de Rivière Ouelle localisée dans le puits Sunny Bank pour le cas du scénario 2. Dans les autres puits, l'enfouissement peut avoir mené, à gradient géothermique équivalent, à un niveau de maturité plus faible, et donc à des masses inférieures d'hydrocarbures (huile et gaz) expulsés. D'après la Figure 4.14, il est intéressant de noter que deux phases d'expulsion sont dissociables : (1) la phase 1 représentant la phase maximale d'expulsion d'hydrocarbures, comprise dans la fenêtre de Easy $\%R_o$ 0,5 et 1,1-1,2 % et pour la fenêtre de température 100-160 °C et (2) la phase 2 représentant la phase minimale d'expulsion et caractérisée par les valeurs supérieures des paramètres de Easy $\%R_o$ et de température. De plus, comme dans le cas de la génération, la largeur des fenêtres en profondeur dépend d'abord des gradients géothermiques. Les résultats concernant les masses d'hydrocarbures expulsées tiennent compte des corrélations entre ces fenêtres de valeurs. La différenciation entre gaz et gaz tardif n'y a pas été précisée. A noter que dans ces modèles, le fractionnement et la rétention d'hydrocarbures, qui peuvent avoir un impact sur la phase d'expulsion, ne seront pas considérés.

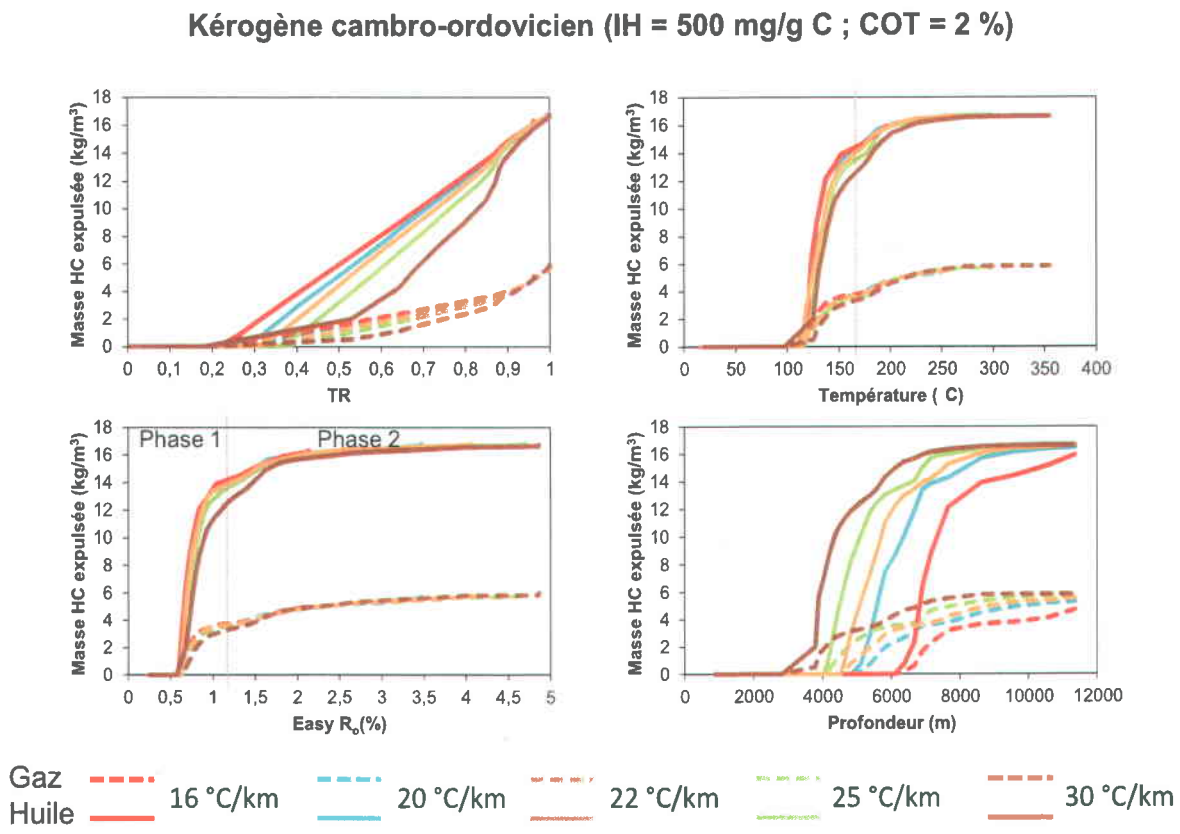


Figure 4.14 : Fenêtres d'expulsion des hydrocarbures pour les paramètres TR, Easy %R_o, température et profondeur atteints dans le puits York pour la roche mère cambro-ordovicienne et le scénario 3. G = Gaz ; H = Huile. Le trait vertical délimite les phases 1 et 2 mentionnées dans le texte.

B – Expulsion de la roche mère cambro-ordovicienne

Les masses d'hydrocarbures expulsés hors de la roche mère cambro-ordovicienne sont synthétisées par la Figure 4.15 pour l'ensemble des puits et des scénarios.

Les masses d'hydrocarbures expulsés au niveau du puits York (bloc sud) se révèlent inférieures aux masses générées dans les trois scénarios (la masse maximale d'huile expulsée est égale à 16,7 kg/m^3 contre 18 kg/m^3 générée et celle de gaz expulsé atteint 5,9 kg/m^3 contre 8 kg/m^3 généré). Pour un même scénario, les masses finales expulsées pour les gradients géothermiques les plus élevés (> 20 °C/km) sont similaires, mais un décalage de 8 à 11 Ma dans la chronologie d'expulsion est remarqué entre les gradients les plus forts (30 °C/km) et les gradients les plus faibles (16-17 °C/km ; Fig. 4.15). Quant à la comparaison entre les scénarios, à gradient géothermique identique, les âges d'expulsion sont similaires. De plus, il peut être

observé que (1) la phase maximale d'expulsion des hydrocarbures (Phase 1) se déroule entre 419 et 399 Ma selon le gradient géothermique, (2) la masse maximale d'hydrocarbures expulsés est atteinte à l'Actuel, mais est approchée vers 342 Ma dans les trois scénarios (symbole * dans la Fig. 4.15). Ainsi, l'expulsion des hydrocarbures débute entre le dépôt du Groupe de Chaleurs et celui du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé (419 à 408 Ma selon les gradients géothermiques) et est pratiquement terminée durant le dépôt du Groupe des Grès de Gaspé (fin du dépôt de la Formation de Malbaie pour les gradients géothermiques les plus faibles). Ce dernier résultat concorde avec l'enfouissement maximal syn-Malbaie, associé au bloc sud quel que soit le scénario.

Dans le cas du puits Sunny Bank (bloc centre), pour les trois scénarios, les masses maximales expulsées sont similaires à celles évaluées dans le puits York (16,7 kg/m^3). De plus, comme pour le premier bloc tectonique, le temps d'expulsion est le même dans les trois scénarios, avec une expulsion plus tardive pour les simulations effectuées avec un gradient géothermique faible (403 Ma) par rapport aux gradients plus élevés (409 Ma ; Fig. 4.15). Quel que soit le gradient géothermique, le scénario 1 montre que la phase maximale d'expulsion d'hydrocarbures (Phase 1) se produit entre 409 et 393 Ma. De plus, comme dans le bloc sud, la masse maximale générée est souvent proche de 342 Ma (342* sur la Fig. 4.15). Dépendante des gradients géothermiques, l'expulsion se déroule donc majoritairement à partir du dépôt des formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé et du Groupe des Grès de Gaspé mais elle est surtout significative avant le dépôt des roches carbonifères.

Pour les roches du bloc nord, (puits Gaspé Nord) présentant une maturité plus faible que les roches des autres blocs, la quantité d'hydrocarbures expulsés est légèrement inférieure à celles correspondantes aux autres blocs tectoniques (16,1 kg/m^3, pour le gradient géothermique 30 °C/km). Il est, de plus, intéressant de noter que les masses expulsées dans les scénarios 2 et 3 sont légèrement supérieures à celles expulsées dans le scénario 1 pour un même gradient géothermique (15,7 kg/m^3 pour 30 °C/km). De même, les chronologies d'expulsion sont différentes pour les gradients les plus faibles des scénarios 2 et 3. Du fait du plus faible enfouissement de ce bloc, la génération (voir Section précédente) et l'expulsion des fractions huile et gaz, pour l'ensemble des scénarios, se déroulent plus tardivement que dans les autres blocs. Ainsi, la phase maximale d'expulsion (Phase 1) débute entre 396 et 392 Ma (gradients géothermiques extrêmes) et se termine entre 394 Ma (pour le gradient 30 °C/km) et l'Actuel (pour les roches les moins matures). La seconde phase d'expulsion n'existe donc pas pour les gradients les plus faibles (Easy %R_o < 1,2 %) mais se déroule entre 394 Ma et l'Actuel (valeur

maximale) pour les gradients géothermiques les plus forts. Par conséquent, la majeure partie des hydrocarbures a été expulsée durant le dépôt des Grès de Gaspé, et du Malbaie (392 Ma).

Si la variation de Satex n'a pas d'impact sur la génération d'hydrocarbures, il est évident que ce paramètre peut influer sur leur expulsion. Les résultats présentés auparavant sont liés à une Satex de 20 %, mais il est intéressant de comparer les masses expulsées avec des valeurs de Satex différentes.

La Figure 4.16 montre les différences entre les masses expulsées par la roche mère cambro-ordovicienne au niveau du puits Sunny Bank pour des simulations réalisées avec des Satex de 5, 10, 15 et 20 %. L'exemple choisi est le scénario 1 présentant les deux gradients géothermiques 20 et 26 °C/km. Cette figure confirme logiquement que les Satex les plus faibles permettent une expulsion plus importante. Pour les deux gradients géothermiques, les différences de masses sont de 5, 8 et 12 % entre une Satex de 20 % et des Satex de 15, 10 et 5 % respectivement. Une légère modification dans l'âge de l'expulsion est également constatée, mais cette différence n'est que de 1 Ma environ. Une valeur de 5 % pour la Satex étant faible et peu probable, on peut penser que la variation de masses expulsées n'excède pas 10 %, ce qui est faible. En conséquence, l'impact de la Satex peut être considérée comme négligeable sur la masse d'hydrocarbures expulsés par la Formation de Rivière Ouelle, ainsi que sur la chronologie d'expulsion. Il sera alors admis qu'une Satex fixée à 20 % est convenable.

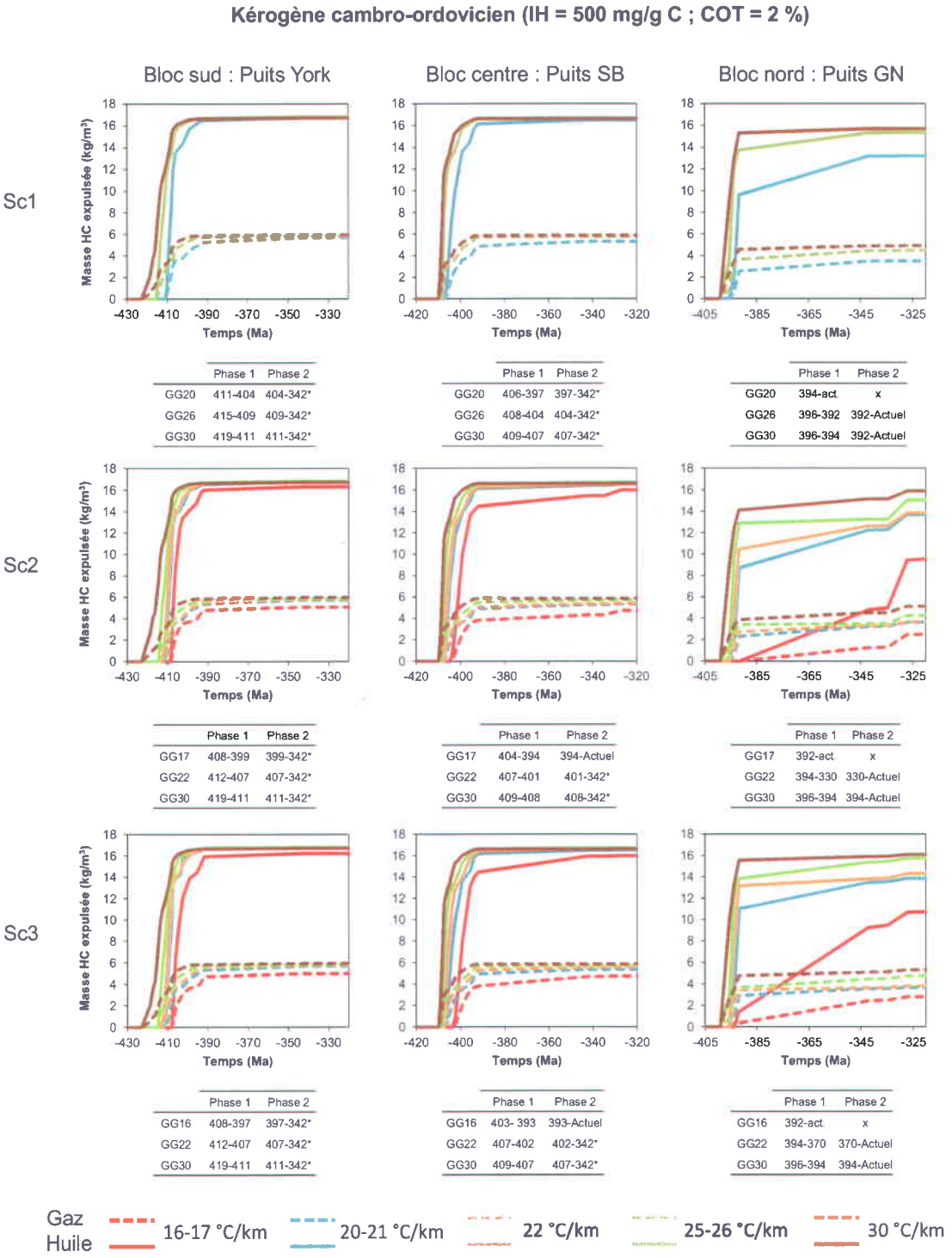


Figure 4.15 : Expulsion d'hydrocarbures à partir du kérogène cambro-ordovicien (Formation de Rivière Ouelle) : masses générées et âges pour les trois blocs tectoniques pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). * marque l'âge où la quantité maximale est approchante, l'âge réel étant l'Actuel. La phase 1 représente la phase maximale d'expulsion des hydrocarbures. GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank.

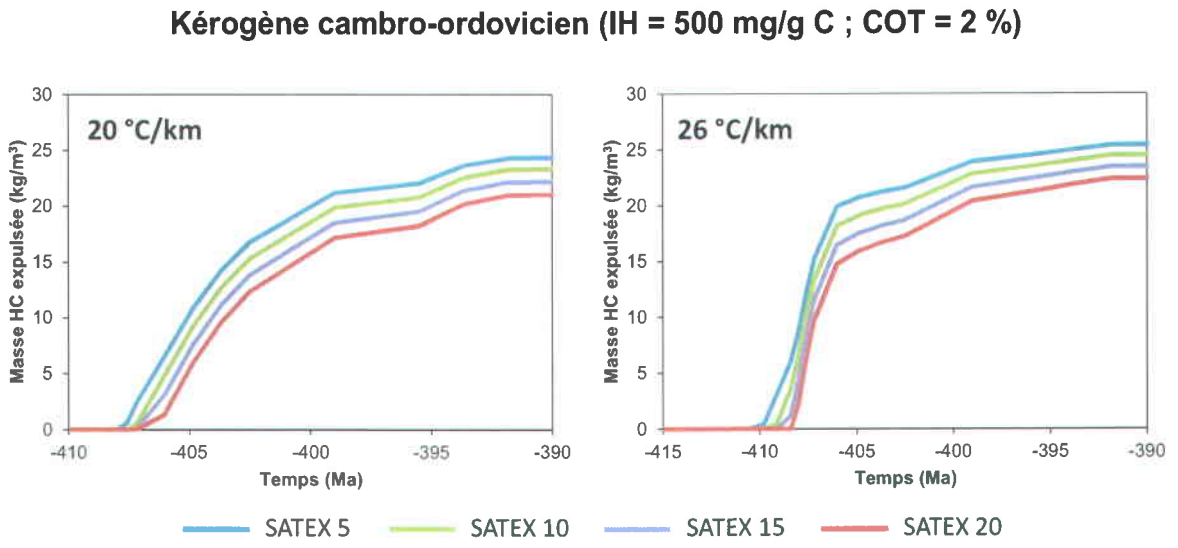


Figure 4.16 : Impact de la variation de la Satex sur les masses d'hydrocarbures (huile + gaz cumulés) expulsées par la roche mère cambro-ordovicienne du puits Sunny Bank dans le cas du scénario 1.

C - Expulsion de la roche mère siluro-dévonienne

Quel que soit le scénario et le puits considéré, les simulations effectuées montrent qu'avec une Satex de 20 %, cette roche mère ne peut pas expulser d'hydrocarbures. Cette situation est le fait des faibles COT initial de la roche (0,5 %) et de la masse d'hydrocarbure générée (Cf. Section 4.8.2).

Il semble cependant intéressant d'estimer la valeur limite de Satex nécessaire à l'expulsion de l'huile de la Formation de Forillon. Par souci de simplicité, seuls les résultats de cinq simulations réalisées au niveau du puits Sunny Bank pour des valeurs de Satex décroissantes de 20, 15, 10, 7 et 5 % et les gradients géothermiques 20 et 26 °C/km sont reportés sur la Figure 4.17 ; les remarques suivantes sont cependant valables pour tous les autres puits et scénarios. Ainsi, aucun hydrocarbure n'est expulsé pour des Satex de 20 et 15 %. La Satex de 10 % se révèle être la valeur maximale pour l'expulsion. Néanmoins, à cette valeur de Satex, l'expulsion débute à 392 Ma et la quantité d'hydrocarbures siluro-dévoniens expulsés est très faible (0,18 kg/m^3 au maximum, cas du gradient géothermique 20 °C/km). Pour une Satex de 5% et un gradient de 20 °C/km, l'expulsion se produit à partir de 396 Ma et la majorité des hydrocarbures est expulsés à 394 Ma (0,87 kg/m^3 de roches pour le gradient

géothermique 20 °C/km). Pour un gradient géothermique de 26 °C/km, les hydrocarbures sont majoritairement expulsés entre 399 et 394 Ma pour les deux valeurs de Satex, mais en plus grande quantité que pour le gradient 20 °C/km (1,1 et 2,3 kg/m^3 de roches respectivement pour les Satex de 10 et 5 %).

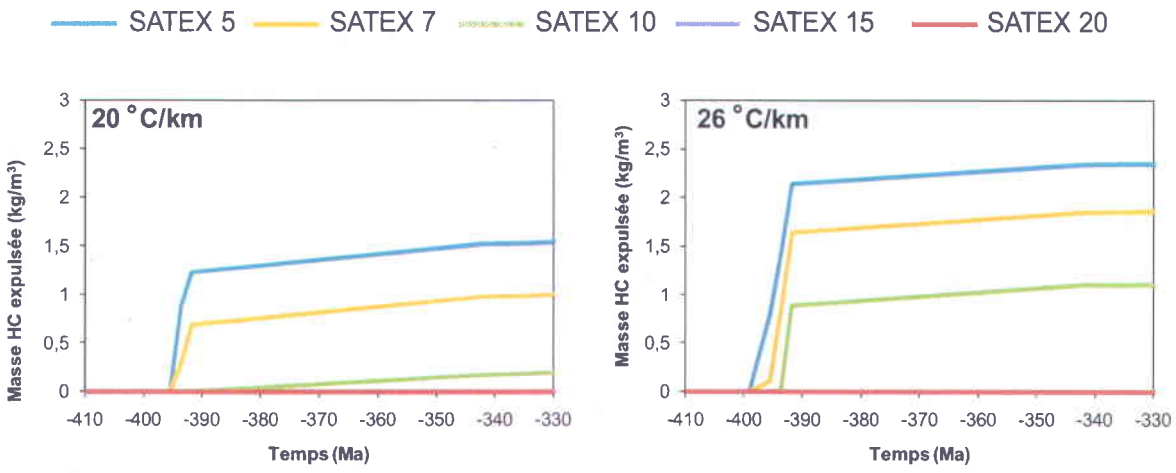


Figure 4.17 : Impact de la variation de la Satex sur l'expulsion des hydrocarbures (kg/m^3) pour la roche mère siluro-dévonienne du puits Sunny Bank pour le scénario 1. Les courbes des Satex de 15 et 20 % sont confondues.

Pour les puits York et Gaspé Nord, et dans le cas des trois scénarios, il est nécessaire d'utiliser des Satex de 9 et 6 % respectivement pour permettre l'expulsion des hydrocarbures (cf. Annexe 10). Ces résultats révèlent ainsi la nécessité de valeurs très faibles de Satex pour observer une expulsion d'hydrocarbures à partir de la roche mère siluro-dévonienne, alors que la roche mère cambro-ordovicienne est capable d'expulser des hydrocarbures à une Satex élevée. Ceci démontre la faiblesse de la dynamique d'expulsion de la roche mère siluro-dévonienne et son inaptitude à expulser des hydrocarbures malgré sa capacité à en générer. Cette conclusion corrobore les résultats du Chapitre 3 (Fig. 3.16), obtenus à partir des extraits totaux et du pic S_1 du Rock-Eval, et qui tendent à montrer que les hydrocarbures n'ont pas été expulsés de la roche mère siluro-dévonienne.

D – Fracturation et expulsion

Un des objectifs secondaires de cette étude est la modélisation de l'impact, sur la migration des hydrocarbures, de la fracturation des roches calcaires des formations de West Point et des formations appartenant au Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé au cours de l'orogenèse acadienne (cf. Section 4.8.4). Cette fracturation peut être simulée par augmentation des porosités et des perméabilités des roches dans les paramètres d'entrée du logiciel de modélisation Temis Suite. Or, la Formation de Forillon, appartenant à ce groupe, est aussi une roche mère. On pourrait donc penser que la fracturation de cette formation influencerait également l'expulsion des hydrocarbures générés, comme pour une roche mère à gaz ou pétrole de roche mère subissant une fracturation hydraulique. Pour l'ensemble des scénarios décrits, la fracturation ne semble pas avoir d'effet sur l'expulsion des hydrocarbures à partir de la Formation de Forillon. Ceci peut peut-être s'expliquer pas une valeur trop élevée de la Satex, couplée à une génération d'hydrocarbures trop faible (au maximum 2,06 kg/m^3) la roche mère siluro-dévonienne présentant un faible taux de carbone organique COT de 0,5 %.

E – Synthèse

Les résultats de modélisation concernant l'expulsion des hydrocarbures à partir des roches mères cambro-ordovicienne et siluro-dévonienne peuvent être synthétisés comme suit :

- seule la roche mère du Rivière Ouelle est capable d'expulser des hydrocarbures, les masses générées par la Formation de Forillon étant trop faibles pour atteindre la Satex (20 %) définie dans le modèle de base (possible pour des Satex improbables de 6-9 %), même sous l'effet d'une fracturation. Ainsi, les hydrocarbures observés en Gaspésie sont d'origine cambro-ordovicienne ;

- la Satex présente une influence limitée sur la quantité d'hydrocarbures expulsés quel que soit le gradient géothermique.

- l'âge de l'expulsion dépend du bloc tectonique et du gradient géothermique considérés. Les hydrocarbures cambro-ordoviciens sont expulsés en premier dans bloc sud, majoritairement durant le dépôt des formations d'Indian Point à Malbaie. L'expulsion des hydrocarbures dans le bloc centre se déroule 5 à 10 Ma plus tardivement que dans le bloc sud, et se produit entre le dépôt des formations de Shiphead et de Malbaie. Enfin, dans le bloc nord, elle est très

influencée par les gradients géothermiques et se passe durant le dépôt des Grès de Gaspé et, pour les gradients les plus faibles, jusqu'à l'Actuel.

Ainsi les hydrocarbures ont pu être piégés dans les réservoirs sédimentaires et structuraux formés avant leur expulsion et durant l'orogenèse acadienne : (1) si ces pièges n'ont pas été détruits lors des orogenèses acadienne et alléghanienne ou (2) si aucune fuite d'hydrocarbures ne s'est produite.

4.8.4 – Migration des hydrocarbures

L'étude de la génération et de l'expulsion des hydrocarbures dans les parties précédentes a permis de documenter sur la quantité d'huile et de gaz à disposition au sein du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie. Il est maintenant nécessaire d'étudier la migration des hydrocarbures afin de déterminer si ceux-ci convergent vers des pièges potentiels. L'étude de cette migration consiste en l'identification des chemins empruntés par les hydrocarbures au travers les différentes formations, ainsi qu'en l'évaluation de l'impact des failles et de la fracturation. Ces paramètres ont été définis avec le logiciel Temis Suite, mais comme précisé auparavant, c'est grâce au logiciel Permedia™ que les simulations de migration ont été effectuées. Il est important de garder à l'esprit que les équations qui contraignent la migration des hydrocarbures ont été simplifiées dans Permedia™ par rapport à celles prises en compte par le logiciel Temis Suite, ce qui peut diminuer la précision des résultats.

Cette section de chapitre est ainsi consacrée aux résultats des simulations de migration suivant les trois scénarios établis précédemment et selon plusieurs tests. C'est également dans ce chapitre qu'est identifiée la part de gaz secondaire issue du craquage secondaire de l'huile. Tous les résultats de simulation en migration qui seront présentés (accumulations et masses d'hydrocarbures accumulées) sont résumés en Annexe 12.

A – Indices de migration

Il est essentiel de détenir un certain nombre d'éléments tangibles et vérifiables sur le terrain pour contraindre et valider les modélisations et leurs résultats. Ces éléments sont

principalement les traces d'hydrocarbures, observées dans les échantillons de surface ou de puits (carottes ou déblais rocheux), qui indiquent le passage ou l'accumulation de fluides dans les formations considérées. Pour la Gaspésie, ces indices sont répertoriés dans le Tableau 4.15 et la Figure 4.18, et ce, pour les différents puits localisés le long de la coupe P19-P20_80-39. Ces informations sont issues des rapports de fin de forages et des bases de données du MRN. L'essentiel des indices d'huile et de gaz se trouve dans les formations de York River, d'Indian Cove et de Forillon. La coupe comprend des indices de plus petites tailles que dans le champ de Galt plus à l'Ouest, dans lequel quatre forages (SOQUIP Impériale Galt n° 1, Junex *et al.* Galt n°1, Junex *et al.* Galt n°2, Junex *et al.* Galt n°3) ont permis l'estimation de 0,28 x 10^9 m^3 de gaz (2,1 x 10^{11} kg en prenant une densité allant de 750 kg/m^3) et de 29 x 10^6 m^3 d'huile (2,38 x 10^{10} kg avec une densité de 820,5 kg/m^3 ; données du MRN ; Dietrich *et al.*, 2011). Il est important de noter que le puits Galt n°3 ne fait pas partie de la coupe étudiée, mais qu'il peut y être projeté : il se situerait alors à proximité du puits Sunny Bank. Cependant, si les puits Galt n°3 et Sunny Bank présentent les mêmes formations, celles-ci n'ont pas les mêmes épaisseurs. Dans le détail, le puits Galt n°3 présente des épaisseurs plus faibles pour les formations de York River et de Shiphead que le puits Sunny Bank, mais plus importante pour la Formation de Forillon, où sont observées des traces d'huiles et de gaz (Tab. 4.15). Ces différences d'épaisseur peuvent être expliquées par des mouvements tectoniques liés à des failles non identifiées dans la zone du puits Sunny Bank. Ceci pourrait expliquer d'éventuelles divergences entre la modélisation numérique au niveau du puits Sunny Bank et ce qui est constaté dans le puits Galt n°3 en cas de comparaison.

Le Tableau 4.15 rend compte de la présence ou de l'absence de fracturation et de bitumes dans les différents puits le long de la coupe étudiée (Maceachern et Roliff, 1961 ; Capstick, 1970 ; Boudreault et Théroux, 1979 ; Boudreault *et al.*, 1981 ; Junex inc. 2003 ; http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg). On remarque une fracturation de part et d'autre de la FBNO. Cette information n'est en revanche pas disponible au niveau de la FTL, par manque de données au niveau des puits C001, C046, C048 et C060 et par l'absence des formations des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé au niveau du puits York.

Des bitumes (en remplissage de pores), qui sont de bons indices de migration, sont localisés :

- dans le puits Sunny Bank, au niveau des formations de York River et d'Indian Cove ;

- dans le puits Galt n°3, au niveau des formations de York River, d'Indian Cove, de Shiphead et de Forillon ;

- dans le puits Gaspé Sud, au niveau des formations de York River, d'Indian Cove, de Shiphead et de Forillon et dans le Supergroupe de Québec ;

- dans le puits Gaspé Nord, au niveau des formations de Battery Point, de Forillon et d'Indian Point ; et

- dans le puits York, au niveau des formations de Gascons, de Laforce et de Burnt Jam Brook.

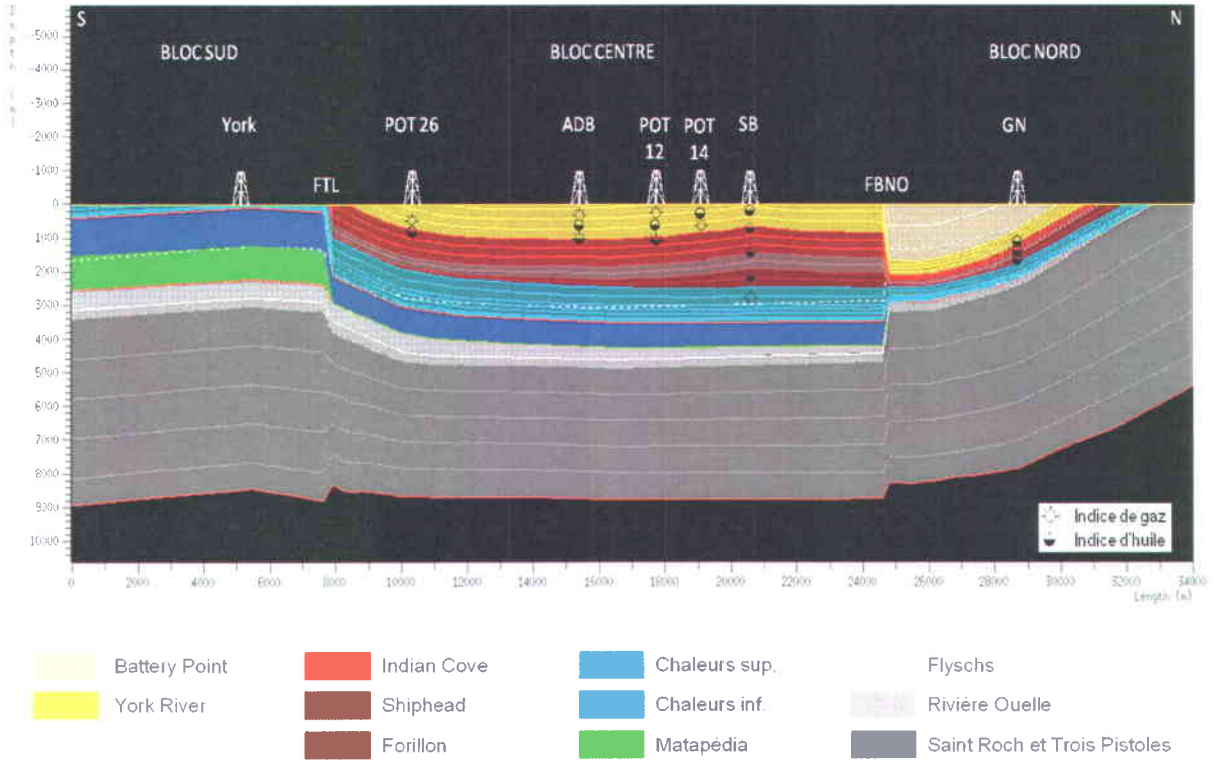


Figure 4.18 : Indices d'hydrocarbures le long de la coupe P19-P20_80-39. ADB = Associated Developments Baillargeon ; GN = Gaspé Nord ; SB = Sunny Bank.

Tableau 4.15 : Indices de présence et/ou de migration d'hydrocarbures dans les formations de l'ensemble des puits localisés et projetés le long de la coupe P19-P20_80-39. BC = Bloc centre ; BN = Bloc nord ; BS = Bloc sud ; IC = Indian Cove ; IP = Indian Point ; Fo = Forillon ; Sh = Shiphead ; YR = York River ; G = Gaz ; H = Huile.

Puits	Localisation	Formation	Profondeur	Fraction	Volume	Fracturation (Formation)
			m		L	
C081 - York	BS	/	/	/	/	Absence
C060 -	BC	YR	518	G	Traces	Inconnu
P.O.T. 26		IC	808	H	Traces	
C001 -	BC	YR	128-384	G	Traces	Inconnu
Associated		IC	986	G	Traces	
Developments		YR	56-789	H	Traces	
Baillargeon		IC	948-986	H	Traces	
C046 -	BC	YR	259	G	"Gas pocket"	Inconnu
P.O.T. 12		YR	378	G	"Gas pocket"	
		IC	865	G	Traces	
		YR	632	H	Traces	
		IC	865	H	390 (30 jours)	
C048 -	BC	YR	658	G	Traces	Inconnu
P.O.T. 14		YR	559	H	82 (10 jours)	
C087 -	BC	YR	675	G	Traces	IC-Fo-IP
Sunny Bank		IP	2792-2825	G	Traces	
		YR à Fo	329-1900	H	Traces	
C093 - Gaspé Sud	BC	/	/	/	/	IC-Fo
C126 -	BC	Fo	1645-2243	G	Indices de gaz et d'huile à certains niveaux	IC-Fo
Galt n°3		IC	711-1045	H	Traces	
(Projeté)		Sh	1155-1255	H	Traces	
		Fo	1520-2260	H	7000	
		IP	2265-2340	H	Traces	
C099 -	BN	YR	1140	H	Traces	Sh
Gaspé Nord		IC	1205	H	Traces	
(Projeté)		Sh	1280	H	Traces	
		Fo	1545	H	Traces	

B – Impact du dépôt de la Formation de West Point sur la migration des hydrocarbures

Les unités récifales (silurienne et dévonienne) de la Formation de West Point représentent un réservoir potentiel non négligeable et leur présence est soupçonnée dans la région d'étude (voir Chapitre 1 ; Lavoie *et al.*, 2009a ; www.petroliagaz.com/). Bourque (2001) et Bourque *et al.* (2001b) discutent d'une potentielle migration d'hydrocarbures vers ces unités. Il apparaît donc important de bien décrire ces formations dans la coupe P19-P20_80-39. Cependant, la présence ou l'absence des unités récifales du côté sud des failles FTL et FBNO est peu contrainte par les forages en raison de l'érosion des formations (puits York) et d'une pénétration trop faible (puits Sunny Bank). Le modèle décrit dans la Section 4.3 suit celui de Bourque (2001), à savoir l'absence des récifs en pinacles dévoniens du West Point du côté sud des failles mais leur présence du côté nord. Il est cependant intéressant de vérifier l'impact de la présence ou de l'absence de l'unité dévonienne de cette formation de part et d'autre des failles sur les accumulations d'hydrocarbures afin de s'assurer que des pièges potentiels n'ont pas été oubliés dans la coupe telle que modélisée.

Ainsi, trois modèles considérant l'absence ou la présence des formations discutées sont testés : un suivant le modèle de Bourque (2001 ; Modèle 2) et deux développés à partir de ce dernier mais marquant quelques différences (Modèles 1 et 3).

Modèle 1 :

- présence de l'unité silurienne de la Formation de West Point du côté sud de FTL ; présence des deux unités sur le côté nord de la faille ;

- absence des deux unités silurienne et dévonienne du côté sud de la FBNO ; présence des unités silurienne et dévonienne sur le côté nord de la faille.

Modèle 2 (Bourque, 2001) :

- présence des complexes siluriens du West Point sur le côté sud de la FTL; présence des deux unités sur le côté nord de la faille ;

- présence de l'unité silurienne sur le côté sud de la FBNO ; présence des deux unités (silurienne et dévonienne) sur le côté nord de la faille.

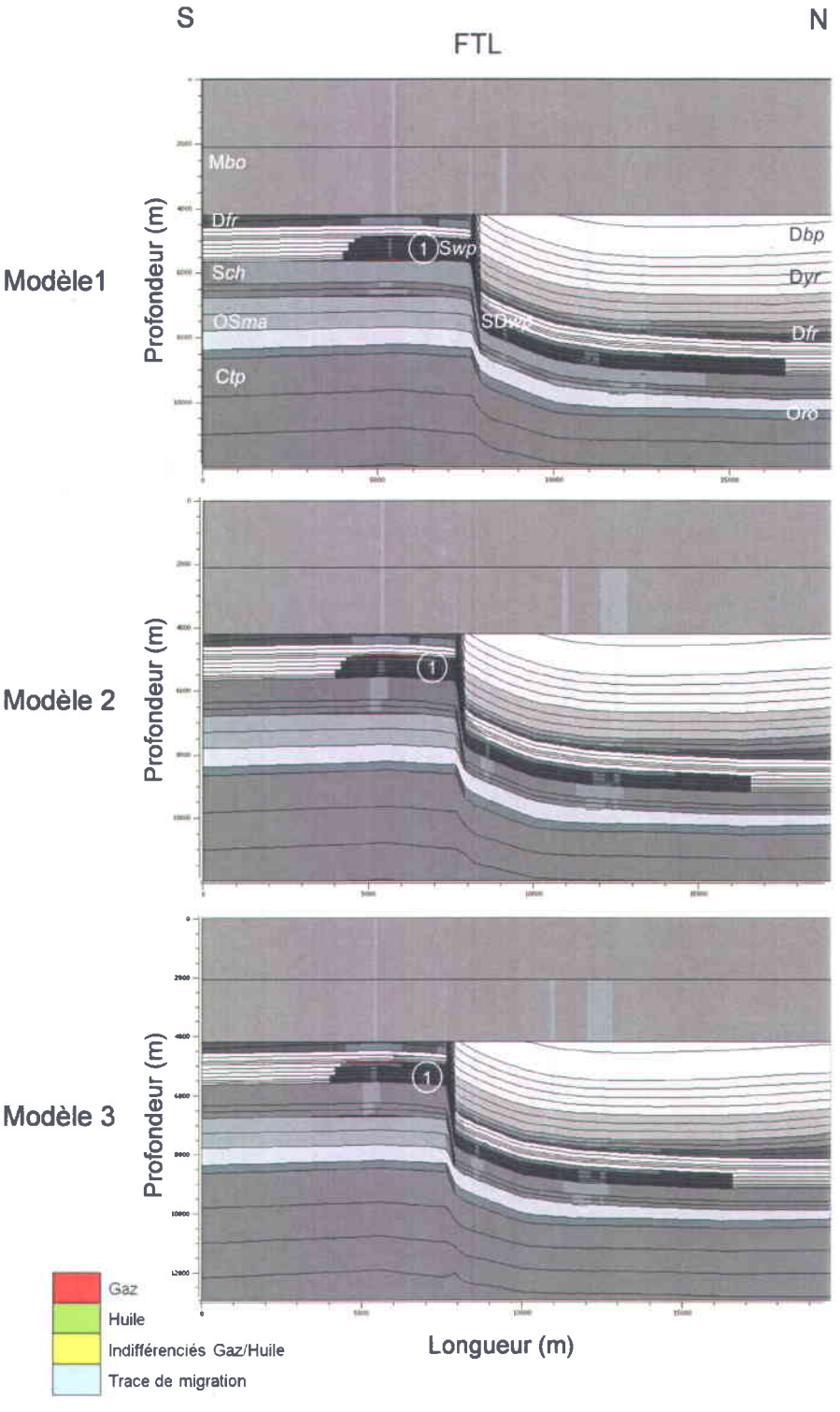
Modèle 3 :

- présence de l'unité silurienne de la Formation de West Point sur le côté sud de la FTL ; présence des deux unités sur le côté nord de la faille ;

- présence des calcaires récifaux siluriens et dévoniens du West Point sur le côté sud de la FBNO ; des deux unités sur le côté nord de la faille.

La Figure 4.19 permet la comparaison de ces trois modèles, d'une part à 327 Ma pour la limite entre les blocs sud et centre, et à l'Actuel pour la limite entre les blocs centre et nord. Ces comparaisons se basent uniquement sur les différences d'accumulation entre les trois modèles et ne tient pas compte de la masse des phases d'hydrocarbures accumulées (gaz précoce et tardif et huile issus du craquage du kérogène, et gaz issu du craquage secondaire de l'huile) ; ces masses seront décrites dans les sections suivantes. La Figure 4.19 montre clairement des accumulations de gaz dans les récifs en pinacles dévoniens (point 1) du côté sud de la FTL (bloc sud) avant l'orogenèse alléghanienne. Ces accumulations auraient pu être intéressantes, mais ont été érodées. Du côté nord, aucune concentration d'hydrocarbures n'est observée, pour les trois modèles, dans l'une ou l'autre des deux formations. Du côté sud de la FBNO, aucune accumulation n'est observée non plus pour les trois modèles. Par contre, dans le bloc nord, des accumulations sont notées au sommet des récifs dévoniens (point 2) et dans les unités siluriennes (point 3, dominance dans les scénarios 2 et 3) dans les trois cas. En résumé et quel que soit le modèle de dépôt considéré, les accumulations sont toujours localisées dans les mêmes zones. Il apparaît alors difficile de discriminer ces trois modèles de dépôt. Le modèle défini par Bourque (2001) sera donc le modèle utilisé dans la suite de cette étude.

A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 327 Ma



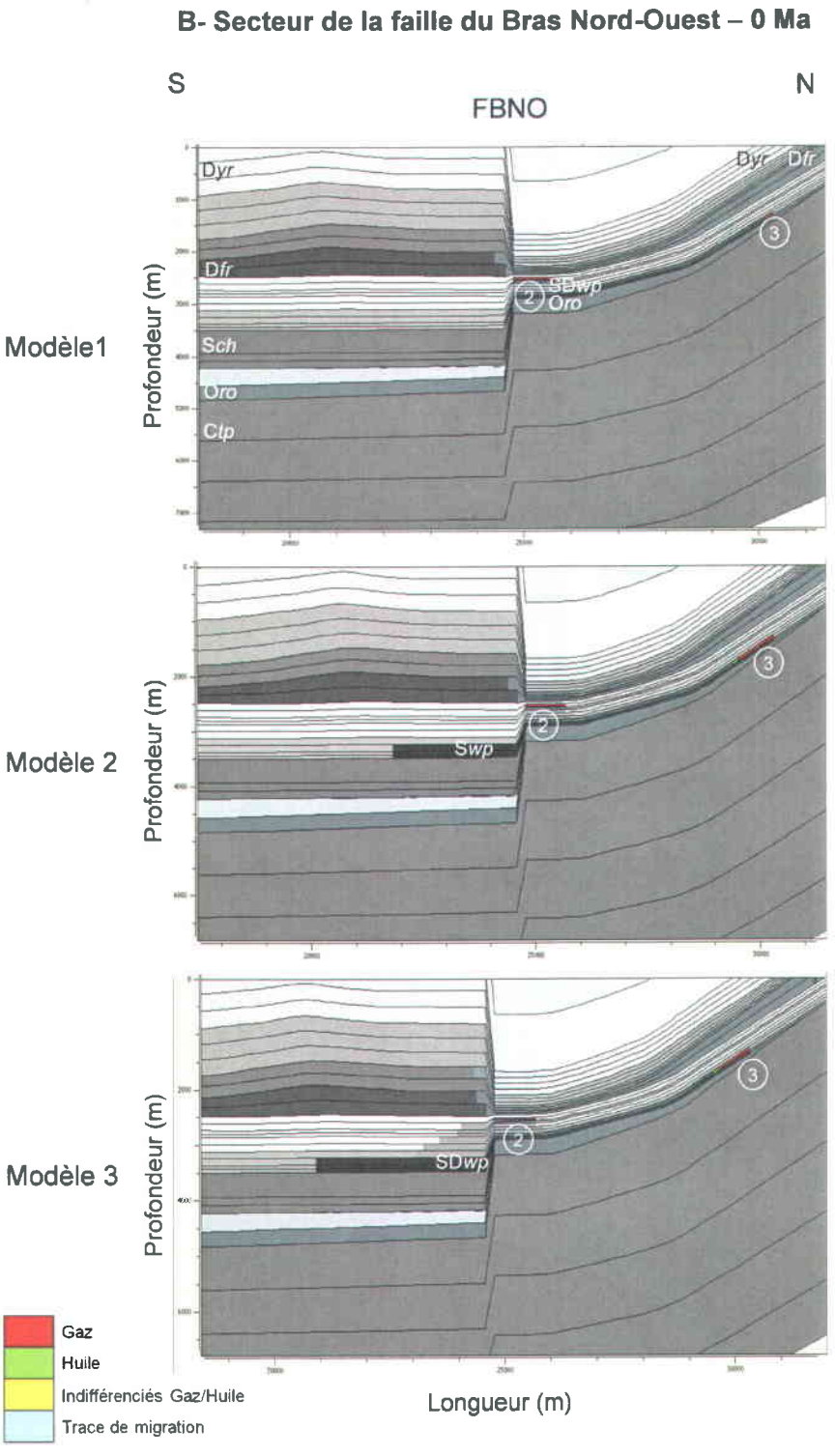


Figure 4.19 : Différents modèles (cas du scénario 2) de dépôt des unités siluriennes et dévoniennes du West Point dans les blocs sud (A), centre (A et B) et nord (B), impact sur la migration des hydrocarbures et sur leurs accumulations actuelles. FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188.

C - Accumulation d'hydrocarbures pour les trois scénarios d'enfouissement

Le modèle de dépôt étant défini, la caractérisation de la migration des hydrocarbures pour les trois scénarios discutés dans les sections précédentes peut être réalisée. La Figure 4.20 détaille les accumulations actuelles suivant ces trois scénarios pour les blocs sud et centre avec la FTL et pour la limite des blocs centre et nord avec la FBNO, et cela, pour les gradients géothermiques correspondant aux différents blocs tectoniques (Tab. 4.13). Les masses accumulées sont présentées sous la forme suivante : gaz issus du craquage primaire et tardif du kérogène (kg) / huile issue du craquage primaire du kérogène (kg) / gaz issu du craquage secondaire de l'huile (kg). Ces masses sont également résumées en Annexe 12.

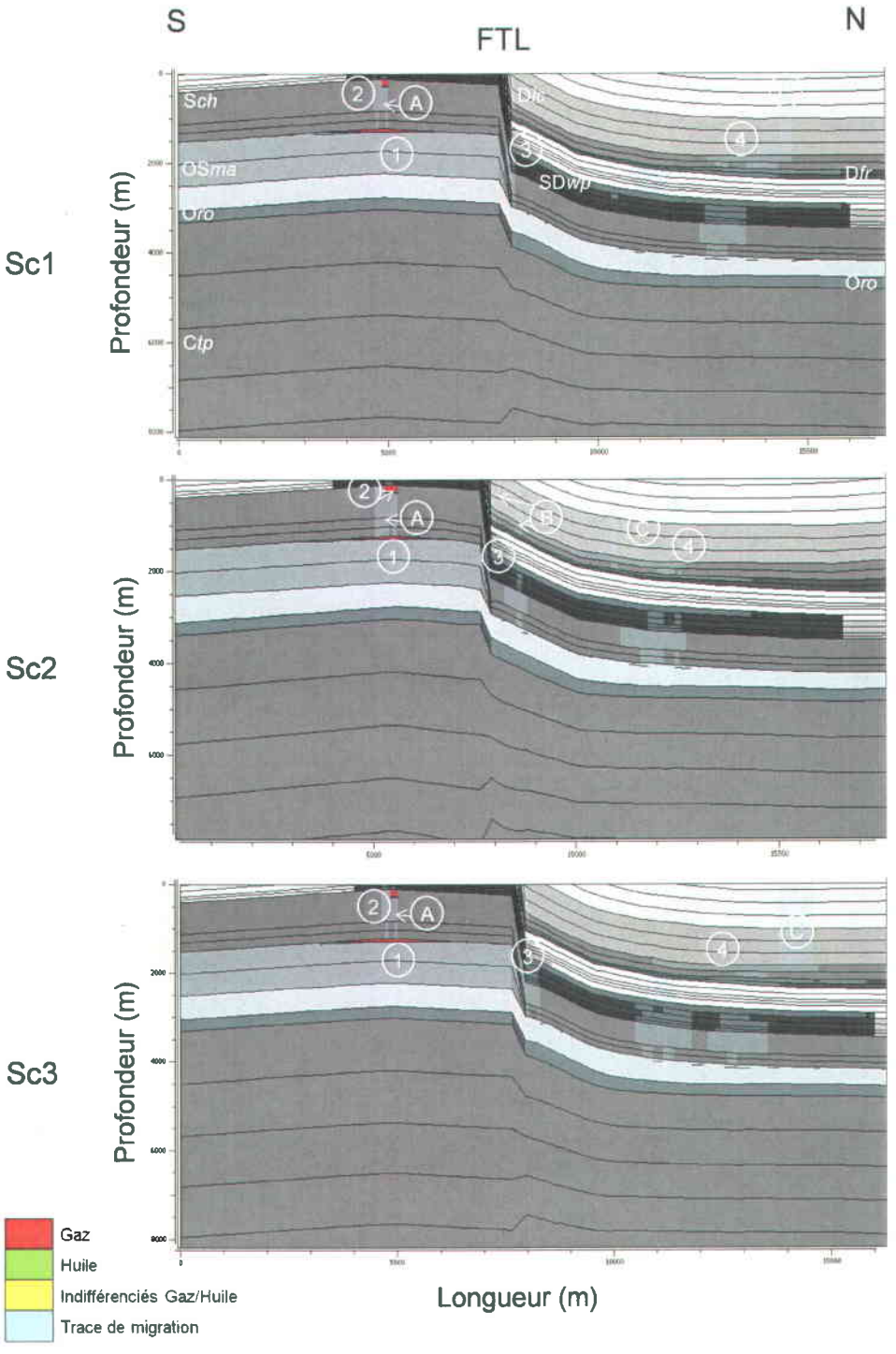
A l'Actuel

Dans le bloc sud, une accumulation presque exclusivement gazeuse est retrouvée pour les trois scénarios au niveau du puits York, au sommet du Groupe de Matapédia (défini comme la Formation de White Head, point 1, 1,6 x 10^5 kg / 5 x 10^3 kg / 2 x 10^5 kg). Une autre, observée dans le scénario 1, est située au sommet de la Formation de Gascons (point 2, 4 x 10^4 kg / 2 x 10^4 kg / 5 x 10^4 kg). Cependant, cette dernière n'est pas retrouvée à l'Actuel (Tab. 4.15). Dans tous les scénarios, les traces de migration notées dans les formations du puits York (point A) sont corrélables à la présence de bitumes comme décrit à la Section 4.8.4 A.

Dans le bloc centre, près de la FTL, une concentration d'hydrocarbures est notée au sommet de l'unité dévonienne du West Point (point 3, 4 x 10^3 kg / 1 x 10^2 kg / 8 x 10^3 kg) pour les trois scénarios, ainsi que dans la Formation de Shiphead, dans la partie centrale du bloc (point 4, 1 x 10^4 kg / 5 x 10^3 kg / 1 x 10^4 kg). Cependant, seul le scénario 2 présente des indices de migration entre les formations d'Indian Cove et de York River (point B) près de la FTL, mais chacun des trois scénarios montre ces indices vers le centre du bloc (point C).

Dans le bloc nord, des concentrations d'hydrocarbures similaires pour les trois scénarios et presque entièrement constituées de phase gazeuse, sont présentes dans l'unité dévonienne du West Point près de la FBNO (point 5, 3 x 10^4 kg / 0 à 5 x 10^3 kg / 1 x 10^5 kg) et dans les complexes siluriens plus au nord (point 6, 7 x 10^4 kg / 5 x 10^4 kg / 8 x 10^4 kg). Les scénarios 1 et 2 présentent en plus des accumulations dans la Formation de Forillon (point 7, 2,5 x 10^4 kg / 3 x 10^4 kg / 6 x 10^4 kg).

A - Secteur de la faille du Troisième Lac – Actuel



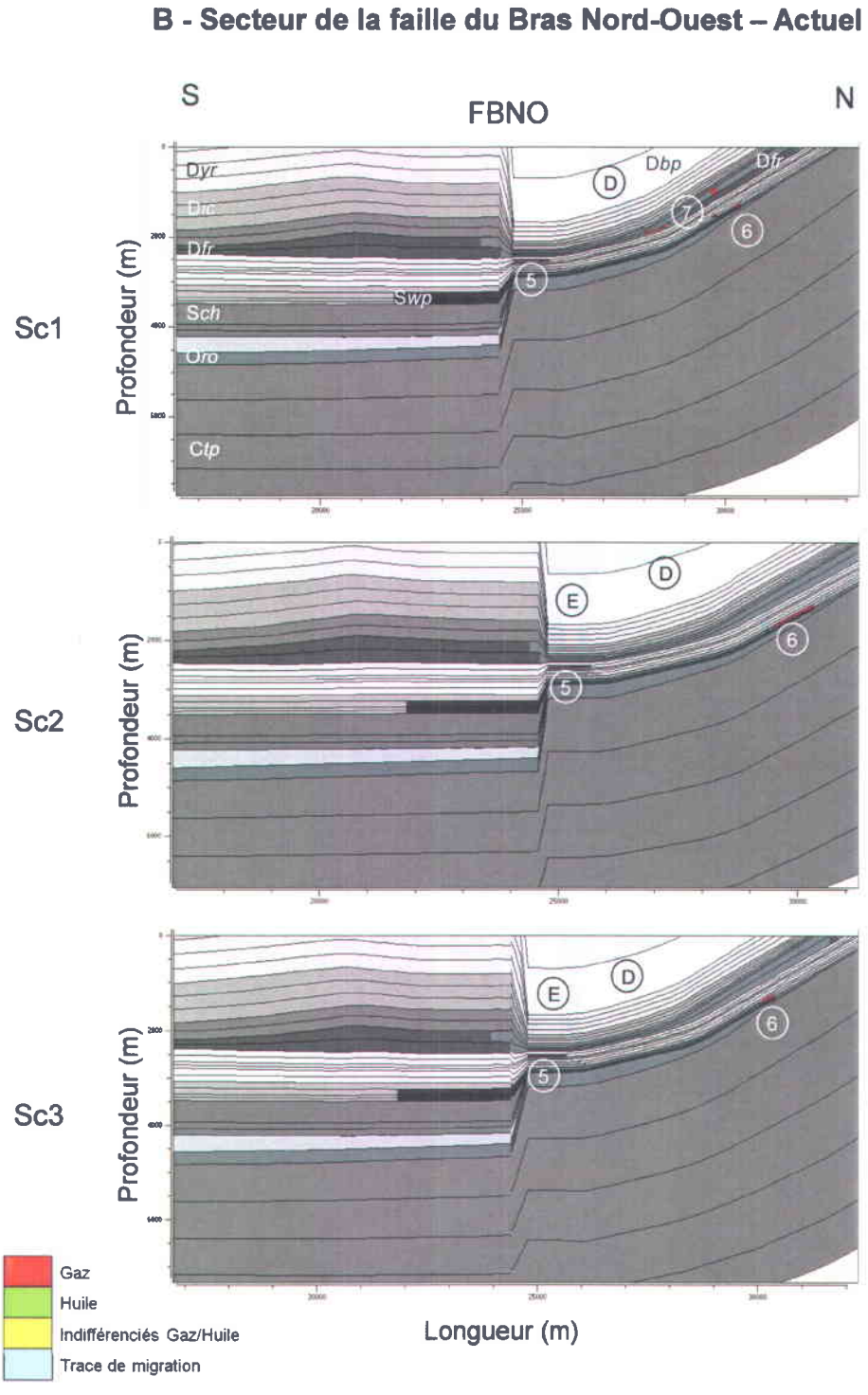


Figure 4.20 : Accumulations actuelles d'hydrocarbures dans les blocs sud (A), centre (A et B) et nord (B) pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Chiffres cerclés : accumulations ; Lettres cerclées : indices de migration, voir texte. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

Il faut noter que les trois scénarios montrent des indices de migration dans la Formation de Battery Point (point D), dans une zone proche du puits Gaspé Nord. Cependant, seuls les scénarios 1 et 3, indiquent des indices verticaux de migration entre les formations de Forillon et de Battery Point (point D). Par contre, les scénarios 2 et 3 indiquent des indices verticaux de migration également présents et localisés près de la FBNO (point E).

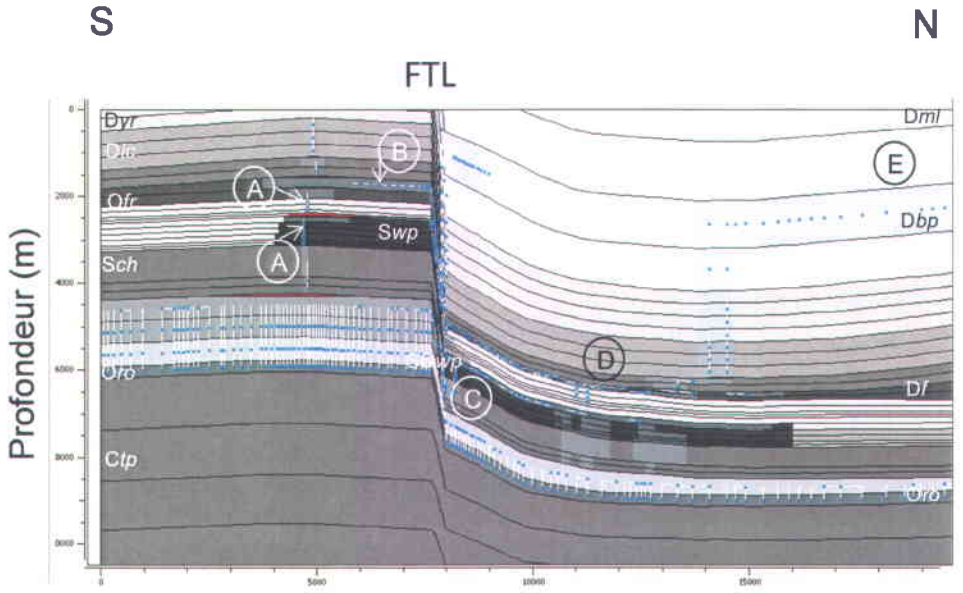
Dans le passé

Pour chacun des scénarios, il est également possible d'étudier la migration à travers le temps. Les descriptions qui suivent, portant sur les âges d'expulsion et de migration des hydrocarbures, traitent de l'ensemble des scénarios et des tests réalisés dans cette étude.

Dans le bloc sud, la migration qui suit l'expulsion des hydrocarbures (entre 411 et 404 Ma, voir Fig. 4.15) se fait verticalement, de la roche mère cambro-ordovicienne à la Formation de White Head. L'accumulation telle qu'observée actuellement se fait vers 342 Ma. C'est également à cette période qu'une dysmigration apparaît entre la Formation de White Head et celles de West Point et de Forillon (A ; Fig. 4.21). L'érosion postérieure entraîne la perte de ces hydrocarbures. De plus, une communication existe entre les blocs centre et sud : dans les scénarios 1 ou 3, des accumulations remarquées dans la formation dévonienne de West Point et celle de Forillon à 342 Ma (Fig. 4.21), localisées dans le bloc sud, peuvent être liées d'une part aux hydrocarbures expulsés de la Formation de Rivière Ouelle dans le bloc sud (A) et d'autre part au mouvement des hydrocarbures le long de la FTL, à partir du bloc centre (B).

Dans le bloc centre, l'expulsion des hydrocarbures à partir de la Formation de Rivière Ouelle est effective à partir de 406 Ma (Voir Fig. 4.15) et les accumulations dans les formations siluriennes de West Point (C) ont lieu entre 403 et 399 Ma (dépôt de la Formation de York River). Des dysmigrations (D) ont ensuite lieu vers la Formation de Forillon (à partir de 399 Ma) et le Groupe des Grès de Gaspé (point E et point 1, 394 et 342 Ma, dans les scénarios 1 et 3, Fig. 4.22). L'accumulation dans la Formation de Battery Point (point 1, Fig. 4.22) n'est pas observée pour le scénario 2 car la formation est en partie érodée lors de l'orogenèse acadienne. En effet, comme dans le bloc sud, les érosions successives ont pour conséquence la perte de ces hydrocarbures.

A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 342 Ma



B - Secteur de la faille du Bras Nord-Ouest – 342 Ma

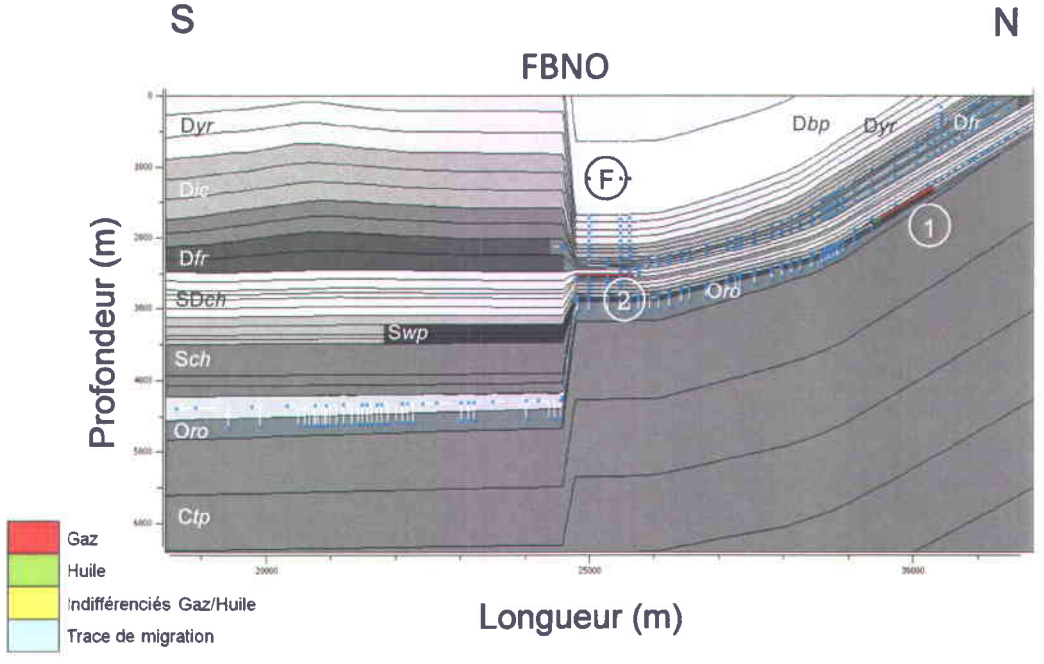


Figure 4.21 : Chemins de migration des hydrocarbures à 342 Ma à travers les trois blocs tectoniques. Cas des scénarios 1 et 3. FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Chiffres cerclés : accumulations ; Lettres cerclées : indices de migration, voir texte. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

Dans le cas du bloc nord, les hydrocarbures générés à partir des roches cambro-ordoviciennes (Fig. 4.21) sont expulsés à partir de 394 Ma (Fig. 4.15) vers les unités siluriennes de la Formation de West Point (point 1). Cependant, en raison de la communication entre les blocs centre et nord, les accumulations dans l'unité silurienne de West Point sont observées dès 406 Ma (point 2). A partir de ces dernières, des dysmigrations verticales (point F) sont observées (à partir de 399 Ma) dans les formations dévoniennes de West Point, de Forillon et de Battery Point (395 Ma ; Fig. 4.21 et 4.22), dans laquelle une accumulation est observée à 392 Ma, avant d'être perdue.

Ainsi, chacun des scénarios semble plausible, car les résultats à l'Actuel sont équivalents dans les trois cas, avec des réservoirs localisés dans tous les blocs tectoniques. Chacun d'entre eux montre des indices de migration à l'Actuel (près du puits Gaspé Nord ou près des failles). Dans le passé, d'autres accumulations d'hydrocarbures ont pu exister (à l'instar de celle dans la Formation de Battery Point) mais ont été perdues lors de la dernière orogenèse connue en Gaspésie. Enfin, l'ensemble des hydrocarbures remarqués dans le passé et à l'Actuel est issu de l'expulsion de la Formation de Rivière Ouelle.

D – Perméabilité et imperméabilité des failles au cours du temps

Des tests faisant varier la perméabilité (ouverture *vs* fermeture) des failles au cours du temps et impliquant la circulation des hydrocarbures lors des orogenèses et l'arrêt de leur circulation lors de la sédimentation ont été réalisés. Dans le logiciel Temis Suite, des propriétés particulières de perméabilité et de capillarité sont définies pour les zones de failles et les lithologies définies. Les comparaisons réalisées dans le paragraphe précédent ne prenaient en compte que les paramètres propres aux lithologies et ne considéraient pas d'ouverture et de fermeture des zones de faille. Le logiciel Permedia^{TM} ne tient pas compte des perméabilités définies dans Temis Suite mais considère les pressions capillaires. Il apparaît par conséquent nécessaire d'imposer des valeurs extrêmes pour ces pressions afin de simuler des barrières capillaires hautes (imperméabilité) et basses (perméabilité) dans les zones de failles. Ainsi, l'ouverture des failles durant les 4 phases orogéniques décrites (taconien, salinien, acadien et alléghanien – noté TSAA) a été simulée avec une pression capillaire très faible de 0,01 MPa et la fermeture (durant la sédimentation) avec une pression capillaire de 50 MPa. L'ouverture des failles à l'Actuel (de l'alléghanien à l'Actuel) est attestée par des suintements de pétrole près de celles-ci (McGerrigle, 1950 ; Sikander, 1975 ; Lavoie et Bourque, 2001 ; Kirkwood *et al.*, 2001).

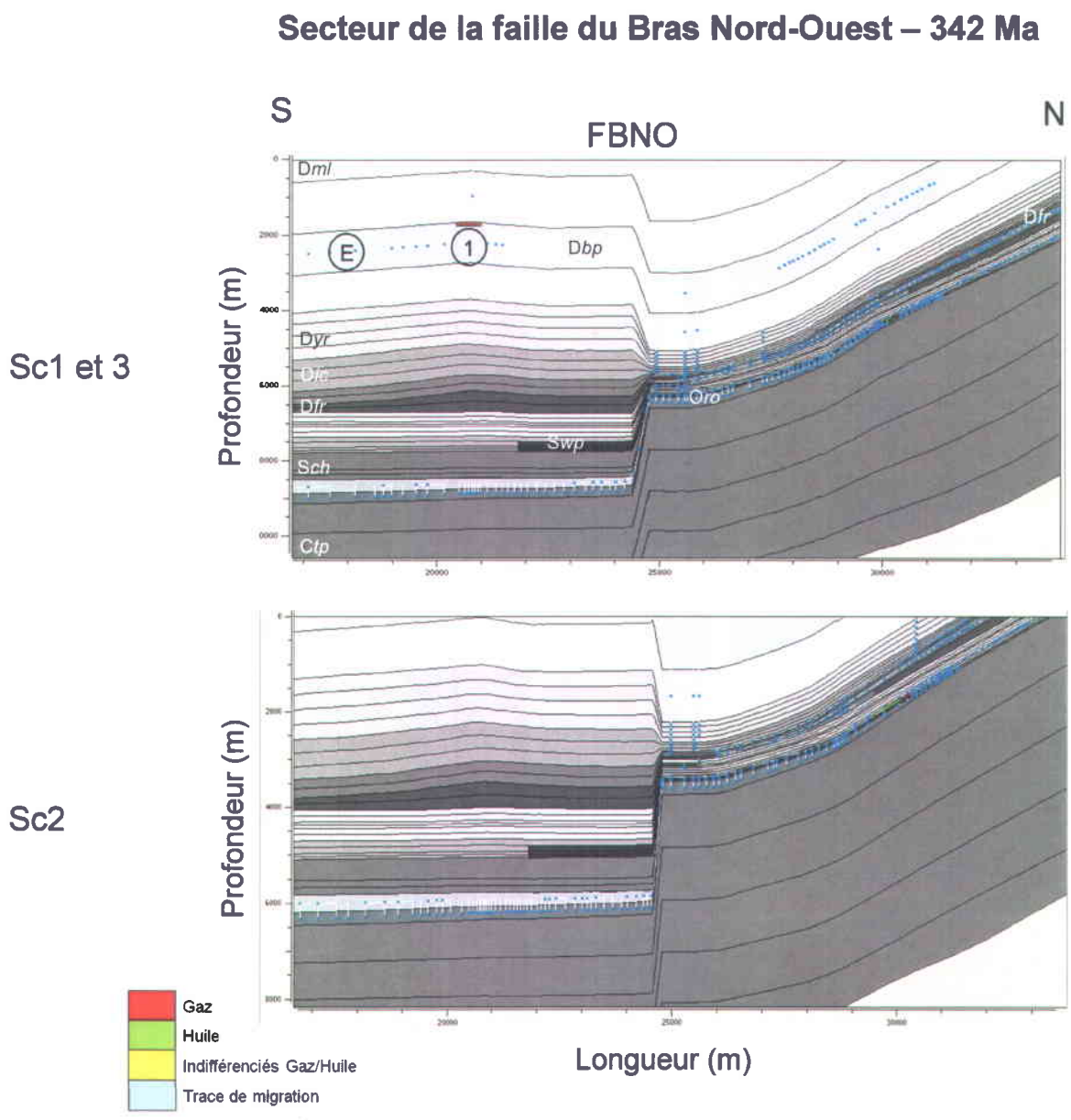


Figure 4.22 : Accumulations d'hydrocarbures à 342 Ma au niveau des blocs centre et nord et chemins de migration des hydrocarbures dans les trois scénarios considérés (Sc1, Sc2 et Sc3). FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; S_{wp} = West Point silurien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

Cependant, la fermeture durant cette même période peut tout de même être testée à titre indicatif (notée TSA pour les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne). À noter, l'absence d'impact des failles sur la génération et l'expulsion des hydrocarbures, car ces deux phénomènes sont indépendants de la pression capillaire et qu'aucune roche mère n'est assignée dans ces zones. L'impact des failles est présenté par les Figures 4.23 (A et B)

représentant respectivement les blocs au niveau des failles du Troisième Lac et du Bras Nord-Ouest. Les masses (en kg) sont exprimées sous la même forme que dans la Section 4.8.4.C : gaz issus du craquage primaire et tardif du kérogène (kg) / huile issue du craquage primaire du kérogène (kg) / gaz issu du craquage secondaire de l'huile (kg).

La faille du Troisième Lac (FTL)

Près de la FTL, et avec une perméabilité de cette faille durant toutes les orogenèses (Fig. 4.23-A-TSAA), des concentrations d'hydrocarbures sont observées à 327 Ma au niveau du puits York (bloc sud), dans les formations de White Head (point 1) et de West Point (érodée à l'Actuel, point 2). L'accumulation actuelle dans la Formation de White Head est équivalente à celle constatée dans la Section 4.8.4.C (point 1 Fig. 4.20-A). Des indices de migration d'hydrocarbures sont également observables entre ces réservoirs et la surface (Point A). Ces indices peuvent expliquer la présence des bitumes identifiés dans le puits York. Une accumulation est d'ailleurs remarquée dans la Formation de Gascons (point 3,4 x 10^4 kg / 3,5 x 10^4 kg / 5 x 10^4 kg). Dans le bloc centre, des hydrocarbures sont observés à 327 Ma, au niveau des sommets des formations siluriennes (point 4) et dévoniennes (point 5) du West Point et de la Formation de Forillon (point 6). Seuls les hydrocarbures observés dans les récifs dévoniens du West Point sont encore présents à l'Actuel. Peu d'autres accumulations sont identifiées près de la FTL dans le même bloc, mais l'apparition d'une accumulation dans la Formation de Shiphead (point 7) dans la partie centrale du bloc (9 x 10^3 kg / 1 x 10^4 kg / 1,5 x 10^3 kg, scénarios 1 et 3) est cependant notée.

Quand l'on considère l'imperméabilité de la zone de faille du Carbonifère jusqu'à l'Actuel (Fig. 4.23-A-TSA), des différences apparaissent pour chaque scénario et des accumulations supplémentaires sont remarquées par rapport au cas précédent (Fig. 4.23-A-TSAA). Ainsi, dans le bloc sud, les hydrocarbures dans la Formation de White Head (point 1') sont toujours présents et les trois scénarios d'enfouissement montrent des hydrocarbures dans la Formation de Gascons (point 3') au sommet du puits York (4 x 10^4 kg / 4 x 10^4 kg / 5 x 10^4 kg). Comme pour la section précédente, ces observations ne concordent pas avec la réalité. Des accumulations sont également constatées dans le bloc centre au niveau des flyschs ordoviciens (point 9', 3 x 10^4 / 225 à 4 x 10^3 kg / 4 x 10^4), des unités siluriennes (point 4', 4 x 10^4 kg / de 2,4 x 10^4 kg / 5,6 x 10^4 kg, scénarios 2 et 3) et dévoniennes (point 5', 2,5 x 10^4 kg / 1,8 x 10^4 kg / 4 x 10^4 kg) de la Formation de West Point et des formations de Forillon (point 6', 8 x 10^4 kg / 5 x 10^4 kg / 2 x 10^5

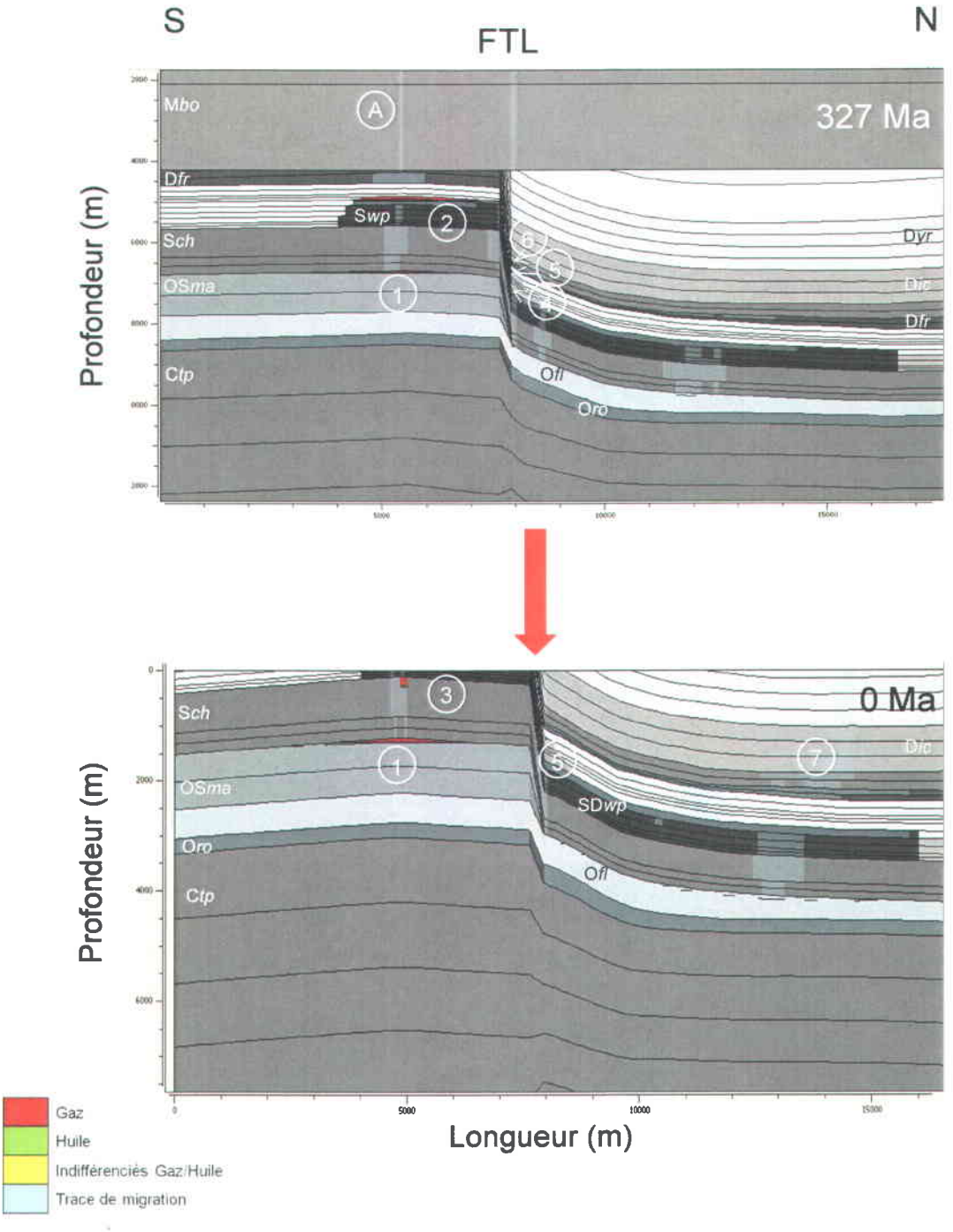
kg) et de Shiphead (point 8', 4 x 10^4 kg / 1,8 x 10^4 kg / 7 x 10^4 kg). Enfin, des indices de migration sont notés dans la partie centrale du bloc centre pour les scénarios 1 et 3 (point A').

La faille du Bras Nord-Ouest (FBNO)

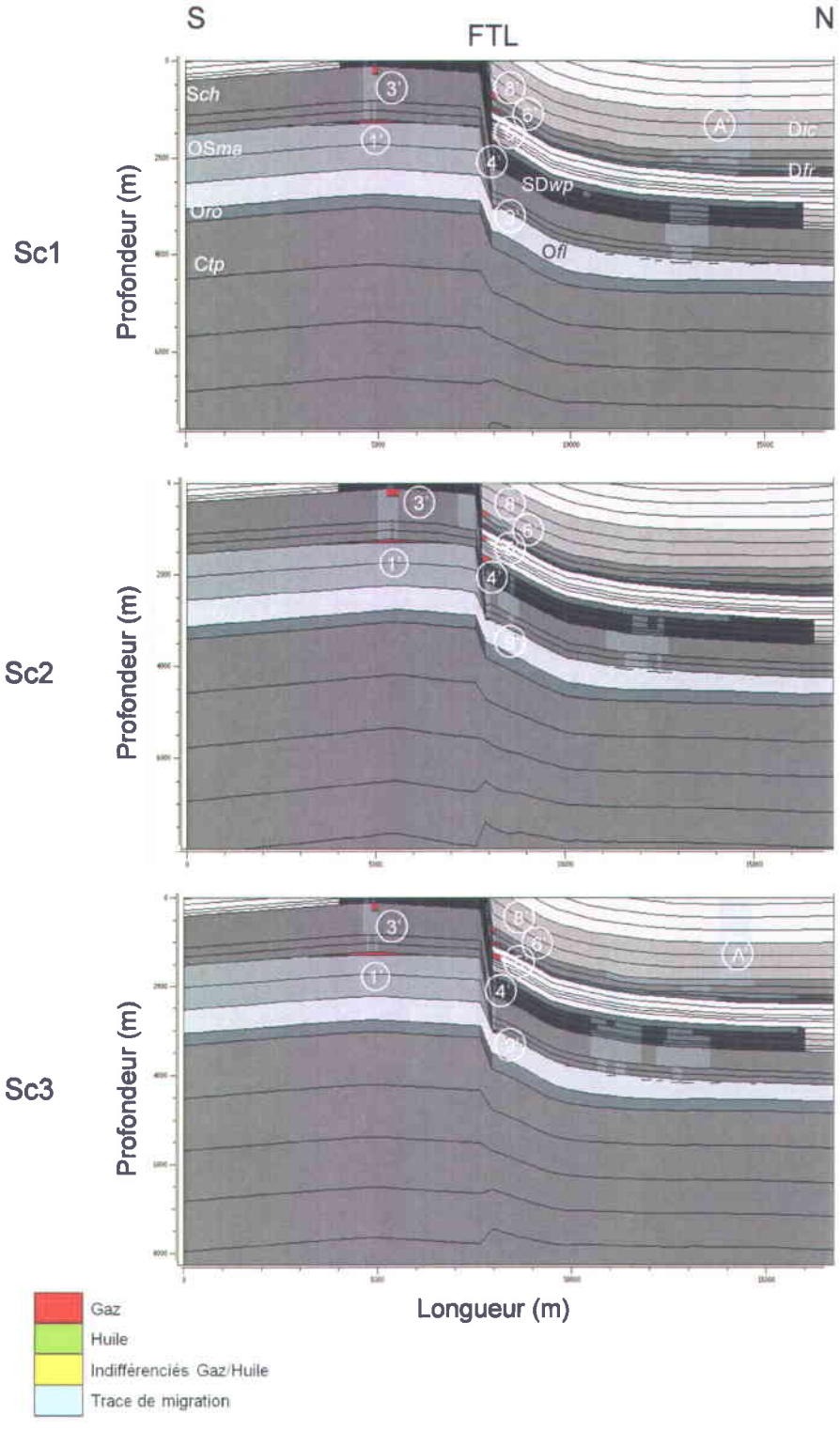
Les trois scénarios simulant la perméabilité au niveau de la FBNO durant les quatre orogenèses (Fig. 4.23-B-TSAA) présentent des résultats similaires jusqu'à l'Actuel. La représentation du système pétrolier dans le bloc centre, à 327 Ma, montre des hydrocarbures générés à partir de la roche mère cambro-ordovicienne, dans l'unité silurienne de la Formation de West Point (point 1), dans la Formation de Forillon du puits Sunny Bank (point 2) et dans la Formation de Battery Point (point 3, scénarios 1 et 3). L'accumulation dans cette dernière formation a été érodée après la phase alléghanienne. Ainsi, actuellement, l'accumulation dans la Formation de West Point (point 1) est absente pour tous les scénarios. Par contre, des accumulations, composées majoritairement de gaz, sont localisées dans le puits Sunny Bank dans les unités inférieure et supérieure de Forillon (point 2, 7,5 x 10^4 kg / 7 x 10^4 kg / 1,6 x 10^5 kg) et de Shiphead (point 4, 2 x 10^4 kg / 1 x 10^4 kg / 3 x 10^4 kg). De plus, des indices de migration sont visibles au niveau de ce puits (point A). Dans le bloc nord, les hydrocarbures, essentiellement des composés légers, sont localisés dans les récifs dévoniens du West Point (point 5, 4 x 10^3 kg / 500 kg / 1,3 x 10^4 kg, uniquement dans les scénarios 2 et 3), les complexes siluriens du West Point (point 6, 5 x 104 kg / 2 x 103 kg / 1 x 105 kg) et la Formation de Forillon (point 7, 1,6 x 105 / 5,7 x 104 / 2 x 104, scénario 1 uniquement).

Enfin, les simulations indiquent la présence de traces d'hydrocarbures à l'Actuel près du puits Gaspé Nord (point B), mais uniquement pour le scénario 1 (Fig. 4.23-B-TSAA), ce qui est un résultat attendu (voir Tab. 4.15).

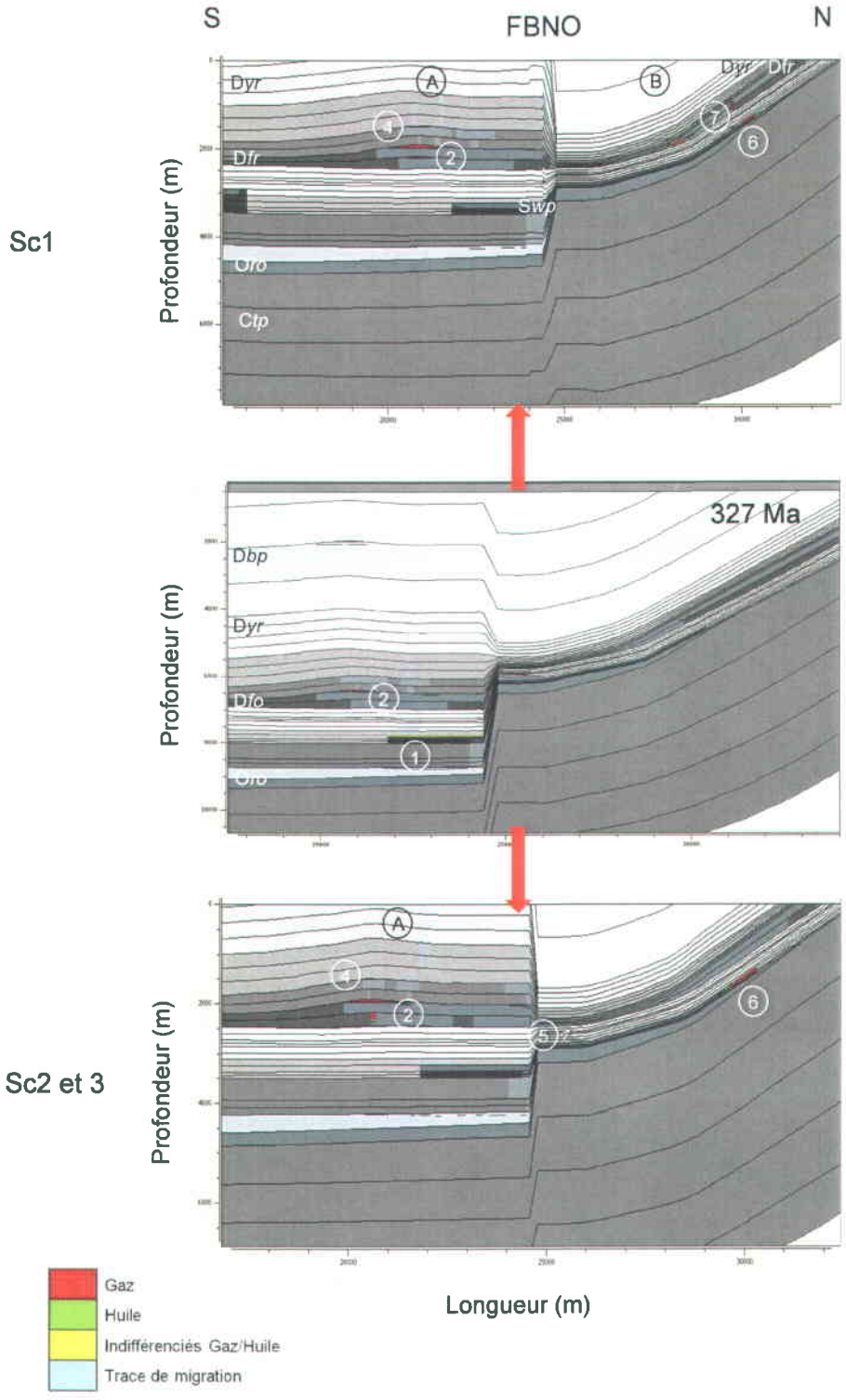
A - Secteur de la faille du Troisième Lac
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA
Scénario 2



A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 0 Ma
Faille perméable pendant les orogenèses TSA



B - Secteur de la faille du Bras Nord-Ouest
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA



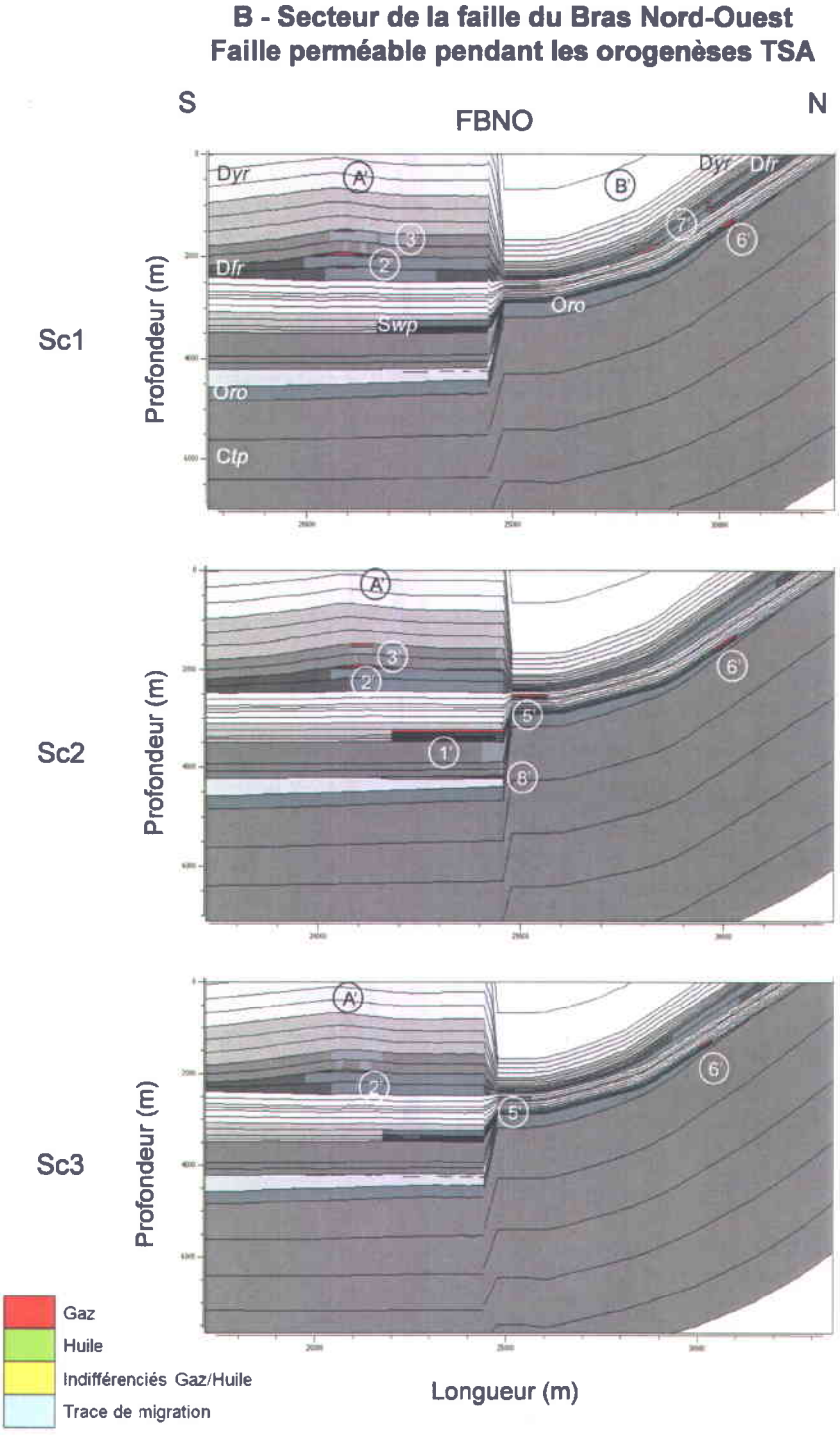


Figure 4.23 : Résultats des tests de perméabilité et d'imperméabilité des failles sur les accumulations d'hydrocarbures pour la coupe P19-P20_80-39 entre 327 Ma et l'âge Actuel. Cas A) au niveau de la faille du Troisième Lac (FTL) et Cas B) au niveau de la faille du Bras Nord-Ouest (FBNO), pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. TSAA renvoie à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne. Les flèches marquent le passage de 327 Ma à l'Actuel. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

Si maintenant, une faille imperméable depuis le Carbonifère jusqu'à l'Actuel est considérée (Fig. 4.23-B-TSA), des résultats divergents du cas précédent (Fig. 4.23-B-TSAA) sont observés. Au Sud de la FBNO (bloc centre) et uniquement dans le scénario 2, les hydrocarbures (essentiellement gazeux) sont présents dans les flyschs post-Rivière Ouelle (point 8', 6×10^5 kg / $7,2 \times 10^4$ kg / $9,8 \times 10^5$ kg) et l'unité silurienne du West Point (point 1', $2,9 \times 10^5$ / $1,1 \times 10^4$ / $6,4 \times 10^5$). Les quantités accumulées dans les différentes formations du puits Sunny Bank (points 2' et 3'), dans les deux premiers scénarios d'enfouissement, sont équivalentes à celles obtenues dans le cas TSAA (perméabilité des failles durant les 4 orogenèses, Fig. 4.23-B-TSAA). Dans le cas des scénarios 2 et 3, l'absence d'hydrocarbures dans l'unité inférieure de la Formation de Forillon est à noter. Dans le bloc nord, des concentrations d'hydrocarbures sont localisées dans les récifs dévoniens du West Point (point 5', 3×10^4 kg / 5×10^3 kg / 1×10^5 kg), mais uniquement pour les scénarios 2 et 3, alors que les accumulations dans les autres formations sont identiques au cas TSAA (points 6' et 7'). Enfin, seul le scénario 1 montre des traces d'hydrocarbures près du puits Gaspé Nord (point B').

D'après les tests réalisés, aucune communication n'est possible entre les blocs centre et sud, même si des mouvements d'hydrocarbures sont observés au niveau des zones de failles (point A, Fig. 4.24-A). Ainsi, la concentration d'hydrocarbures reportée dans la Formation de White Head a pour origine directe la Formation de Rivière Ouelle et est formée par migration verticale de la roche mère jusqu'à la roche réservoir (point B). Toutes les autres accumulations présentes (dans le bloc centre) pour le cas TSA ont la même origine et sont également formées par ascension verticale des hydrocarbures de la roche mère jusqu'à l'unité du West Point (point C), puis par dysmigration vers les autres réservoirs (point D).

Au contraire, une communication existe entre les blocs nord et centre (point A) depuis 342 Ma et peut, en plus d'une migration verticale près de la FBNO (point B, Fig. 4.24-B) à partir de la Formation de Rivière Ouelle, expliquer les accumulations observées au niveau du puits Sunny Bank, dans les formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé. Pour les roches du bloc nord, les accumulations sont issues de la migration d'hydrocarbures du bloc centre et de la migration verticale à partir de la roche mère Rivière Ouelle.

En résumé, l'ouverture et la fermeture des failles à travers le temps influencent la migration et la rétention des hydrocarbures. Dans le cas de failles « perméables » lors des quatre orogenèses (Fig. 4.23), un nombre limité d'accumulations d'hydrocarbures est observé, cependant en nombre plus élevé que dans le cas sans prise en compte de perméabilité/imperméabilité (Fig. 4.22). Au contraire, dans le cas de l'imperméabilité des failles après l'orogenèse acadienne, un nombre plus important d'accumulations est observé. Dans tous les cas de figure, il est important de noter que les quantités de gaz accumulées sont supérieures aux masses d'huile. De plus, le gaz secondaire issu du craquage de l'huile est la fraction dominante, ce qui montre l'importance du craquage de l'huile au cours du temps (Annexe 12).

A l'Actuel, il n'existe pas d'accumulations d'hydrocarbures au niveau du puits Sunny Bank mais uniquement des traces (Tab. 4.15). Les accumulations qui y sont prédites par la simulation pour tous les scénarios pourraient toutefois représenter celles observées au niveau du puits Galt n°3 à l'Ouest, sans toutefois s'accorder complètement à la réalité (absence d'hydrocarbures dans la Formation d'Indian Cove). A noter que le scénario 1 présente majoritairement des traces de migration d'hydrocarbures près du puits Gaspé Nord et des zones de failles, comme observées sur le terrain.

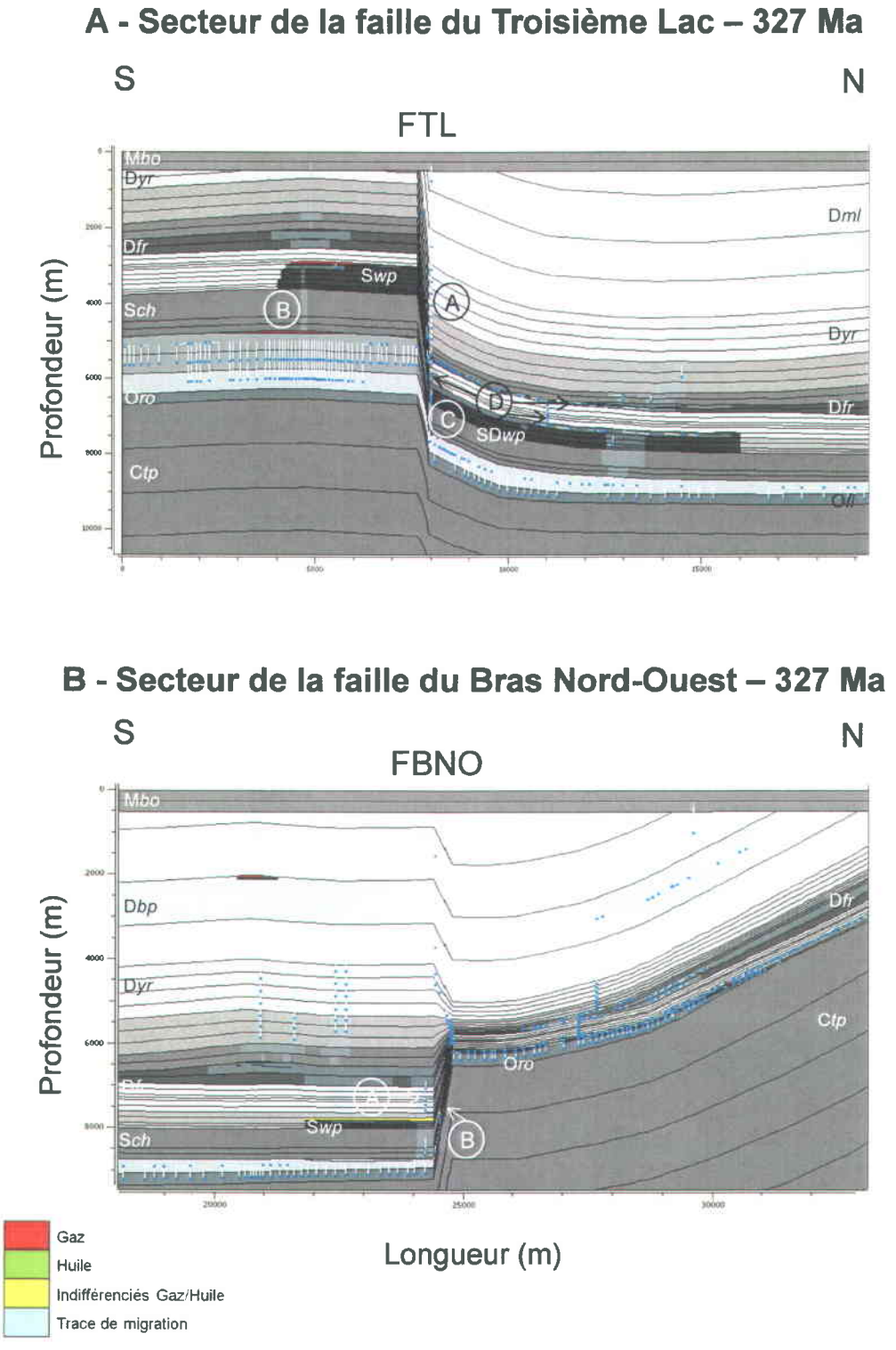


Figure 4.24 : Chemins de migration des hydrocarbures dans les trois blocs tectoniques à 327 Ma pour le cas de l'ouverture des failles durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne, et alléghanienne. FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

E - Impact de la fracturation des calcaires sur la migration des hydrocarbures

Il semble en outre intéressant d'évaluer l'impact de la fracturation, qui est associée à une augmentation de la porosité et de la perméabilité des roches réservoirs, sur la circulation des hydrocarbures et/ou leur rétention. Comme cette fracturation est observée en Gaspésie dans les puits passant par la coupe étudiée (Voir Tab. 4.15), il est important de tester et d'évaluer son impact sur la migration des hydrocarbures. La fracturation associée aux formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé des puits Sunny Bank, Gaspé Sud, Galt n°3 et Gaspé Nord (Tab. 4.15), est également décrite au sein des formations de West Point et de White Head (Groupe de Matapédia) selon les études respectives de Bourque *et al.* (2001b) et de Kirkwood *et al.* (2001). Ces auteurs montrent en effet une fracturation et une dolomitisation de ces unités. Dans un souci de simplification, les phénomènes de fracturation et de dolomitisation des roches sont considérés comme un événement unique. Ainsi, la phase de « fracturation-dolomitisation » liée à l'orogenèse acadienne est testée, et la perméabilité résultante est considérée comme inchangée jusqu'à l'Actuel. Afin de prendre en compte ces phénomènes dans le logiciel Permedia™, il est nécessaire d'assimiler les zones de fracturation à des changements de lithologies. Le puits Galt n°3, qui montre des fracturations dans le Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé, a été choisi pour délimiter l'extension (géographique) de la fracturation. Étant localisé à environ 6 km de la FBNO (voir Fig. 1.3), il a par conséquent été décidé de considérer une extension latérale de 6 km à partir des zones de failles pour la fracturation.

Les simulations effectuées (Fig. 4.25) étant focalisées sur les zones de failles, les changements de pressions capillaires sont par conséquent pris en compte. Ainsi dans les résultats présentés ci-après (et Annexe 12), sont considérées :

- la fracturation des unités calcaires lors de l'orogenèse acadienne, toujours observée à l'Actuel ;

- la perméabilité de la zone de faille, d'une part durant les différentes orogenèses (taconienne, salinienne et acadienne et alléghanienne ; TSAA) et d'autre part durant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne (TSA) seulement.

Les quantités d'hydrocarbures accumulées sont décrites comme dans les sections précédentes.

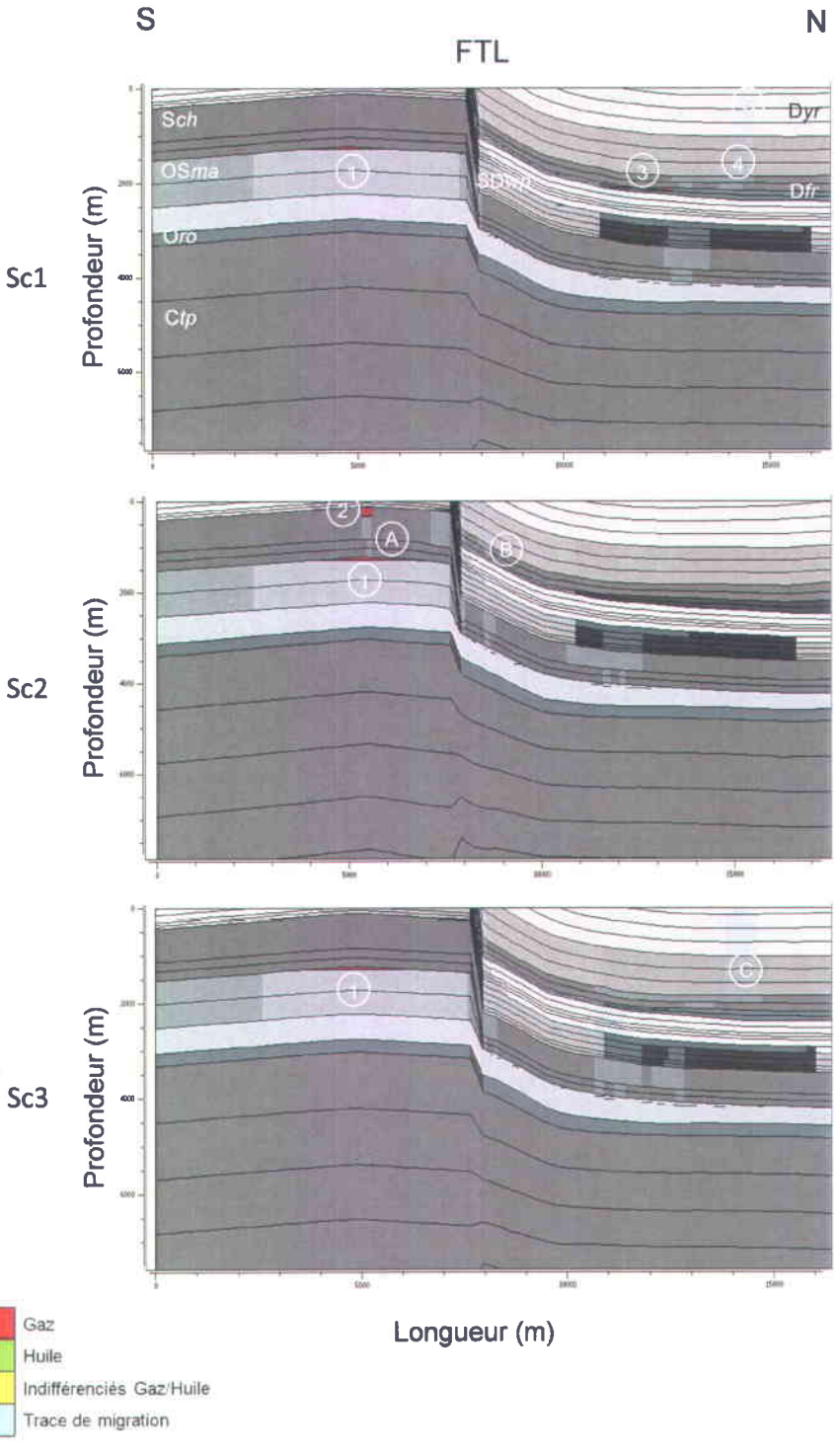
La faille du Troisième Lac

La Figure 4.25-A-TSAA montre, au niveau des blocs sud et centre, que les représentations actuelles du système sont presque similaires pour les trois scénarios d'enfouissement, avec quelques différences limitées. Si l'accumulation importante dans la Formation de White Head (point 1,8 x 10^5 kg / 5 x 10^4 kg / 9,9 x 10^5 kg) est présente dans les trois scénarios, l'apparition d'une accumulation dans la Formation de Gascons du bloc sud (point 2, 5 x 10^4 kg / 2 x 10^4 / 5,9 x 10^4) n'apparaît que dans le scénario 2. Seul ce scénario montre en effet les indices d'hydrocarbures correspondant aux bitumes et traces d'huile (point A) observés dans le puits York. Dans le bloc centre, aucune accumulation d'hydrocarbures n'est répertoriée dans les formations de West Point et de Forillon, près de la FTL. Par contre, dans le cas du scénario 1, des accumulations essentiellement gazeuses sont prédites dans le centre du bloc, dans les formations de Forillon (point 3, 1, 8 x 10^3 kg / 3,5 x 10^3 kg / 1,8 x 10^4 kg) et de Shiphead (point 4, 7,7 x 10^3 kg / 2,9 x 10^3 kg / 1,6 x 10^4 kg). On peut également y observer le passage vertical des hydrocarbures jusqu'à la surface, soit près de la FTL (point B, scénario 2), soit au centre du bloc (point C, scénarios 1 et 3).

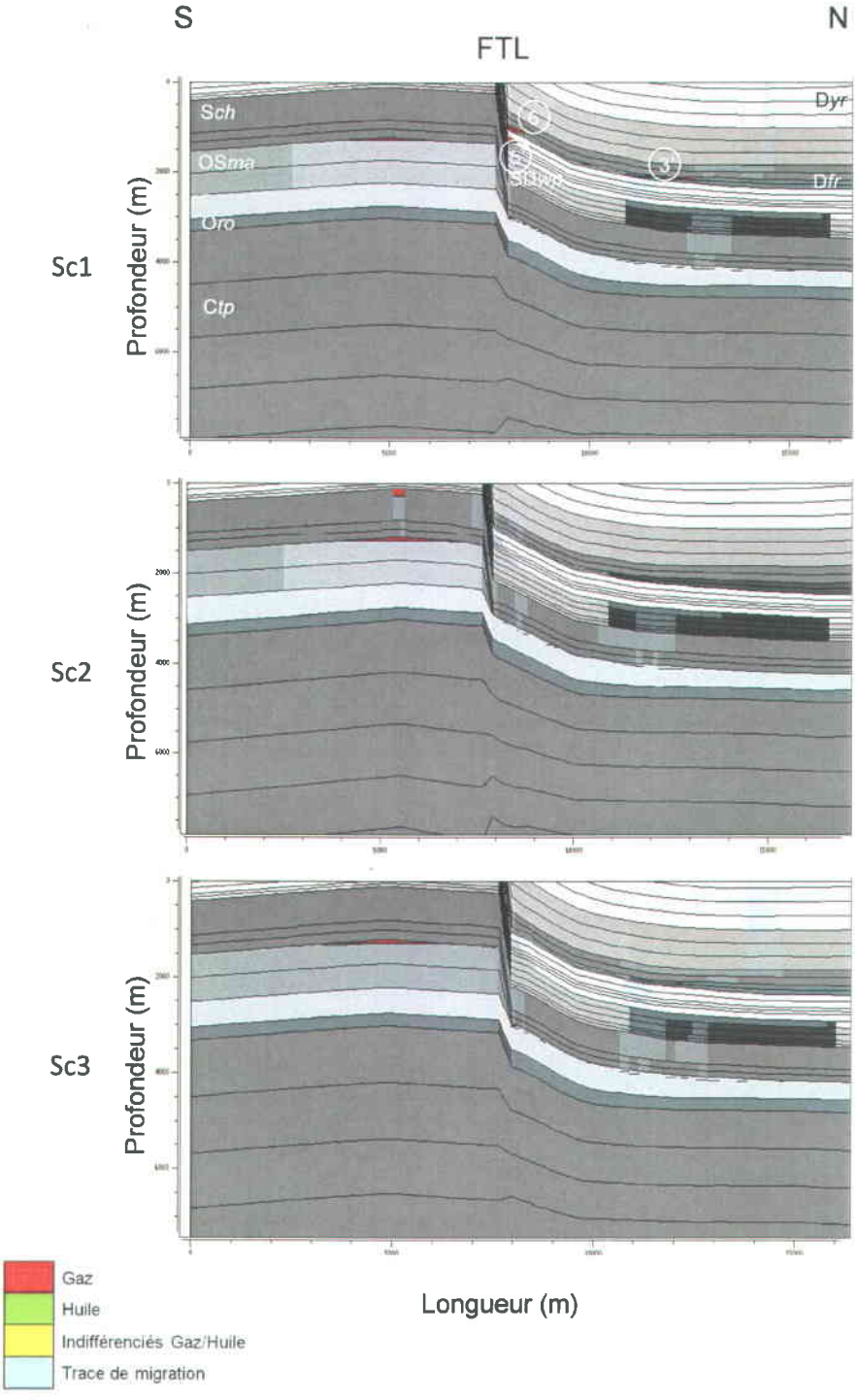
Lorsque la FTL devient imperméable après l'orogenèse acadienne (Fig. 4.25-A-TSA), des accumulations supplémentaires (essentiellement de gaz secondaire) sont observées dans le bloc centre pour le scénario 1. En effet, près de la FTL, les formations dévoniennes de West Point, (point 5', 6,5 x 10^4 kg / 2,4 x 10^4 kg / 1,6 x 10^5 kg) et de Forillon (point 6', 1 x 10^5 kg / 2,4 x 10^4 kg / 1,6 x 10^5 kg) forment des réservoirs intéressants. De plus, une accumulation plus éloignée de la FTL apparait dans l'unité supérieure de la Formation de Forillon (point 3', 1,1 x 10^4 kg / 5,3 x 10^3 kg / 2,3 x 10^4 kg).

Des divergences sont à noter par rapport aux scénarios présentés précédemment, dans les parties 4.8.4-C et D. Dans ces modèles avec fracturation (Fig. 4.25-A-TSAA et TSA), seul le scénario 2 présente une accumulation dans la Formation de Gascons, alors que pour les tests précédents, l'ensemble des scénarios montraient cette accumulation (Figs. 4.20-A et 4.23-A-TSAA et TSA). De plus, dans le cas de l'imperméabilité de la faille après l'orogenèse acadienne (Fig. 4.25-A-TSA), un nombre moins important d'accumulations est remarqué en comparaison du cas sans fracturation (Fig. 4.23-A-TSA).

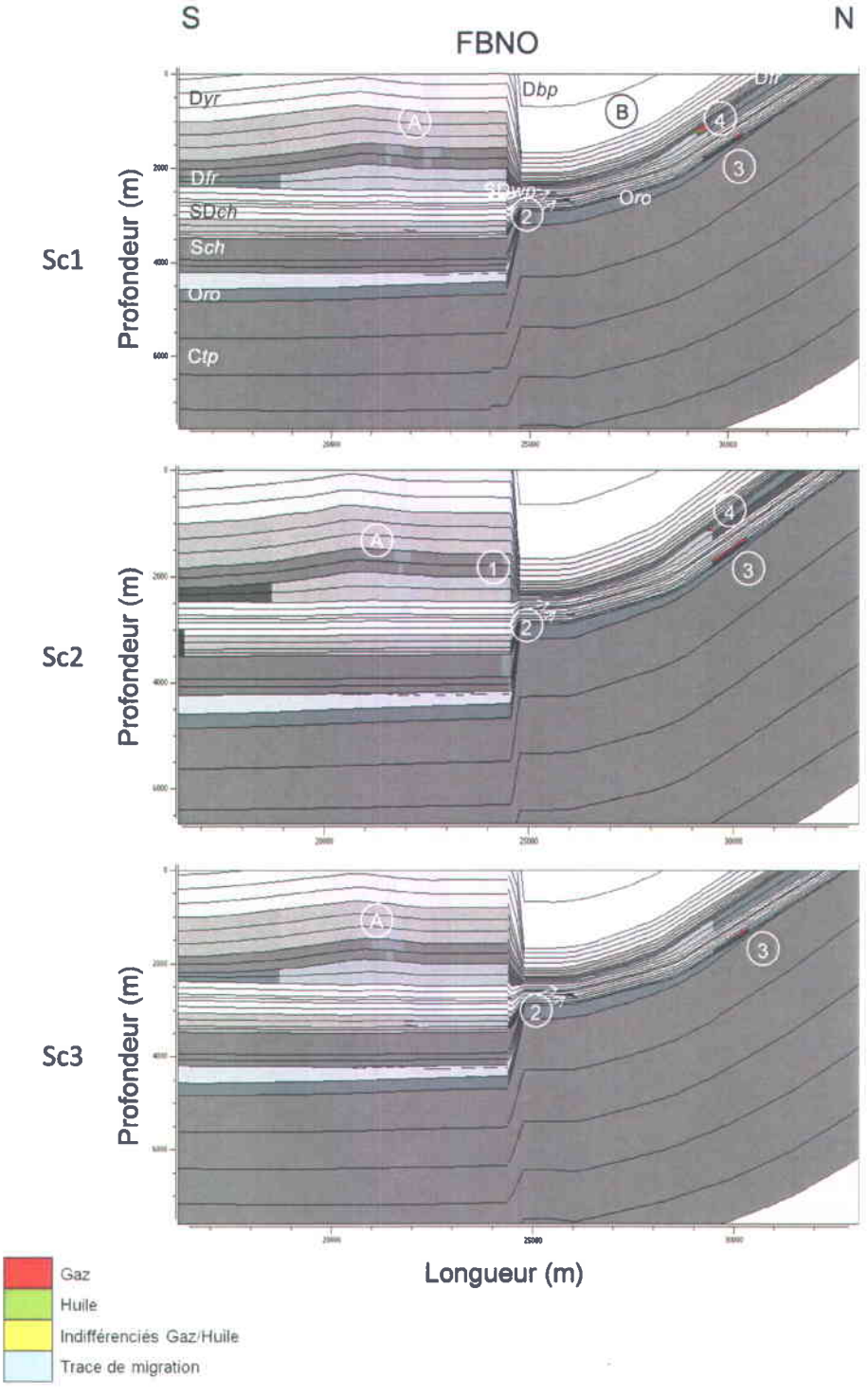
A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 0 Ma
Fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA



A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 0 Ma
Fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSA



B - Secteur de la faille du Bras Nord-Ouest – 0 Ma
Fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA



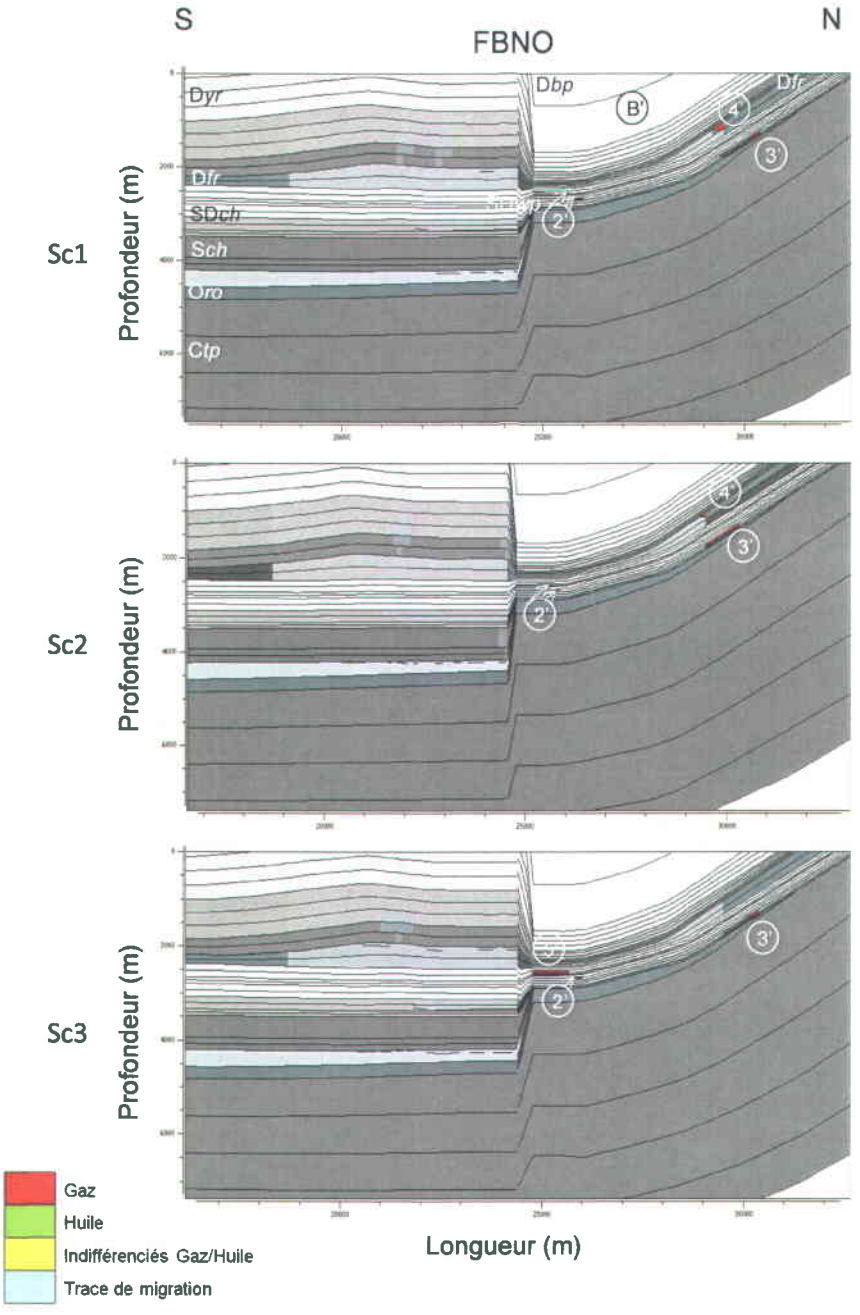


Figure 4.25 : Résultats des tests de fracturation sur les accumulations actuelles d'hydrocarbures dans la coupe P19-P20_80-39. Cas A) au niveau de la faille du Troisième Lac (FTL) et Cas B) au niveau de la faille du Bras Nord-Ouest (FBNO) dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne. SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

La faille du Bras Nord-Ouest

Concernant la zone de faille de la FBNO (Fig. 4.25-B-TSAA), quelques différences sont notées entre les trois scénarios. Les roches de la Formation de Forillon localisées au niveau du puits Sunny Bank (ou Galt n°3, bloc centre) ne présentent pas d'accumulation dans le cas TSAA. Des indices de migration sont toutefois présents depuis cette zone jusqu'à la surface (point A) et peuvent coïncider avec les traces d'huile et de bitumes observées dans les formations du puits. Toujours dans le bloc centre, une accumulation importante, en grande partie gazeuse, est à remarquer pour le scénario 2 près de la faille, dans la Formation de Forillon (point 1, 9,7 x 10^4 kg / 1 x 10^5 kg / 1,8 x 10^5 kg). Dans le bloc nord, des concentrations d'hydrocarbures, purement gazeuses, sont distinguées, pour les trois scénarios, à l'extrémité des unités formant l'unité dévonienne du West Point (point 2, 5 x 10^4 / 0 à 3 x 10^4 / 1 x 10^5) à l'interface entre cette formation et celles de Roncelles et d'Indian Point. Les complexes siluriens du West Point (point 3, 4 x 10^4 kg / 1,5 x 10^4 kg / 8 x 10^4 kg) et la Formation de Forillon (point 4, 1,8 x 10^5 kg / 5,9 x 10^5 kg / 2,5 x 10^5 kg, scénario 1 et 4,4 x 10^4 kg / 4,9 x 10^4 kg / 1 x 10^5 kg, scénarios 2 et 3) sont également représentés comme des réservoirs intéressants. Enfin, seul le scénario 1 permet de simuler des traces d'hydrocarbures (point B) près du puits Gaspé Nord.

Si la faille devient imperméable durant le Carbonifère, aucune différence avec le cas TSAA n'est visible dans le bloc centre. Par contre, des différences sont notées pour le bloc nord. Si des concentrations d'hydrocarbures s'effectuent, pour tous les scénarios, dans les récifs en pinacles dévoniens du West Point à l'interface des formations de Roncelles et d'Indian Point (point 2', 5 x 10^4 kg / 3 x 10^3 kg / 1,5 x 10^5 kg) seul le scénario 3 montre une accumulation importante au sommet des récifs dévoniens du West Point près de la FBNO (point 5', 3,4 x 10^5 kg / 6 x 10^3 kg / 1 x 10^6 kg). Des accumulations sont également observées dans les unités siluriennes du West Point (point 3', 4 x 10^4 kg / 2 x 10^4 kg / 7 x 10^4 kg). De plus, des hydrocarbures sont uniquement identifiés dans la Formation de Forillon (point 4') dans les scénarios 1 (1,8 x 10^5 kg / 6 x 10^5 kg / 2,5 x 10^5 kg) et 2 (4,4 x 10^4 kg / 4,9 x 10^4 kg / 1 x 10^5 kg). Enfin, encore une fois, seul le scénario 1 permet de simuler des traces d'hydrocarbures (point B') près du puits Gaspé Nord.

En plus des résultats présentés ci-dessus, il est également intéressant de noter qu'à l'instar des simulations sans fracturation présentées auparavant (Section 4.8.4.C, Fig. 4.24), des réservoirs sont identifiables, pour les trois scénarios, dans le bloc centre près de la FTL, dans les formations de West Point (point 1) et de Forillon (point 2, Fig. 4.26-A) à 327 Ma. Néanmoins, le scénario 2 montre une accumulation dans les récifs dévoniens du West Point (point 3, Fig.

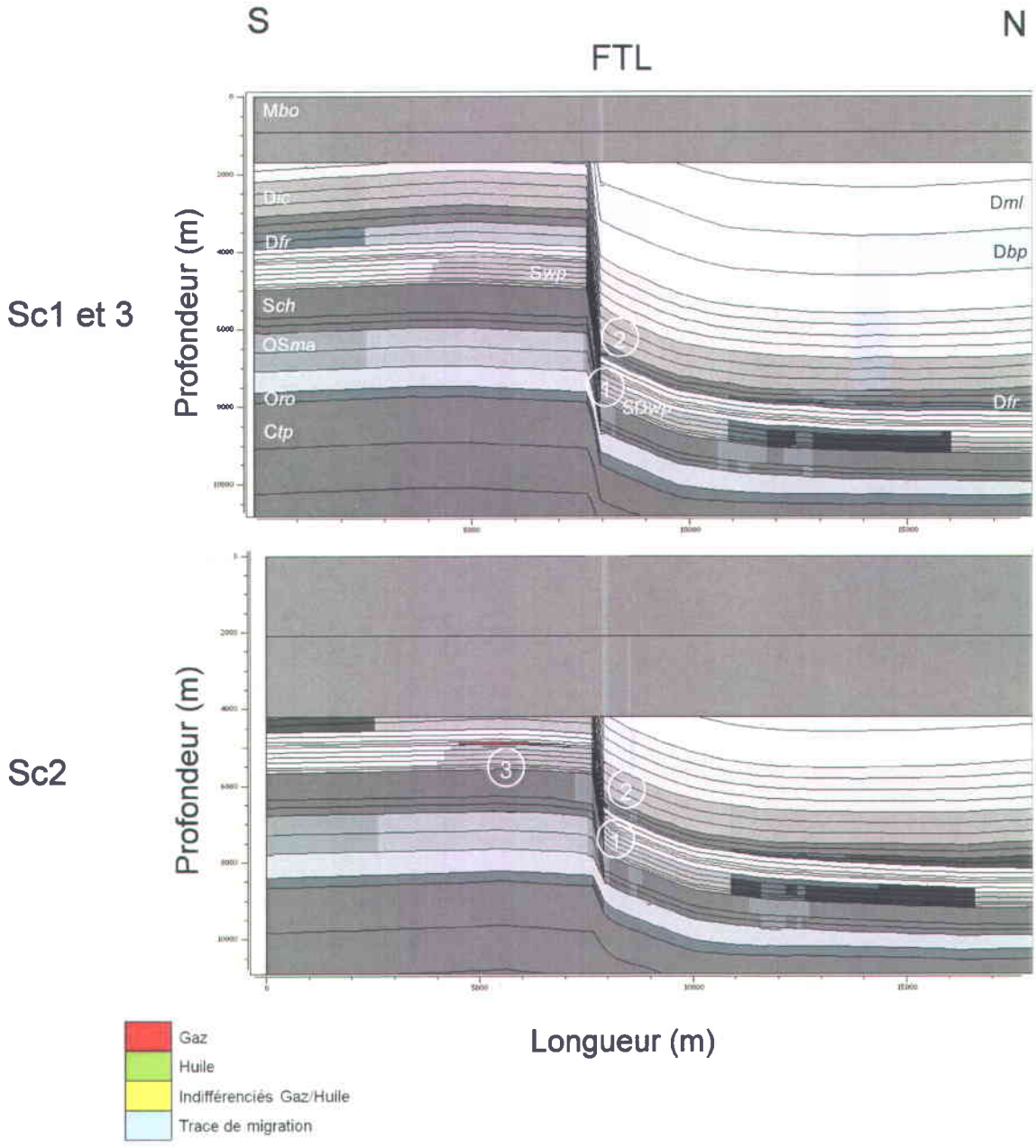
4.26-B) dès 342 Ma, contrairement aux deux autres scénarios. La Figure 4.27 (pour les âges 342 Ma, 327 Ma et 0 Ma) montre que les chemins de migration sont identiques pour les scénarios 1 et 3, et indique une origine cambro-ordovicienne des hydrocarbures ainsi qu'une série de dysmigrations. Cette conclusion sur l'origine des hydrocarbures est également vraie pour le scénario 2. À noter qu'une accumulation est également constatée dans la Formation de Battery Point au niveau du puits Sunny Bank entre 392 et 327 Ma toujours pour les scénarios 1 et 3 (point 1). A l'Actuel, cette formation étant érodée, ces accumulations ont disparu.

La comparaison des résultats de ce test de fracturation avec les tests précédents (4.8.4-C et D) montrent quelques différences, notamment l'absence d'accumulation au niveau du puits Sunny Bank, qui marque une réelle différence par rapport au test de perméabilité/imperméabilité de la FBNO (Fig. 4.23-B-TSAA et TSA). Peu de divergences sont notées par rapport au cas le plus simple (4.8.4-C), comme la présence d'hydrocarbures dans la Formation de Forillon dans le nord pour le scénario 2 (Fig, 4.25-B-TSAA et TSA) et la présence d'indices de migration, non marquée sur la Figure 4.20-B.

Remplissage des fractures

Un dernier test a été effectué pour évaluer l'impact de la fracturation des unités calcaires : fracturation lors de l'orogenèse acadienne puis remplissage des fractures après la même phase, ce qui correspond d'un point de vue de la modélisation par le remplacement des lithologies « fracturation » par des lithologies initiales. Contrairement aux modèles présentés précédemment (fracturation ouverte jusqu'à à l'Actuel, Fig. 4.25 à 4.27), ce nouveau modèle (Fig. 4.28) amène à la concentration d'hydrocarbures essentiellement gazeux près de la FBNO (sommet de la Formation de Forillon, point 1, 4×10^4 kg / $2,6 \times 10^4$ kg / $7,7 \times 10^4$ kg) et dans les formations de Forillon (point 2 et 3) et de Shiphead (point 4, au niveau du puits Sunny Bank). Si la perméabilité des failles est considérée jusqu'à l'Actuel (Fig. 4.28-A-TSAA), la répartition des hydrocarbures s'effectue de manière presque équitable entre unités inférieure (point 2) et supérieure (point 3) de la Formation de Forillon, mais la quantité (en valeur absolue) est plus faible pour le scénario 1 ($5,5 \times 10^4$ kg / 3×10^4 kg / 1×10^5 kg) que pour les deux autres scénarios (2×10^5 kg / $2,5 \times 10^5$ kg / $2,5 \times 10^5$ kg). A l'inverse, l'accumulation notée dans la Formation de Shiphead est plus importante dans le scénario 1 (point 4, $2,7 \times 10^4$ kg / $2,8 \times 10^4$ kg / $5,3 \times 10^4$ kg). Cette différence de masses accumulées d'un scénario à l'autre peut s'expliquer par une différence dans la migration et la répartition des hydrocarbures au sein du système. Si les failles deviennent imperméables à partir du Carbonifère (Fig. 4.28-B-TSA), de

A - Secteur de la faille du Troisième Lac – 327 Ma
Fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA



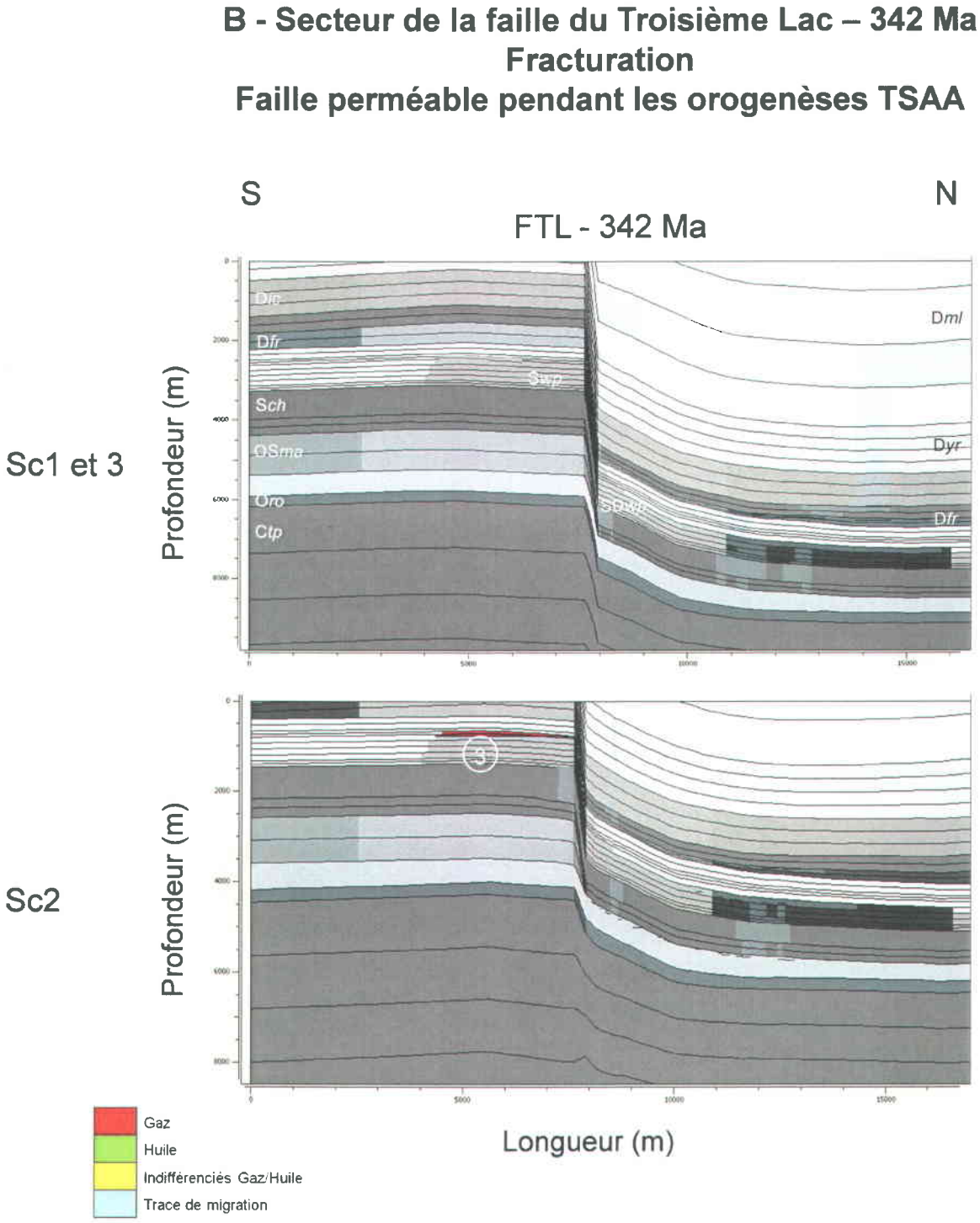


Figure 4.26 : Résultats des tests de fracturation sur les accumulations d'hydrocarbures à 342 et 327 Ma dans la coupe P19-P20_80-39 au niveau de la faille du Troisième Lac (FTL) dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne. S_{wp} = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

Fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA

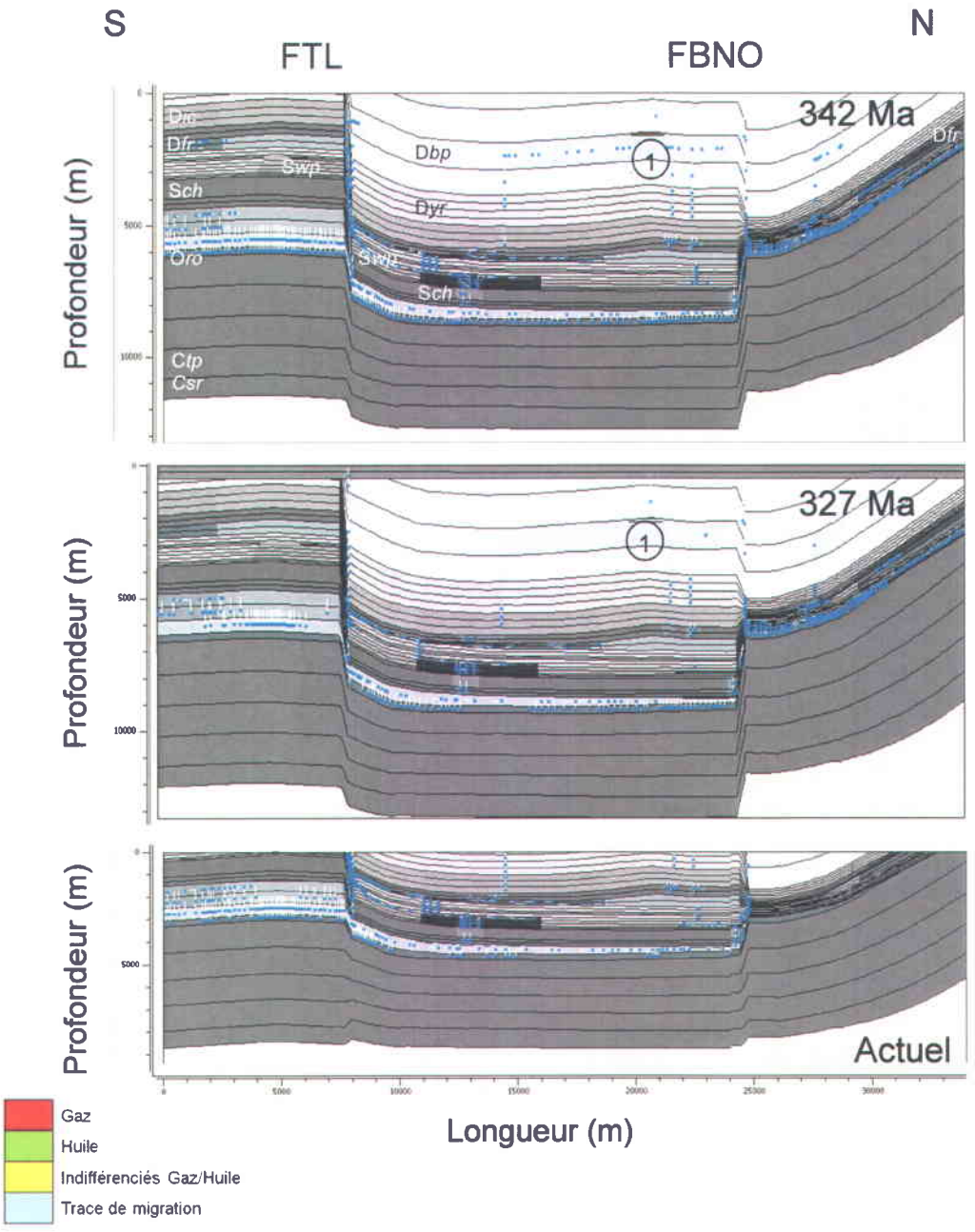


Figure 4.27 : Chemins de migration des hydrocarbures dans les trois blocs tectoniques, à 342 Ma, 327 Ma et à l'Actuel. Image identique pour les scénarios 1 et 3. TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; *Swp* = West Point silurien ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188.

nouvelles accumulations, en plus de celles déjà décrites (et de masses équivalentes), apparaissent près de la FTL et de la FBNO. Près de la FTL, elles se trouvent dans les flyschs post-Rivière Ouelle (point 5', 2×10^4 kg / 1×10^3 kg / 3×10^4 kg), dans la Formation de Gascons (point 6', $2{,}2 \times 10^4$ kg / $7{,}2 \times 10^3$ kg / $3{,}4 \times 10^4$ kg), dans les unités siluriennes et dévoniennes du West Point (points 7' et 8', respectivement $3{,}4 \times 10^4$ kg / $2{,}9 \times 10^4$ kg / $5{,}4 \times 10^4$ kg et 2×10^4 kg / 2×10^4 kg / $3{,}2 \times 10^4$ kg) et dans les formations de Forillon (point 9', $5{,}8 \times 10^3$ kg / $1{,}7 \times 10^4$ kg / $9{,}5 \times 10^3$ kg) et de Shiphead (point 10', $1{,}6 \times 10^4$ kg / $9{,}6 \times 10^3$ kg / $2{,}6 \times 10^4$ kg).

Près de la FBNO, le sommet de l'unité silurienne de West Point apparait comme un réservoir important (point 11', $2{,}6 \times 10^5$ kg / $2{,}6 \times 10^4$ kg / $6{,}4 \times 10^5$ kg ; Fig. 4.28), en plus des accumulations dans la Formation de Forillon (point 1'), équivalente au cas TSAA, et dans les flyschs (point 12', $4{,}8 \times 10^5$ kg / $5{,}8 \times 10^4$ kg / $8{,}3 \times 10^5$ kg). Il faut noter que si le bloc centre a été choisi comme exemple, c'est parce qu'aucune différence n'est observée dans le cas des autres blocs entre fracturation ouverte jusqu'à l'Actuel et fracturation fermée après la phase acadienne.

En résumé, lors de la fracturation des unités calcaires des groupes de Matapédia, de Chaleurs (Formation de West Point) et des Calcaires Supérieurs de Gaspé, peu de différences sont observables entre les trois scénarios d'enfouissement. Néanmoins, seul le scénario 2 révèle une accumulation dans la Formation de Gascons dans le bloc sud (Fig. 4.25-A-TSAA et TSA), incompatible avec les observations actuelles du puits York. Par contre, ces accumulations sont observées pour les scénarios 1 et 3 dans les simulations sans fracturation (Fig. 4.23-TSAA et TSA). De plus, les accumulations présentes au niveau de la Formation de Forillon dans le bloc nord se révèlent en bien moins grand nombre dans le cas des tests avec fracturation (Fig. 4.25-B) que dans le cas des tests sans fracturation (Fig. 4.23-B). Enfin, dans le cas d'une fracturation de la phase acadienne jusqu'à l'Actuel (Fig 4.25-B-), on ne retrouve pas d'accumulation d'hydrocarbures dans le puits Sunny Bank (ou par projection le puits Galt n°3). A l'inverse, le remplissage des fractures après l'orogenèse acadienne entraîne la concentration des hydrocarbures au niveau de ce puits (Fig. 4.28).

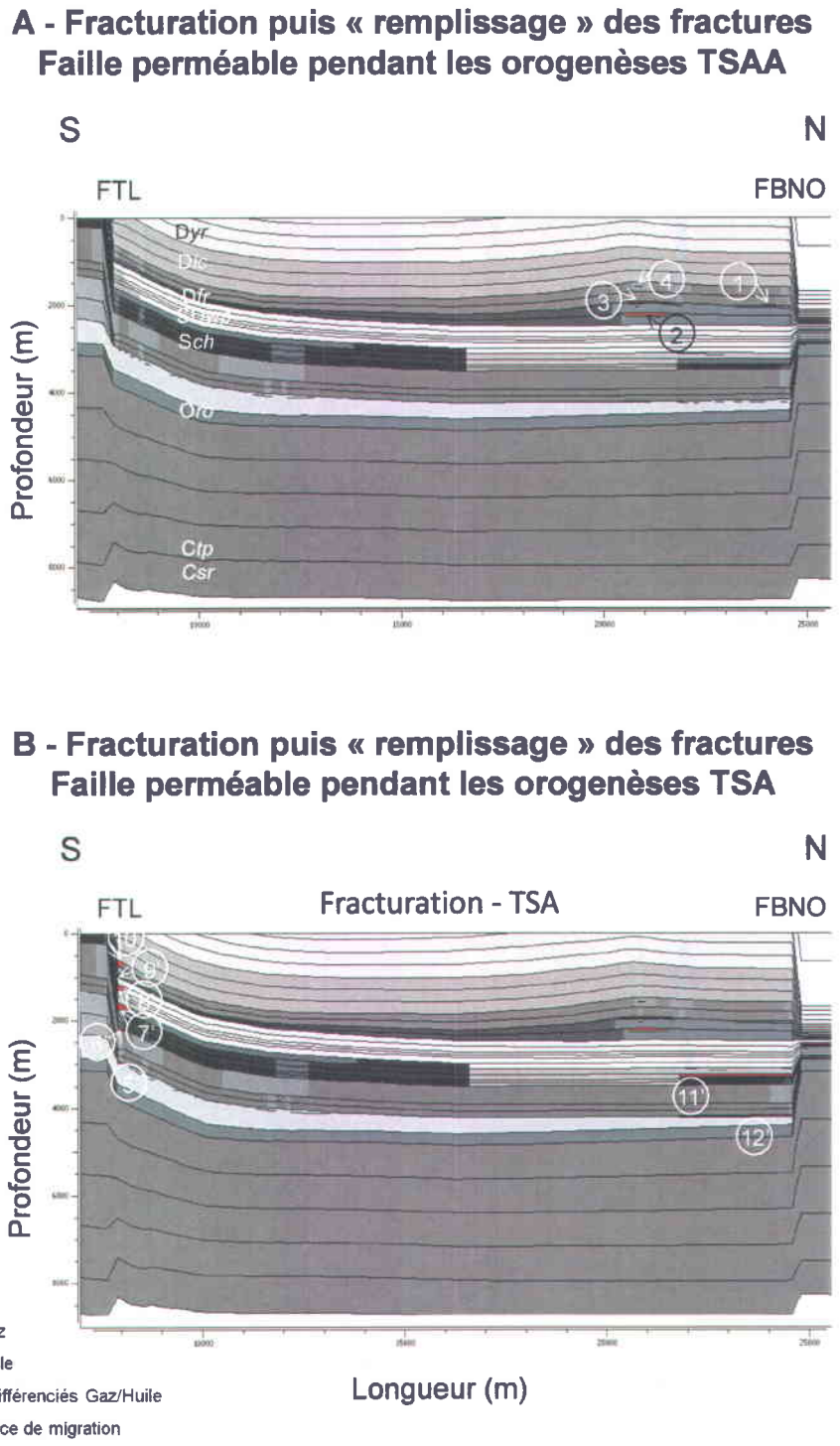


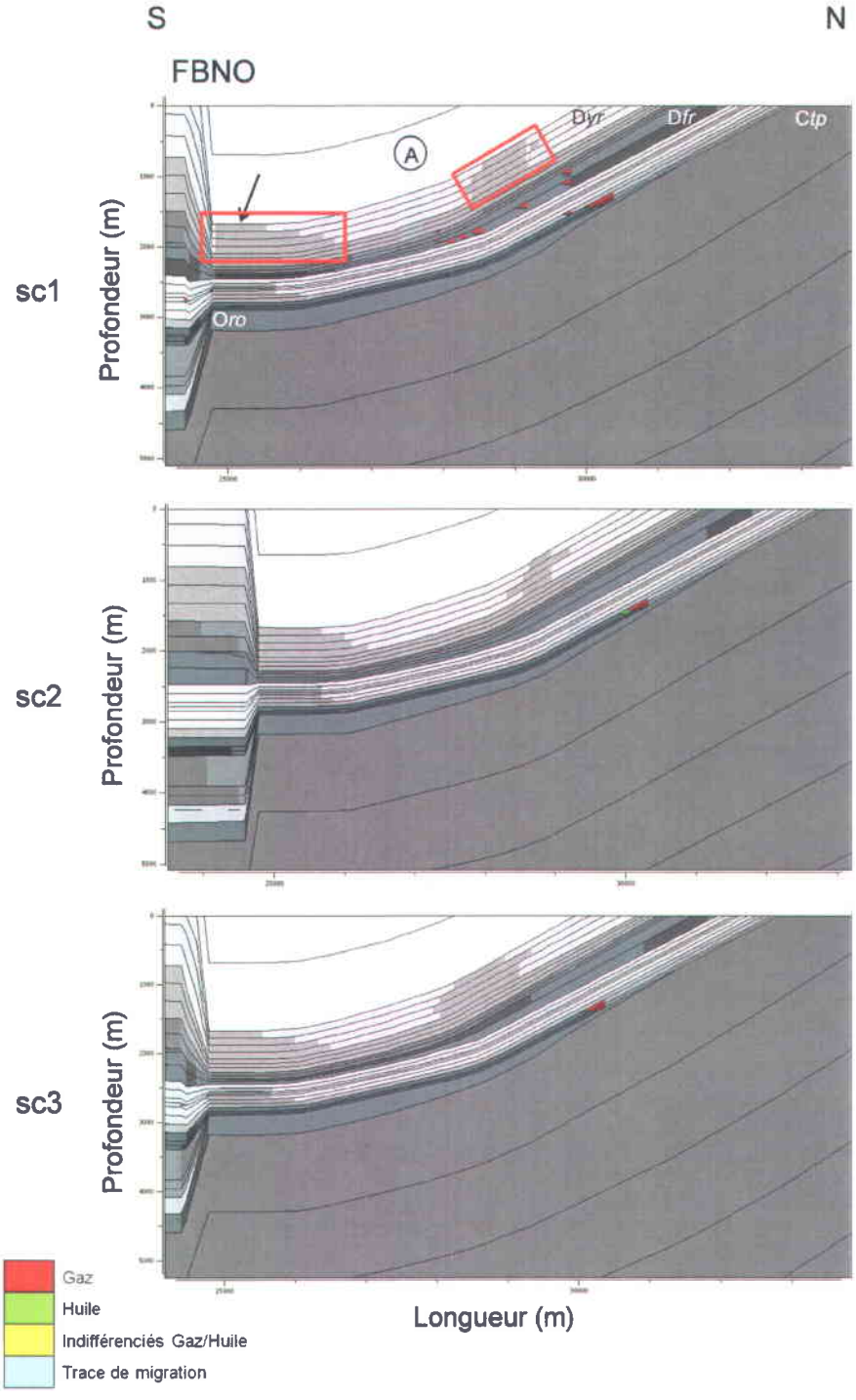
Figure 4.28 : Résultats des tests de fracturation des unités calcaires en considérant une fermeture de la porosité après l'orogenèse acadienne. Bloc centre de la coupe P19-P20_80-39 pour les trois scénarios. TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne. FBNO = Faille du Bras Nord-Ouest ; FTL = Faille du Troisième Lac ; SD_{wp} = West Point siluro-dévonien. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188. Certaines accumulations sont trop petites pour apparaître lisiblement sur la figure.

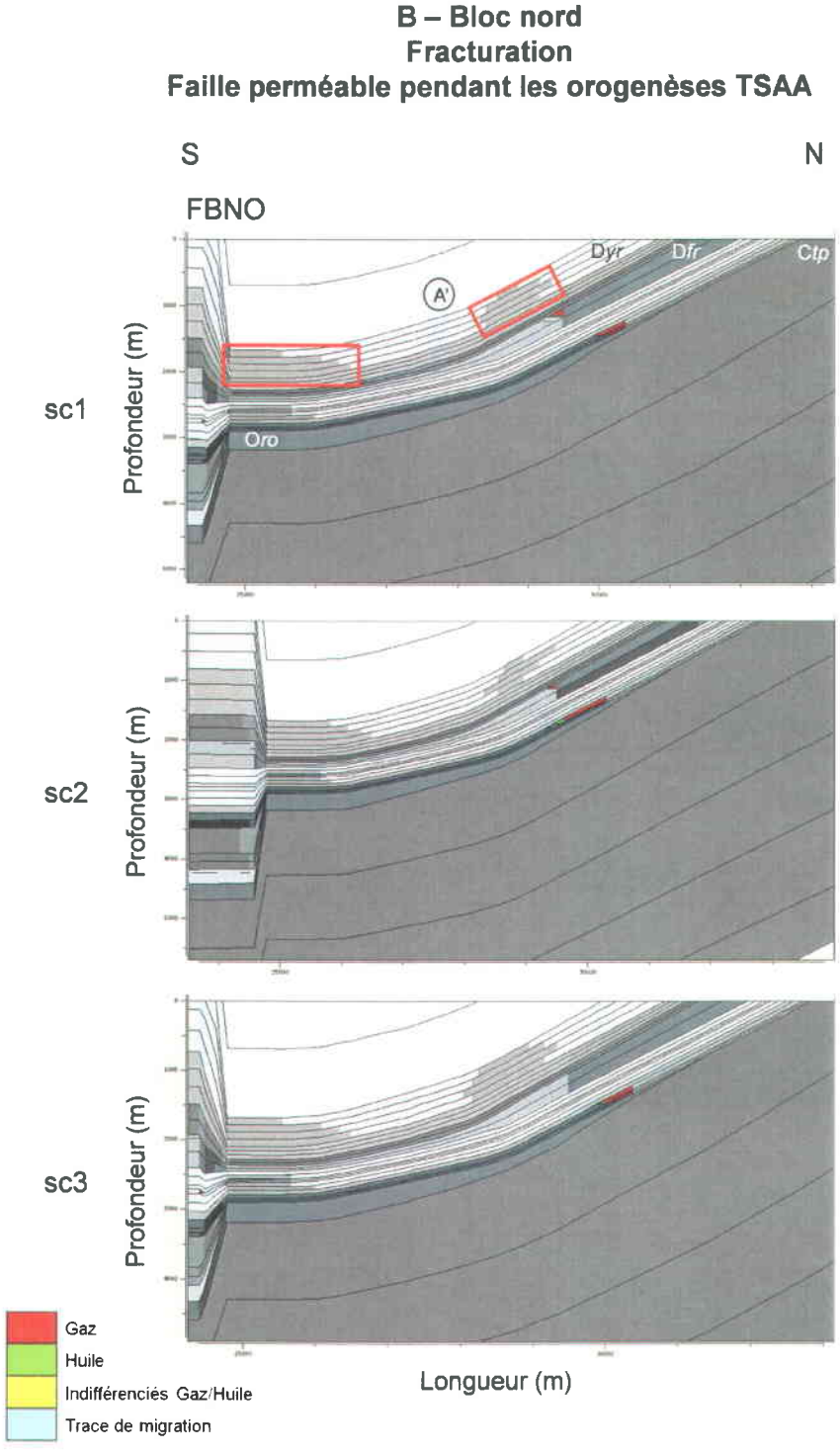
F – Réservoirs gréseux dans le bloc nord

Les tests précédents ont montré diverses accumulations, notamment dans le bloc nord, mais aucune dans les formations de York River ou de Battery Point à l'Actuel. Dans ces simulations, les lithologies utilisées pour ces formations étaient des lithologies mixtes (grès, wacke et mudstone ; Tab. 4.5). Pourtant, des accumulations sont observées dans l'Est de la Gaspésie, comme dans le puits Pétrolia-Haldimand n°1 (Lavoie *et al.*, 2009a). Il faut donc essayer d'expliquer cette différence en tentant de déterminer les paramètres utiles à la simulation de telles accumulations. Pour ce faire, des structures purement gréseuses de taille kilométrique à pluri-kilométrique et à porosité et perméabilité plus importantes que les roches avoisinantes (Voir Annexe 11 pour les paramètres des lithologies définies dans le logiciel Temis Suite) permettant plus facilement l'accumulation d'hydrocarbures, ont été incorporées dans le bloc nord au niveau de la Formation de York River. Les résultats des simulations réalisées avec et sans fracturation des unités calcaires (comme discutées auparavant) sont présentés sur la Figure 4.29. Les masses d'hydrocarbures sont présentées comme suit : gaz issus du craquage primaire et tardif du kérogène (kg) / huile issue du craquage primaire du kérogène (kg) / gaz issu du craquage secondaire de l'huile (kg).

Dans les modèles présentés, la prise en compte des lithologies purement gréseuses n'influence pas de manière significative les migrations et accumulations d'hydrocarbures puisqu'aucune accumulation n'est observée (Fig. 4.29). En revanche, des indices de migration verticale (point A) sont observables dans le scénario 1 près du puits Gaspé Nord dans les cas d'absence de prise en compte et de prise en compte de la fracturation. Ainsi, l'impact des grès sur la rétention d'hydrocarbures dans le bloc nord semble plus que limité avec les paramètres utilisés dans ces simulations. Ces informations, qui ne sont pas vérifiables dans l'état actuel des connaissances, laissent cependant penser que les structures, dans cette partie de la Gaspésie, sont différentes de celles reconnues dans la région du puits Pétrolia-Haldimand n°1, bien que ces deux zones soient peu éloignées l'une de l'autre.

A – Bloc nord
Pas de fracturation
Faille perméable pendant les orogenèses TSAA





4.29 : Impact des unités purement gréseuses au sein de la Formation de York River sur la migration des hydrocarbures et l'accumulation à l'Actuel des hydrocarbures dans les formations du bloc nord de la coupe P19-P20_80-39 pour les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses taconienne, salinienne, acadienne et alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne. Détails de la numérotation dans le texte et de la légende à la page 188.

G – Synthèse

La modélisation de la migration des hydrocarbures dans la région nord-est de la Gaspésie par les logiciels Temis Suite et Permedia^{TM} et avec diverses hypothèses ont permis de rendre compte de plusieurs résultats importants :

- la présence ou l'absence des unités siluriennes et dévoniennes de la Formation de West Point du côté sud des failles du Troisième Lac et du Bras Nord-Ouest a peu d'impact (Modèles 1 à 3, développé par rapport à celui de Bourque, 2001). Le modèle décrit par Bourque (2001) est ainsi utilisé pour l'ensemble des simulations ;

- pour l'ensemble des tests effectués, peu de différences sont en général relevées entre les trois scénarios d'enfouissement et les hydrocarbures se révèlent avoir pour unique origine la Formation ordovicienne de Rivière Ouelle. Ces résultats confirment les conclusions du Chapitre 3 et celles issues des simulations de génération et d'expulsion des hydrocarbures réalisées dans ce chapitre ;

- la part majoritaire du gaz retrouvé dans la région d'étude a pour origine le gaz secondaire tardif issu du craquage du kérogène et le gaz secondaire issu du craquage de l'huile (Annexe 12)

Les synthèses des résultats de modélisation de migration, localisation des accumulations selon les scénarios et les tests réalisés et masses totales accumulées sont respectivement présentées dans les Tableaux 4.16 et 4.17.

Lorsque l'ouverture des failles lors des orogenèses n'est pas prise en compte (Fig. 4.20), les accumulations essentiellement gazeuses observées sont (Tab. 4.16) :

- dans le bloc sud, au niveau du puits York, dans la Formation de White Head (scénarios 1, 2 et 3) et dans la Formation de Gascons (accumulation non observée sur le terrain), dans le cas du scénario 1 ;

- dans le bloc centre, au niveau de la formation dévonienne de West Point près de la Faille du Troisième Lac ;

- dans le bloc nord, au niveau des unités siluriennes et dévoniennes du West Point et, dans le cas du scénario 1 de la Formation de Forillon. De plus, les scénarios 1 et 3 présentent des indices de migration d'hydrocarbures au niveau du puits Gaspé Nord, tandis que le scénario 2 montre des indices de migration uniquement dans la Formation de Battery Point.

Tableau 4.16 : Synthèse des accumulations et indices de migration issus de la modélisation à l'Actuel de la coupe P19-P20_80-39 pour les différents tests réalisés (pour plus de détails, voir le texte) dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses Taconienne, Salinienne, Acadienne et Alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses Taconienne, Salinienne et Acadienne.

	Tests de base Fig 4.20			Failles perméables TSAA Fig 4.23-TSAA			Failles perméables TSA Fig 4.23-TSA			Fracturation + Failles perméables TSAA Fig 4.25-TSAA			Fracturation + Failles perméables TSA Fig 4.25-TSA			Fracturation-fermeture + Failles perméables TSAA Fig 4.28-TSAA			Fracturation-fermeture + Failles perméables TSA Fig 4.28-TSA		
	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3
BLOC SUD																					
White Head	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Gascons	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x			x			x			x	
Traces	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x			x			x			x	
BLOC NORD																					
près FBNO																					
West Point dev.	x	x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Traces		x	x																		
vers Nord																					
West Point sil.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Forillon	x			x			x			x	x		x	x		x	x		x	x	
Traces	x	x	x	x			x			x			x			x			x		

Tableau 4.16 (suite) : Synthèse des accumulations et indices de migration issus de la modélisation à l'Actuel de la coupe P19-P20_80-39 pour les différents tests réalisés (pour plus de détails, voir le texte) dans les trois scénarios (Sc1, Sc2 et Sc3). TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses Taconienne, Salinienne, Acadienne et Alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses Taconienne, Salinienne et Acadienne.

	Tests de base Fig 4.20			Failles perméables TSAA Fig 4.23-TSAA			Failles perméables TSA Fig 4.23-TSA			Fracturation + Failles perméables TSAA Fig 4.25-TSAA			Fracturation + Failles perméables TSA Fig 4.25-TSA			Fracturation-fermeture + Failles perméables TSAA Fig 4.28-TSAA			Fracturation-fermeture + Failles perméables TSA Fig 4.28-TSA		
	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3	Sc1	Sc2	Sc3
BLOC CENTRE																					
près FTL																					
Flyschs							x	x	x												
Gascons																x	x	x	x	x	x
West Point sil.				x	x	x	x	x	x												
West Point dev.	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x						x	x	x
Forillon							x	x	x				x						x	x	x
Shiphead							x	x	x												
Traces	x	x	x	x	x	x	x		x												
partie centrale																					
Forillon										x			x			x			x	x	x
Shiphead	x	x	x	x	x	x	x			x			x			x			x	x	x
Traces	x	x	x	x	x	x	x			x		x	x		x	x		x	x	x	x
Sunny Bank																					
Forillon inf.				x	x	x	x	x	x							x	x	x	x	x	x
Forillon sup.				x	x	x	x									x	x	x	x	x	x
Shiphead				x	x	x	x	x								x	x	x	x	x	x
Traces				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
près FBNO																					
West Point sil.								x											x	x	x
Forillon										x						x	x	x			
Flyschs								x													

Tableau 4.17 : Synthèse des tailles des accumulations (gaz + huile) modélisées dans la coupe P19-P20_80-39 pour les différents tests. TSAA correspond à une ouverture durant les orogenèses Taconienne, Salinienne, Acadienne et Alléghanienne. TSA caractérise une ouverture des failles pendant les orogenèses Taconienne, Salinienne et Acadienne. Les valeurs sommées correspondent aux données de l'Annexe 12.

	Tests de base	Failles perméables TSAA	Failles perméables TSA	Fracturation + Failles perméables TSAA	Fracturation + Failles perméables TSA	Fracturation-fermeture + Failles perméables TSAA	Fracturation-fermeture + Failles perméables TSA
BLOC SUD							
White Head	●	●	●	●	●	●	●
Gascons	•	•	•	•	•	•	•
BLOC CENTRE							
près FTL							
Flyschs			○				○
Gascons							○
West Point sil.			•				•
West Point dev.	○	○	○		•		○
Forillon			●		•		○
Shiphead			•				
partie centrale							
Forillon				○	○		
Shiphead	○	○		○			
Sunny Bank							
Forillon inf.		●	●			●	●
Forillon sup.		●	●			●	●
Shiphead		○	○			•	•
près FBNO							
West Point sil.			●				●
Forillon					●	•	•
Flyschs			●				●
BLOC NORD							
près FBNO							
West Point dev.	•	○	•	•	●	•	●
vers Nord							
West Point sil.	•	•	•	•	•	•	•
Forillon	•	•	•	●	●	●	●

○ < 100 tonnes HC
• 100 -300 tonnes HC
● 300 -500 tonnes HC
● 500-1000 tonnes HC
● > 1000 tonnes HC

Lors de l'évolution au cours du temps des zones de faille d'un état imperméable à perméable (Fig. 4.23), les hydrocarbures composés essentiellement de gaz précoce et secondaires sont retrouvés (Tab. 4.16) :

- dans le bloc sud, au niveau de la Formation de White Head et au sommet de la Formation de Gascons dans les deux cas de perméabilité et d'imperméabilité de la faille entre l'alléghanien et l'Actuel. Cependant, cette concentration d'hydrocarbures n'apparaît pas dans le puits York ;

- dans le bloc centre, dans les unités siluriennes et dévoniennes des formations de West Point, de Forillon et de Shiphead près de la FTL, dans les deux cas de perméabilité de la faille, avec cependant une concentration plus importante en hydrocarbures dans le cas d'imperméabilité de la faille entre l'Alléghanien et l'Actuel. Des accumulations sont également remarquées, uniquement dans le cas d'une imperméabilité de la faille à partir du Carbonifère, au sein des formations de Forillon et de Shiphead au niveau du puits Sunny Bank (ou du puits Galt n°3) et de la formation silurienne de West Point près de la FBNO (seulement dans le scénario 2 pour la dernière accumulation) ;

- dans le bloc nord, au niveau de l'unité silurienne de la Formation de West Point dans les trois scénarios, de l'unité dévonienne de la même formation dans le cas du scénario 2 et de la Formation de Forillon pour le scénario 1. Des indices de migration sont également remarqués pour le scénario 1 dans le puits Gaspé Nord.

Dans le cas d'une fracturation des unités calcaires des formations de White Head, de West Point et du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé (phénomène observé dans plusieurs puits de forage ; (Fig. 4.26), les différents scénarios montrent des hydrocarbures à phase gazeuse dominante (Tab. 4.16) :

- dans le bloc sud, au sommet de la Formation de White Head et dans la Formation de Gascons pour le scénario 2 ;

- au sein du bloc centre, dans les formations dévoniennes de West Point et de Forillon près des failles du Troisième Lac et du Bras Nord-Ouest, uniquement dans le cas du scénario 1 et d'une imperméabilité de ces failles après l'orogenèse acadienne. Lorsque des fractures ouvertes lors de la phase acadienne sont remplies après cette phase, les formations de Forillon et de Shiphead localisées au niveau du puits Sunny Bank apparaissent comme des réservoirs ;

- pour le bloc nord, dans les unités siluriennes et dévoniennes de la Formation de West Point, notamment à l'interface entre cette unité et les formations d'Indian Point et de Roncelles pour les trois scénarios, et dans la Formation de Forillon pour les scénarios 1 et 2. En sus, des indices de migration au niveau du puits Gaspé Nord sont identifiés dans le scénario 1.

Ce cas apparaît comme le plus intéressant car la quantité d'hydrocarbures (gaz + huile) accumulés y est la plus importante, notamment dans les bloc sud et centre et lors du remplissage des fractures et l'imperméabilité des failles durant l'orogenèse alléghanienne (Tab. 4.17).

Enfin, les unités gréseuses dans le bloc nord (Fig. 4.29) ne semblent pas avoir agi comme des pièges stratigraphiques avec les paramètres lithologiques utilisés dans cette étude. En effet, la rétention des hydrocarbures par ces formations est faible.

Les trois scénarios d'enfouissement plausibles présentent des résultats similaires en affichant des indices de migration, soit près des failles mises en jeu, soit au niveau des différents puits (Cf. Tab. 4.16). Malgré les équivalences notées, quelques différences émergent cependant, notamment dans les âges proposés pour la génération et l'expulsion des hydrocarbures dans le bloc nord. Ces divergences sont dues aux différences d'érosion et d'enfouissement des unités qui influent sur les vitesses de réaction et le temps de résidence des roches. De plus, un certain nombre de simulations présentent des accumulations non répertoriées au présent, comme dans la Formation de Gascons, au niveau du bloc sud.

Les différences étant mineures, il est difficile de statuer sur leur pertinence et de trancher en faveur de l'un ou l'autre des scénarios. Néanmoins, il est intéressant de noter que seul le cas de fracturation des unités calcaires permet (1) de ne pas observer d'accumulations dans la Formation de Gascons (bloc sud) pour les scénarios 1 et 3, (2) d'en relever dans les récifs dévoniens du West Point (bloc nord) pour le scénario 3, et (3) de reconnaître des indices de migration près du puits Gaspé Nord (bloc nord), pour le scénario 1.

CHAPITRE 5
DISCUSSION GÉNÉRALE

CHAPITRE 5
DISCUSSION GÉNÉRALE

5.1 – Cinétique : pertinence des simplifications réalisées

Le schéma cinétique utilisé ici est une simplification de celui décrit par Behar *et al.* (2008a), simplification rendue obligatoire par l'utilisation couplée des deux logiciels Temis Suite et Permedia™. Le schéma cinétique complet comprend 9 fractions, et montre des réactions intermédiaires (craquage secondaire de divers composés) pour la génération des hydrocarbures. De ce fait, les hydrocarbures primaires (huile et gaz) sont essentiellement formés par le craquage secondaire des résines et asphaltènes, et le gaz tardif est obtenu à partir du craquage du kérogène dit 2 (résidu du craquage du kérogène primaire), si l'on ne prend pas en compte le craquage secondaire de l'huile. A l'inverse, dans le schéma simplifié, les fractions issues du craquage thermique des deux kérogènes sont limitées (huile, gaz, gaz tardif et char). Ainsi, les hydrocarbures sont directement formés à partir du kérogène initial. De plus, l'utilisation d'une gaussienne approximée pour le craquage secondaire de l'huile peut amener une nouvelle incertitude. **Toutes ces considérations peuvent impliquer une légère surestimation des fractions gazeuses issues du craquage tardif du kérogène et du craquage secondaire de l'huile. De ce fait, les résultats concernant les masses générées de gaz tardif doivent être considérés avec circonspection. Les données obtenues pour les autres fractions d'hydrocarbures ne semblent pas, quant à elles, sujettes à caution et peuvent être considérées comme des approximations adéquates.**

De même, les paramètres cinétiques sont considérés identiques pour l'ensemble des réactions et pour les deux roches mères, suite à l'approximation de l'équivalence des coefficients d'Arrhenius et des distributions d'énergies d'activation pour les deux kérogènes des formations de Forillon et de Macasty (Roy, 2008). Toutefois, les paramètres cinétiques privilégiés ici (Behar *et al.*, 2008a) sont quelque peu différents de ceux obtenus spécifiquement par Roy (2008) pour les kérogènes cambro-ordovicien et siluro-dévonien, respectivement d'Anticosti et de la Gaspésie. **Le choix d'utiliser le schéma cinétique de Behar *et al.* (2008a) plutôt que celui décrit par Roy (2008) se justifie par l'obligation, dans notre cas d'étude, de considérer un schéma compositionnel, et ce, afin de pouvoir discriminer les**

différentes fractions gaz et huile. Ce choix doit probablement impliquer des différences de vitesse de réaction, et donc de chronologie de génération des HC, entre le modèle et le système naturel de la Gaspésie. Cependant, l'incertitude engendrée est difficilement quantifiable, et est probablement faible étant donné que les kérogènes utilisés pour définir le schéma cinétique sont du même type que ceux retrouvés en Gaspésie (Type II). De plus, au-delà de l'incertitude, le fait de baser cette étude sur un schéma compositionnel représente une réelle avancée dans l'optique d'une approche quantitative dans l'étude du Nord-Est de la Gaspésie.

5.2 – Construction du modèle géologique : évaluation des simplifications et des incertitudes

La géométrie de la coupe étudiée ici (P19-P20_80-39) étant très complexe, elle nécessite des simplifications en vue de sa modélisation par le logiciel Temis Suite. De plus, certaines données sur la géologie de la zone d'étude sont peu contraintes. De fait, plusieurs sources d'erreur peuvent apparaître ; ces dernières doivent donc être déterminées et leur impact évalué.

Les principales incertitudes sont les suivantes :

- peu d'informations sont disponibles sur le « socle relatif » cambro-ordovicien de la ceinture de Gaspé. En effet sa géométrie est peu contrainte, de même que la géométrie et l'épaisseur des roches mères reconnues ou supposées appartenir à cet ensemble décrit comme un ensemble de nappes et de chevauchements. Enfin, la présence de flyschs ordoviciens n'est qu'hypothétique dans la région nord-est mais pourrait influencer la maturité des roches mères sous-jacentes, notamment dans le cas de nappes chevauchantes ;

- une incertitude importante existe pour chaque épisode d'érosion. L'érosion taconienne a été fixée à 1500 m, l'érosion salinienne à 500 m (bien que de 400 m dans la Bande du Nord, voir Bourque *et al.*, 2000), et trois scénarios différents sont testés pour les érosions acadienne et alléghanienne ;

- les épaisseurs réelles des formations de Battery Point et de Malbaie et des unités carbonifères sont inconnues et ont dû être estimées indirectement ;

- la géométrie des unités carbonifères ;

- la Satex n'étant pas un paramètre simple à contraindre, elle peut être une source d'erreurs supplémentaires dans la simulation de l'expulsion des hydrocarbures.

Les simplifications appliquées dans cette étude sont les suivantes :

- les lithologies considérées, bien qu'issues de la littérature, ont été représentées par des « mélanges », définies à partir des lithologies Temis Suite, et n'ont pas été différenciées par bloc tectonique. De plus, les lithologies ont été considérées comme uniformes sur toute l'épaisseur des formations. Les caractéristiques pétrophysiques liées à ces lithologies, notamment la porosité et la perméabilité, qui sont issues de l'analyse des roches des puits sont trop faibles pour pouvoir contraindre de manière fiable les courbes porosité/profondeur ou perméabilité/profondeur de chaque lithologie, ce qui oblige à utiliser celles simulées par le logiciel. Ces simplifications sont par ailleurs rendues nécessaires par la complexité et l'épaisseur des différentes formations observées dans la coupe ;

- les nappes et les chevauchements taconiens, trop complexes, n'ont pu être considérés dans cette étude, alors que ces nappes pourraient être caractérisées par des roches mères de maturités différentes. L'ensemble cambro-ordovicien est alors considéré comme une superposition simple de formations ;

- plusieurs failles ne sont pas prises en compte et celles considérées (failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac) ont été représentées verticales. De plus, seuls des mouvements verticaux (chevauchants ou normaux) peuvent être envisagés en modélisation 2D, alors que des jeux décrochants ont été documentés sur le terrain et sur la base de données aéromagnétiques. L'ensemble des simplifications effectuées concernant les failles influence la migration des hydrocarbures le long de celles-ci, et par conséquent, l'existence des réservoirs prévue par la modélisation. Par exemple, les failles verticales peuvent limiter ou faciliter la migration des hydrocarbures et leur faible nombre peut diminuer le nombre de chemins de migration potentiels. De plus, les déplacements verticaux engendrés dans les trois scénarios d'enfouissement durant les orogenèses acadienne et alléghanienne, notamment dans le bloc sud, apparaissent ici très importants, mais sont liés à la contrainte technique (prise en compte de chevauchement à la place de décrochement dans Temis Suite 2D) et aux épaisseurs de roches considérées ;

- les épisodes de fracturation modélisés lors des évènements orogéniques sont simulés par un simple changement de lithologies ;

- seuls deux niveaux roches mères sont envisagés dans cette étude : la Formation de Rivière Ouelle regroupant l'ensemble des roches mères potentielles (Mélange de Cap-Chat, Rivière Ouelle et Mélange de Ruisseau Isabelle ; IH de 500 mg/g C et COT de 2 %) et la Formation de Forillon (IH de 250 mg/g C et COT de 0,5 %). L'épaisseur actuelle de la Formation de Forillon est issue de l'étude du profil sismique considéré et des puits Sunny Bank et Gaspé Nord. L'épaisseur de la Formation de Rivière Ouelle est évaluée par les données de la littérature ;

- l'orogenèse acadienne est considérée se produire après le dépôt du Malbaie et non durant le dépôt des Grès de Gaspé (Malo, 2001), ce qui induit une épaisseur constante de la Formation de Malbaie alors qu'une paléotopographie pouvait déjà exister ;

- les études de génération, d'expulsion et de migration des hydrocarbures ont été réalisées avec divers gradients géothermiques constants dans le temps ; toutefois, la prise en compte de gradients variables dans le temps ne modifie pas les résultats de manière notables au niveau des masses générées.

Cependant, des certitudes et contraintes fortes existent :

- Les traces de fission analysées de part et d'autre de la FBNO (Malo *et al.*, 2012) permettent d'estimer les profondeurs atteintes lors du Carbonifère, avant le Permien (250-280 Ma). Il ressort que les roches analysées dans les formations de Battery Point, York River et Indian Point doivent avoir atteint une profondeur supérieure à 2000 m ;

- La courbe de décroissance d'IH obtenue à partir des roches des blocs centre et nord, montre, si l'on considère un enfouissement commun pour les formations de Battery Point, de Malbaie et des unités carbonifères, une érosion minimale de 4500 m avec un gradient géothermique de 23 °C/km (Grundman *et al.,* 2012 – voir chapitre 3) ;

- La géométrie de la coupe concernant les épaisseurs des formations siluro-dévoniennes non érodées observées actuellement ;

- Les indices d'hydrocarbures observés en surface ou dans les puits situés le long de la coupe ;

- Les fracturations des unités calcaires sont également notées pour plusieurs puits, en particulier les puits Galt n°3, Gaspé Sud, Gaspé Nord et Sunny Bank.

L'ensemble de ces paramètres est à prendre en compte, car ce sont eux qui justifient à la fois la pertinence des résultats et la démarche utilisée.

La latitude offerte par l'incertitude sur les épaisseurs et les érosions permet d'envisager de multiples scénarios pouvant rendre compte de l'état de maturation actuelle. Ainsi deux hypothèses simples d'enfouissement maximum sont ici envisagées pour la région d'étude : (1) un enfouissement maximal avant l'orogenèse acadienne (Bertrand et Malo, 2001 ; Roy, 2008) ou (2) un enfouissement maximal post-acadien. Cette dernière hypothèse, non évoquée jusqu'à présent, est basée sur les données de Ryan et Zentilli (1993), sur les analyses de traces de fission (Malo *et al.*, 2012) et sur les différences de maturité entre les roches des blocs centre et sud (Chapitre 3). Elle rend compte du dépôt de plusieurs kilomètres de roches carbonifères au-dessus des roches dévoniennes érodées à la fin de l'orogenèse acadienne. Bertrand et Malo (2001) et Roy (2008) montrent que les courbes d'isovaleurs de maturité qu'ils ont proposées suivent les plis acadiens, ce qui est un argument pour l'enfouissement maximal dévonien. Cependant, ces observations ne se vérifient pas au sein du bloc nord par exemple, dans lequel les courbes d'isovaleurs recoupent les contacts lithologiques (Bertrand et Malo, 2001). Ces données ne sont alors pas en contradiction avec l'hypothèse d'un enfouissement maximal carbonifère, voire un enfouissement maximal équivalent durant le dépôt de la Formation de Malbaie et des unités carbonifères, ce qui définirait un scénario "boomerang". De plus, l'ensemble des scénarios proposés dans cette étude apparaissent cohérents avec les données de R_{oeq} des différents puits sélectionnés.

Grâce aux résultats des traces de fission (Malo *et al.*, 2012), et à l'estimation de la hauteur d'érosion par la courbe de décroissance d'IH (cf. Chapitre 3), trois scénarios d'enfouissement (Tab. 4.13), différenciés par les épaisseurs de la Formation de Malbaie, des unités carbonifères et les hauteurs des érosions liées aux phases acadienne (définie à partir du bloc centre) et alléghanienne ont été testés. Ainsi, l'épaisseur des unités carbonifères apparaît variable, entre 500 et 4200 m, selon l'épaisseur de la Formation de Malbaie et la hauteur d'érosion acadienne considérées. Si l'épaisseur de l'ensemble pré-carbonifère (après l'érosion acadienne) est importante, une faible épaisseur de roches carbonifères est nécessaire pour atteindre un enfouissement suffisant au Permien. Au contraire, si l'enfouissement ne parait pas assez conséquent, ou que l'érosion acadienne est envisagée comme significative, il devient nécessaire de considérer une forte épaisseur de roches carbonifères. L'estimation du dépôt de 500 m d'unités carbonifères rappelle le modèle développé par Roy (2008) avec Temis 1D.

Néanmoins, ce modèle décrit également le dépôt de 1000 m de la Formation de Malbaie pour le puits Sunny Bank, une hauteur d'érosion de 2000 m après la phase acadienne et une épaisseur des unités carbonifères de 500 m, ce qui ne semble pas être en accord avec l'étude des traces de fission (Malo *et al.*, 2012).

D'un point de vue général, chacun des trois scénarios proposés dans ce travail est destiné à envisager une situation d'enfouissement bien précise et à en évaluer sa pertinence, et est donc corroboré par un ou plusieurs indices (traces de fission, études précédentes), sans pour autant l'être par l'ensemble des données. L'impact de ces incertitudes doit être apprécié par la convergence (ou non) des résultats des simulations pour les trois scénarios. De fait, il est difficile de déterminer le scénario le plus réaliste uniquement sur la base des paramètres ci-dessus. Le scénario 1, d'enfouissement maximal durant le dépôt du Malbaie, permet de voir le minimum de mouvements verticaux durant les orogenèses puisqu'il représente un scénario minimaliste en termes de hauteur d'érosion acadienne et d'épaisseur des unités carbonifères. D'un autre côté, les maturités divergentes des roches des blocs sud et centre malgré la considération de leur histoire commune plaide pour un enfouissement maximal post-acadien. De même concernant les isovaleurs de maturité, pour lesquelles les simulations, réalisées dans ce travail, ne permettent pas d'obtenir des courbes parallèles aux lithologies mais les recoupant, et ce, même avec un enfouissement maximal dévonien. Cela pourrait être dû à l'augmentation de la maturité des roches après l'enfouissement maximal dévonien suggéré par Bertrand et Malo (2001). En détails, pour le scénario 1 (enfouissement maximal syn-dévonien), les courbes simulées d'isovaleurs de maturité ne sont ni parallèles aux toits des formations, ni horizontales, mais caractérisent un stade intermédiaire, alors que, pour les scénarios 2 et 3 (enfouissement maximal syn-carbonifère), ces courbes sont clairement horizontales.

Le calage des modèles en pression et en température à partir des données des puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord a permis d'obtenir des informations sur les gradients géothermiques effectifs dans chaque bloc tectonique. Dans le cas de l'enfouissement maximal dévonien, les gradients géothermiques mesurés sont plus faibles dans les blocs sud et centre (20 °C/km) mais similaires dans le bloc nord (26 °C/km) à ceux envisagés à l'échelle régionale par Ryan et Zentilli (1993), Bertrand et Malo (2001) et Kirkwood *et al.* (2001). Pour les scénarios d'enfouissement maximal pendant le Carbonifère, les gradients géothermiques apparaissent

plus faibles (16 à 22 °C/km) que celui régionalement reconnu (25 °C/km). Ces faibles valeurs estimées pour le puits Sunny Bank sont cependant en accord avec les données de flux de chaleur mesurées par Drury *et al.* (1987) égales à 3,36 ± 0,45 W/m (14,3 °C/km). L'ensemble de ces données permettent ainsi de dégager deux tendances (« froide » et « chaude ») qui sont testées dans les modélisations.

Ainsi, et malgré les simplifications et incertitudes, les simulations réalisées dans cette étude peuvent être considérées comme une première approximation réaliste de l'histoire du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie. En ce sens, elles représentent une avancée significative.

5.3 - Génération, expulsion et migration des hydrocarbures

5.3.1 - Génération et expulsion

A – Comparaison des résultats des différents scénarios

La génération et l'expulsion des hydrocarbures ont été décrites à partir des résultats obtenus sur la coupe simulée au niveau des puits York, Sunny Bank et Gaspé Nord pour les deux roches mères. **D'après les simulations numériques, les roches mères considérées génèrent toutes deux des hydrocarbures**, mais en des proportions bien différentes : la roche mère cambro-ordovicienne fournit huit à dix fois plus d'hydrocarbures que la roche-mère siluro-dévonienne. Ce résultat de simulation est en accord avec les prédictions basées sur les valeurs d'IH et de COT initiales (cf. Chapitre 3), qui montraient un facteur 8 entre les masses maximales d'hydrocarbures que les deux roches mères peuvent potentiellement produire.

Il s'avère que les masses générées au niveau des trois puits pour les différents scénarios et gradients géothermiques sont grossièrement équivalentes. Ceci montre, du moins concernant la quantité d'hydrocarbures générés, une convergence des résultats malgré les différentes hypothèses d'enfouissement, et ce, en raison de l'antériorité de la génération et de l'expulsion par rapport aux évènements tectoniques considérés (voir ci-après).

Il n'en est pas de même pour la chronologie des évènements de génération, qui est influencée par les gradients géothermiques considérés selon les blocs tectoniques et la roche mère. À des fins de comparaison, les Figures 5.1.A et B montrent respectivement la chronologie des évènements génération-expulsion-migration pour un gradient géothermique unique (A) et variable selon le bloc tectonique (B), Ainsi, il peut être noté qu'à gradient identique (25 °C/km), les âges de génération sont grossièrement similaires pour les trois scénarios de chaque bloc (légère différence pour le bloc nord), soulignant une convergence des résultats (Fig. 5.1.A). En revanche, les données obtenues pour des gradients variables montrent des âges de génération-expulsion-migration différents (Fig. 5.1.B) d'un scénario à un autre pour un même bloc tectonique. De même, en comparant les Figures 5.1.A et B, pour un même scénario, les âges des évènements diffèrent avec le gradient géothermique. Par exemple, le bloc nord, dans lequel les roches sont les moins matures, montre une chronologie de genèse d'hydrocarbures fortement influencée par les variations de gradients pour la roche mère siluro-dévonienne. Les quantités maximales d'hydrocarbures ont été générées (1) entre le dépôt des formations d'Indian Cove et de Battery Point selon le puits et le gradient géothermique pour la roche mère cambro-ordovicienne et (2) durant les dépôts du Groupe des Grès de Gaspé ou après l'orogenèse acadienne (pour le gradient géothermique le plus faible) pour la Formation de Forillon.

Pour une saturation d'expulsion (Satex) de 20 % telle que considérée dans cette étude, seule la Formation de Rivière Ouelle est capable d'expulser des hydrocarbures, les masses générées par la Formation de Forillon étant trop faibles pour atteindre le seuil de saturation. Cette prédiction des simulations numériques est en accord avec les résultats géochimiques (Cf. Chapitre 3), montrant avec les forts pic S_1 la présence de composés, à poids moléculaire moyen, générés mais non expulsés. Les hydrocarbures extraits dans la région nord-est de la Gaspésie auraient par conséquent une origine purement cambro-ordovicienne, ce qui soutient les conclusions d'Idiz *et al.* (1997). Les hydrocarbures cambro-ordoviciens sont expulsés en premier dans le bloc sud, avant 404 Ma, majoritairement durant le dépôt des Calcaires Supérieurs de Gaspé pour les gradients les plus forts et durant le dépôt du York River pour le gradient le plus faible. L'expulsion des hydrocarbures dans le bloc centre est effective entre le dépôt des groupes des Calcaires de Gaspé et celui des Grès de Gaspé (409-393 Ma), selon le gradient géothermique. Enfin, dans le bloc nord, l'expulsion est très influencée par les gradients géothermiques et s'effectue durant le dépôt des Grès de Gaspé pour les gradients les plus forts et après l'orogenèse acadienne pour les gradients les plus faibles.

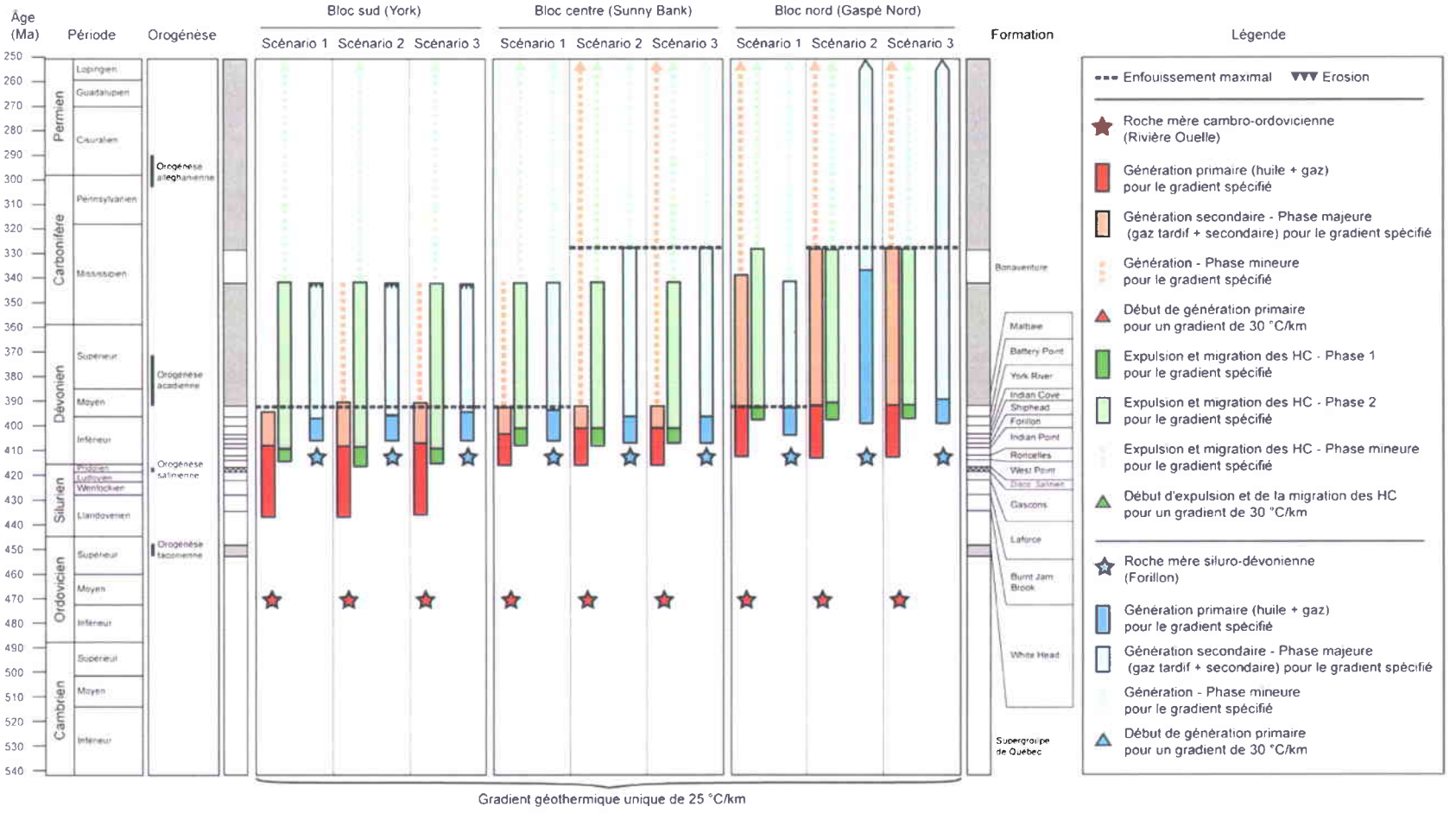


Figure 5.1.A : Chronologie des évènements de génération-expulsion-migration des hydrocarbures pour le système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie (coupe P19-P20_80-39) avec un gradient géothermique unique de 25 °C/km pour tous les blocs tectoniques. Synthèse des résultats de modélisation pour les 3 scénarios d'enfouissement définis. Scénario 1 = 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 500 m de dépôts carbonifères ; Scénario 2 = 2000 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 3000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 4200 m de dépôts carbonifères ; Scénario 3 = 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 1700 m de dépôts carbonifères.

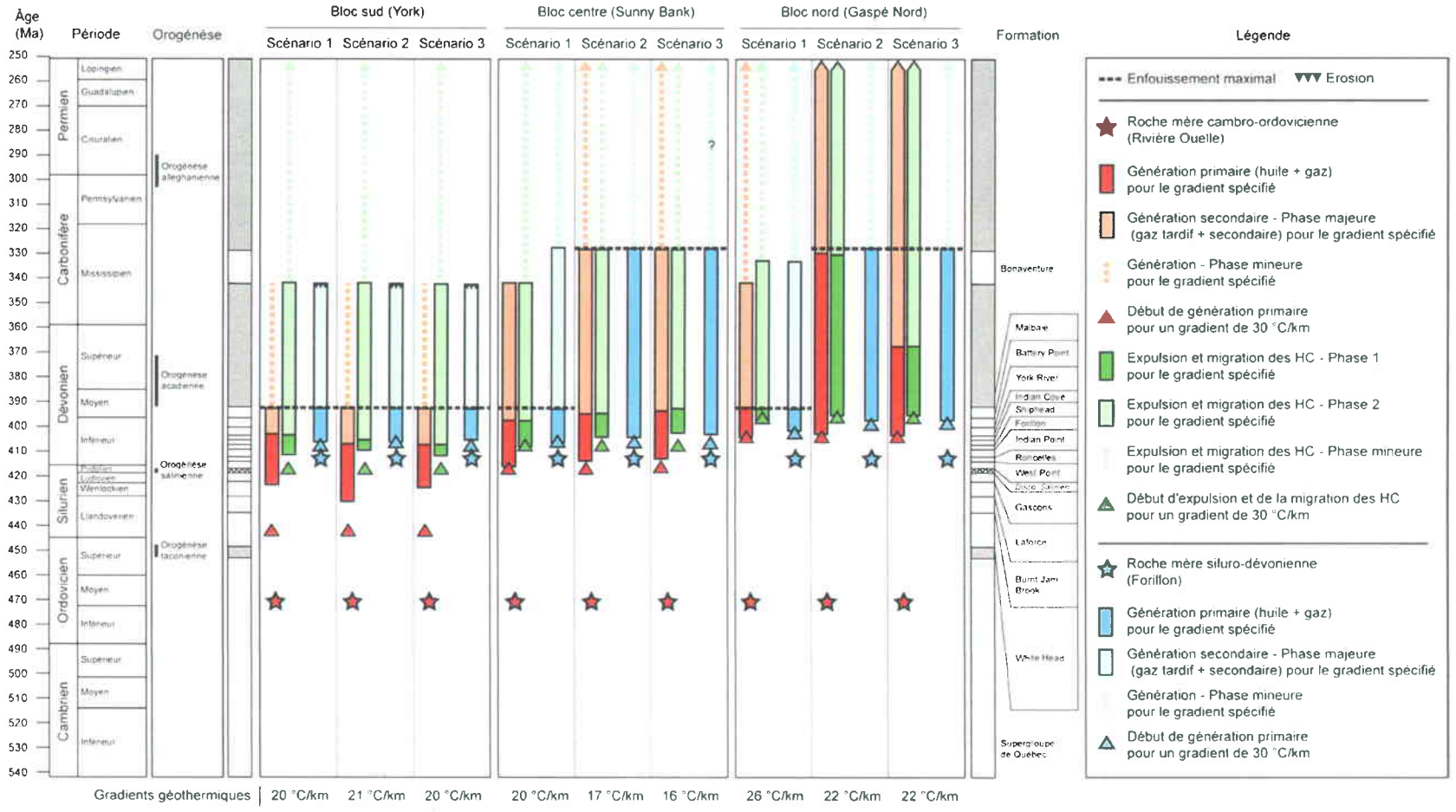


Figure 5.1.B : Chronologie des évènements de génération-expulsion-migration des hydrocarbures pour le système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie avec gradient géothermique dépendant du bloc tectonique considéré. Synthèse des résultats de modélisation pour les 3 scénarios d'enfouissement définis. Scénario 1 = 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 500 m de dépôts carbonifères ; Scénario 2 = 2000 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 3000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 4200 m de dépôts carbonifères ; Scénario 3 = 2500 m de dépôts de la Formation de Malbaie – 1000 m de roches érodées à la fin de l'orogenèse acadienne – 1700 m de dépôts carbonifères.

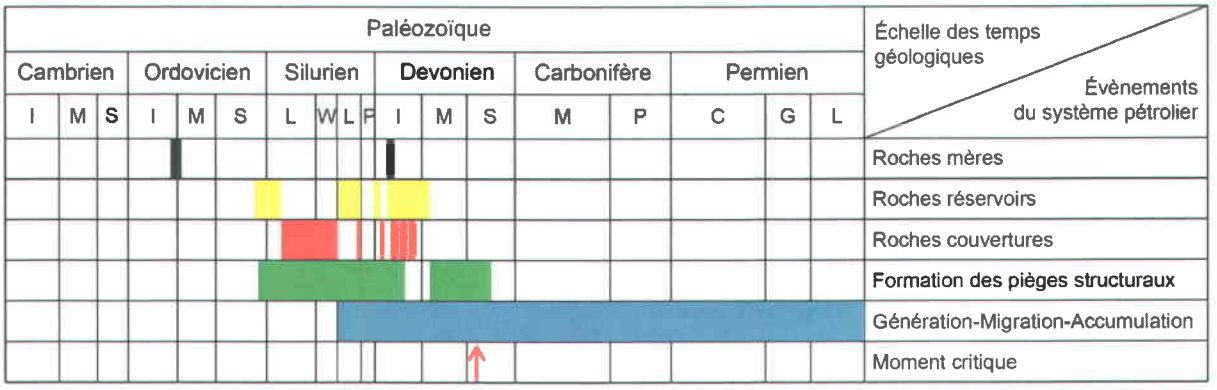
D'une manière générale, si pour la roche mère cambro-ordovicienne la quantité totale d'huile et de gaz (primaire et tardif issus du craquage du kérogène) semble indépendante du gradient géothermique dans les blocs sud et centre, il n'en est pas de même pour les masses de gaz et d'huile (pour les gradients géothermiques les plus faibles) dans le bloc nord. **Ainsi, concernant cette roche mère, le scénario d'enfouissement et la valeur de gradient géothermique n'ont pas d'impact notable sur les prédictions de masses totales générées et expulsées dans le cas des blocs centre et sud (cf. Fig. 4.11 et 4.15). Les chronologies des évènements de génération et d'expulsion peuvent présenter de légères différences en fonction du gradient considéré, mais l'essentiel de l'expulsion s'effectue avant 342 Ma (Fig. 5.1.B).** Dans le cas de la roche mère siluro-dévonienne, la génération de la fraction gaz (primaire et tardif issus du craquage du kérogène) apparaît dépendante du gradient géothermique dans tous les blocs tectoniques considérés, et à faibles gradients (scénario « froid »), les hydrocarbures n'ont pas été générés en totalité. **De fait, contrairement au cas précédent, la génération simulée des hydrocarbures pour cette roche mère va être fortement influencée par le gradient géothermique et l'âge de l'enfouissement maximal considérés, en particulier dans le bloc nord (Fig. 5.1.A et B). Il faut cependant souligner que cette roche mère génère peu d'hydrocarbures et n'en expulse pas.**

B - Comparaison avec la charte des évènements

La Figure 5.2 correspond à la charte générale des évènements résumant les éléments clés du système pétrolier de la région nord-est de la Gaspésie. Cette charte peut être comparée à celle présentée à la Figure 1.12, issue de diverses études (Bourque *et al.*, 2001b ; Kirkwood *et al.*, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2001 ; Lavoie et Chi, 2001, 2002 ; Lavoie et Morin, 2004 ; Lavoie *et al.*, 2009a), dans laquelle les évènements de génération-migration et accumulation des hydrocarbures dans la région débuteraient avant le Ludlovien (Lavoie et Morin, 2004). Cet âge est antérieur au début de génération des hydrocarbures estimé par simulation pour les roches cambro-ordoviciennes dans les blocs centre et nord (jusqu'à 418 et 406 Ma respectivement, Fig. 5.1.B), et ce, quels que soient les gradients géothermiques considérés. Néanmoins, pour le bloc sud, cet âge est en adéquation avec la chronologie de génération pour des gradients géothermiques de 20-21 °C/km (gradients correspondant à ce bloc). De plus, la génération maximale est atteinte entre le dépôt du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé et celui des Grès de Gaspé pour les blocs sud et centre. Pour le bloc nord, et les gradients géothermiques

22 à 30 °C/km, elle est atteinte entre 392 Ma et l'Actuel. Les roches mères siluro-dévoniennes, quant à elles, génèrent des hydrocarbures durant le dépôt des formations du Groupe des Grès de Gaspé, ce qui est compatible avec la charte de la Figure 1.12.

Figure 5.2 : Charte des évènements du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie synthétisée à partir des résultats de cette étude.



La chronologie présentée ici est la première proposée pour la région et pour les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, tout en discriminant les différentes fractions d'hydrocarbures. Malgré les simplifications faites, cette restauration dans le passé par modélisation 2D est probablement plus précise que les études géochimiques ou d'inclusions fluides antérieures.

C - Comparaison avec les résultats de la littérature

Les conclusions de Roy (2008), basées sur des modélisations 1D réalisées au niveau des puits Sunny Bank et Gaspé Sud (bloc centre), indiquent une génération d'hydrocarbures à partir des roches cambro-ordoviciennes entre 397,5 et 395 Ma, et une expulsion entre 395 à 390 Ma. Les roches mères siluro-dévoniennes (Forillon et Shiphead) génèreraient des hydrocarbures à partir de 395 Ma jusqu'à 390 Ma, avec une expulsion de 395-390 jusqu'à l'Actuel. De surcroît, selon les modèles de Bertrand et Malo (2001), basés sur les mêmes puits, la maturation des kérogènes cambro-ordoviciens est pré-salinienne et la migration des hydrocarbures est effective pendant ou après la maturation thermique maximale, supposée dévonienne. L'âge estimé dans la présente étude pour le début de la génération des

hydrocarbures cambro-ordoviciens et siluro-dévoniens du puits Sunny Bank est par conséquent antérieur à celui estimé par Roy (2008), mais postérieur à ceux de Bertrand et Malo (2001). Par contre, les âges de fin de génération sont similaires (dans cette étude et celle de Roy, 2008), notamment dans le cas du kérogène cambro-ordovicien, si l'on ne tient pas compte du craquage du kérogène en gaz tardif. Pour le kérogène siluro-dévonien, seul le scénario 1 est en accord avec les conclusions de Roy (2008), et ce, pour le gradient thermique associé au bloc centre (20 °C/km). Pour les autres scénarios, la génération d'hydrocarbures est plus tardive (jusqu'à l'Actuel) car le gradient géothermique associé au bloc centre est le plus faible que celui considéré par Roy (2008). Néanmoins, cette différence de chronologie n'apparaît pas si l'on considère les autres gradients géothermiques (plus élevés). Par contre, les modélisations effectuées ici montrent l'incapacité du kérogène siluro-dévonien à expulser des hydrocarbures, contrairement à ce qui est supposé par le même auteur. Les différences observées peuvent s'expliquer par l'utilisation dans cette étude (1) d'un modèle cinétique plus complet (gaz primaire-huile-gaz tardif), (2) par la prise en compte de l'ensemble des formations actuellement présentes ou érodées dans la coupe géologique et (3) par les différences de gradients géothermiques considérés dans les deux études. De plus, il faut noter que la roche mère siluro-dévonienne est définie avec une valeur de COT de 1 % par Roy (2008), supérieure à celle considérée ici, ce qui permet l'expulsion des hydrocarbures si le seuil de saturation est atteint. Fowler *et al.* (2008) arrivent à la même conclusion, puisque ces auteurs évaluent l'origine des hydrocarbures, grâce à des études de biomarqueurs, comme un mélange de sources cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes. Des simulations numériques avec des niveaux de roches mères siluro-dévoniennes généralement pauvres mais comportant localement des niveaux plus riches auraient peut-être amené à des résultats comparables à ceux de Roy (2008) et Fowler *et al.* (2008). D'ailleurs, les analyses Rock-Eval ont révélé des niveaux siluro-dévoniens à COT élevés (COT > 1 %). Cependant, ces niveaux appartiennent en grande majorité aux formations de York River et de Battery Point, qui sont peu étendues géographiquement (non présents dans tous les puits), et qui présentent des IH inférieurs à 200 mg/g C (excepté dans le cas de contamination) attestés par des pic S_1 élevés (Annexe 5). De ce fait, il semblerait étonnant que ces niveaux localement plus riches puissent fournir assez d'hydrocarbures pour alimenter les réservoirs du Nord-Est de la Gaspésie, ou que leur part soit significative par rapport aux hydrocarbures cambro-ordoviciens. Les résultats présentés ici ne sont donc peut-être pas contradictoires (le COT étant le facteur limitant) avec ceux proposés par Roy (2008) et Fowler *et al.* (2008) mais excluent l'expulsion d'hydrocarbures à partir de roches mères siluro-dévoniennes peu riches en C_{org}.

5.3.2 - Migration

A – Comparaison des accumulations prédites avec la charte des évènements

D'après la charte présentée à la Figure 1.12, lors du début de la génération des hydrocarbures dans la région au pré-Ludlovien, les roches calcaires du Groupe de Matapédia étaient formées et pouvaient donc constituer des réservoirs potentiels. Cet âge correspond également au début de la formation des pièges structuraux, comme les plis liés à l'extension (Pinet, 2013). Ainsi, les roches du Groupe de Chaleurs inférieur peuvent également représenter des niveaux réservoirs potentiels.

Dans le détail, pour les roches cambro-ordoviciennes et d'après les simulations réalisées dans cette étude, l'expulsion maximale s'est déroulée jusqu'au dépôt des dernières formations dévoniennes (Calcaires Supérieurs de Gaspé et Grès de Gaspé), ce qui permet d'affirmer que plusieurs réservoirs étaient alors formés et ont pu retenir des hydrocarbures cambro-ordoviciens dans les pièges stratigraphiques, notamment les réservoirs calcaires (si fracturés et/ou dolomitisés) et gréseux et entourés de roches massives ou imperméables (Cf. Chapitre 1). La formation des pièges associés à l'orogenèse acadienne s'amorce à partir du Dévonien moyen (voir Figure 1.12) avec la structuration de pièges anticlinaux, comme dans le puits Galt n°3. Cependant des plis associés au mouvement normal des failles entre le pré-Silurien et le Dévonien précoce (Pinet, 2013) ont également pu se développer avant l'orogenèse acadienne. Ainsi pour les trois scénarios d'enfouissement, une quantité importante d'hydrocarbures a pu être piégée dans les différents réservoirs considérés dans le Nord-Est de la Gaspésie (Groupe de Matapédia et des Calcaires Supérieurs de Gaspé plissés durant et après la phase salinienne définie dans cette étude ; Groupe des Grès de Gaspé plissé durant l'orogenèse acadienne), mais les taux d'érosion importants (acadien et alléghanien) n'ont pas permis de conserver tous ces hydrocarbures, ayant pu fuir en partie par les zones de failles ouvertes ou bien ont disparu lors de l'érosion des roches réservoirs. Ainsi :

- 1) dans le bloc sud, les différentes simulations montrent l'accumulation d'huile et de gaz au sommet de la Formation de White Head lors de l'orogenèse acadienne, ce qui concorde avec les hypothèses de Kirkwood *et al.* (2001) et de Chi *et al.* (2000), d'après leur étude des inclusions d'eau, de gaz et d'huile (indicateurs de rétention ou de migration des hydrocarbures) de la Formation de White Head (anticlinal de la Rivière Saint-Jean du bloc sud et région de Percé) liées aux orogenèses salinienne et acadienne. Si à l'Actuel, une érosion presque totale

des unités récifales du Groupes de Chaleurs supérieur, et totale des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé est observée (Fig. 4.1), les complexes récifaux siluriens et la Formation de Forillon peuvent avoir été, dans le passé, des réservoirs intéressants (par exemple Fig. 4.26) ;

- 2) dans le bloc centre, les scénarios montrent une rétention possible des hydrocarbures dans les réservoirs des groupes de Chaleurs et des Calcaires Supérieurs de Gaspé, puisque les formations postérieures sont érodées après l'orogenèse acadienne (excepté la partie inférieure de la Formation de York River). Dans les deux autres scénarios, en plus des réservoirs potentiels cités ci-dessus, les Grès de Gaspé ont eu un rôle important de rétention des hydrocarbures (Formation de Battery Point à 342 et 327 Ma). Ainsi, une quantité importante d'hydrocarbures a pu être piégée dans le Nord-Est de la Gaspésie mais les taux d'érosion importants (acadien et alléghanien) n'ont pas permis de conserver ces hydrocarbures, qui ont pu fuir par les zones de failles ouvertes ou bien ont disparu avec l'érosion des roches réservoirs. Tous ces résultats sont en accord avec les observations de Lavoie *et al.* (2001) concernant des inclusions d'huile dans la Formation d'Indian Cove localisée dans l'anticlinal de Mississippi ;

- 3) dans le bloc nord, les accumulations d'hydrocarbures sont observées, pour l'ensemble des scénarios, dans les unités récifales du West Point, dévoniennes près de la FBNO et siluriennes dans le Nord de la coupe, et dans la Formation de Forillon. Dans le passé, le Groupe des Grès de Gaspé a également pu jouer un rôle dans la rétention des hydrocarbures (voir Fig. 4.29). Ceci concorde également avec la charte des évènements et l'hypothèse proposée par Pétrolia (2012).

De plus, Lavoie et Morin (2004) reconnaissent, des migrations précoces syn à post-saliniennes à partir des roches mères cambro-ordoviciennes, et ce, dans les formations de Val Brillant et de Sayabec. Même si toutes ces formations ne sont pas observées dans la région considérée ici, l'ensemble de ces travaux indique une migration syn à post-salinienne d'hydrocarbures (voir ci-après). Il est cependant possible que ces migrations aient eu lieu dans le centre-sud de la Gaspésie sans pour autant être effectives dans sa partie nord. L'ensemble de ces auteurs considère un âge de maturation aux roches mères antérieur à ceux indiqués par les résultats des modélisations.

Les roches mères siluro-dévoniennes, quant à elles, génèrent des hydrocarbures durant le dépôt des formations du Groupe des Grès de Gaspé, ce qui est compatible avec la charte de la Figure 1.12. Ainsi, l'ensemble des pièges stratigraphiques était formé. Si la roche mère siluro-dévonienne expulsait des hydrocarbures, ce qui n'est pas montré dans cette étude, leur

rétention après l'orogenèse acadienne pourrait se faire dans les réservoirs calcaires du Groupe de Chaleurs dans le bloc sud, ou dans les réservoirs des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé dans les blocs centre et nord.

En résumé, les accumulations prédites par la modélisation sont localisées dans des formations décrites comme réservoirs potentiels par Kirkwood *et al.* (2001) et Lavoie *et al.* (2009a) que l'on retrouve dans la charte des évènements (Figure 1.12): la Formation de White Head, les récifs siluriens et dévoniens de la Formation de West Point, la Formation de Forillon et les formations du Groupe des Grès de Gaspé (bloc nord, dans le passé). De surcroît, chacun des trois scénarios montre, dépendamment des tests effectués, l'existence d'accumulations potentielles qui ne sont pas confirmés par les investigations actuelles (Formation de Gascons). De fait, les roches du Silurien inférieur semblent avoir un réel potentiel en tant que réservoir, même si l'unité représentée n'est pas celle explicitée par Lavoie et Chi (2001, 2002), Lavoie et Morin (2004) et Lavoie *et al.* (2009a), à savoir les calcaires de la Formations de Sayabec et les grès de la Formation de Val-Brillant. Il est possible que ces accumulations soient le résultat de l'approximation des lithologies par des « mélanges » définis pour l'ensemble de la coupe au lieu d'une différenciation par bloc tectonique. De plus, les résultats pourraient être différents si, à la place d'une lithologie de mélange grès-mudstone-silts (simplification de la lithologie de la Formation de Gascons), il était considéré trois lithologies différentes superposées (grès, mudstone et silts) ou bien si une lithologie purement gréseuse était prise en compte. Cependant, **les divers indices d'huile notés dans les simulations près des failles majeures et/ou au niveau des différents puits (Gaspé Nord, Sunny Bank/Galt, York) concordent avec les données réelles, déterminées par l'étude des puits de forages (base de données du MRN) et des observations de terrain (McGerrigle, 1950 ; Sikander, 1975 ; Lavoie et Bourque, 2001).**

B – Comparaison des chemins de migration prédits avec d'autres études

Des divergences concernant la capacité réservoirs de certaines formations apparaissent cependant entre les résultats d'études antérieures et ceux de cette étude. Ainsi, Bourque *et al.* (2001b) envisagent la réduction de la porosité à partir de l'enfouissement maximal dévonien, pour les récifs en pinacle de la Formation dévonienne de West Point échantillonnés dans le Bande du Nord. Ces récifs sont localisés à l'Ouest de la zone de Gaspé (Cf. Chapitre 1). Un seul récif est reconnu dans la zone d'étude, le récif de Salmon Hole (voir Fig. 20 de Bourque *et*

al., 2001b), mais aucune donnée n'est disponible le concernant. Pour les récifs localisés au Nord de Murdochville et la FBNO (voir Fig. 20 de Bourque *et al.*, 2001b), les auteurs reconnaissent des inclusions de gaz et d'huile et estiment la cimentation pour un enfouissement de ces unités comprise entre 3000 et 6000 m. Les modélisations effectuées dans cette étude montrent des réserves d'hydrocarbures dans la Formation dévonienne de West Point, soit au sommet de la formation dans le bloc nord (par exemple dans le scénario 2 dans le cas de prise en compte de la pression capillaire), soit dans les extrémités nord de la formation près des failles dans les blocs nord et centre (par exemple à l'interface Indian Point-West Point dans les cas de fracturation des roches calcaires). Ceci est en adéquation avec la migration prédite par Bourque *et al.* (2001b), tout comme les profondeurs maximales atteintes par les unités du West Point dans les modélisations (6000 m à 392 ou 327 Ma, selon le scénario d'enfouissement).

Bourque (2001) discute également des chemins de migration des hydrocarbures. Il montre, pour la coupe P19-P20_80-39 étendue vers le Sud, un basculement du toît des failles normales listriques lié à l'orogenèse salinienne, pouvant modifier les directions de migration de fluides : d'une migration du centre vers les marges du bassin, c'est-à-dire vers le Nord-Ouest, de l'Ordovicien tardif au début du Silurien tardif, à une migration vers le Sud-Ouest (côté sud dans chaque bloc de faille), vers des réservoirs du Silurien inférieur et les récifs du West Point. Du côté nord des failles, la migration est verticale, des roches cambro-ordoviciennes vers les récifs dévoniens du West Point. Dans les modélisations réalisées dans cette étude, l'expulsion des hydrocarbures est dévonienne et la direction d'écoulement des fluides pourrait être influencée par les failles normales jouant du pré-Silurien au Dévonien précoce (Pinet, 2013). La migration d'hydrocarbures est distincte selon le bloc tectonique, avec ou non des communications entre ces blocs et est verticale, ce qui est en accord avec les conclusions de Bourque (2001). En raison de la verticalité des failles, aucune migration ne peut cependant être observée vers le Nord-Est. De plus, peu de cas montrent une circulation verticale des hydrocarbures le long de ces failles suivie d'un mouvement vers le Sud-Est des blocs : un tel déplacement est noté seulement dans le bloc centre près de la FBNO, dans le cas avec fracturation. Quant à la migration verticale à partir des roches cambro-ordoviciennes jusqu'aux calcaires récifaux du West Point, elle est observée pour tous les blocs et dans toutes les cas.

Bourque (2001) envisage en outre la discontinuité salinienne comme couverture imperméable des réservoirs siluriens. Cependant, dans l'ensemble des simulations, elle ne peut pas être considérée imperméable car les hydrocarbures expulsés après l'érosion salinienne passent cette discontinuité verticalement vers les récifs sus-jacents dans les trois blocs tectoniques.

C - Comparaison des résultats de modélisation avec les données connues pour le champ de Galt

Une fois les résultats de migration (âges, réservoirs) de cette étude discutés et comparés aux études précédentes, il semble important de les comparer avec un jeu de données connues, à savoir le champ de Galt.

En prenant en compte la perméabilité/imperméabilité des failles au cours du temps et la fracturation des formations calcaires, des accumulations d'hydrocarbures apparaissent dans les formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé du puits Sunny Bank, ce qui n'est pas noté en réalité pour ce puits qui ne présente que des traces d'huile et de gaz. Par contre, de telles réserves sont estimées dans le champ de Galt. Un parallèle peut donc être fait entre les résultats des simulations réalisées et ceux considérés pour ce champ. La comparaison entre les puits Sunny Bank et Galt n°3 nécessite de prendre en compte les différences existantes entre les deux zones (le puits Sunny Bank se situant en dehors de la limite est de ce champ) et de faire un pont entre les résultats observés sur le terrain et ceux issus des modélisations.

La superficie du champ de Galt est inconnue mais un communiqué de la compagnie Junex (www.junex.ca/) de Septembre 2012, indique la présence d'hydrocarbures à 2,5 km à l'Ouest du puits Galt n°3, dans le puits Galt n°4. Comme explicité dans la section 4.8.4.A, les géométries des puits Galt n°3 et Sunny Bank sont également quelques peu différentes, avec un nombre plus important de failles au niveau du champ de Galt, ce qui engendre (1) des épaisseurs de formations variables, et (2) un potentiel réservoir accru, avec des porosités et des perméabilités vraisemblablement plus élevées. La différence entre ces deux puits peut être expliquée par la présence de plus de failles au niveau du champ de Galt et par les simplifications apportées à ce paramètre dans les modélisations.

Kirkwood *et al.* (2004), Lavoie *et al.* (2009a) et Dietrich *et al.* (2011) montrent des accumulations (de gaz et d'huile) dans le champ de Galt (3 km de largeur Nord-Sud), réparties de la manière suivante : du gaz dans la Formation de Forillon, de l'huile lourde dans la Formation d'Indian Cove et de l'huile légère dans la Formation de York River. Comme indiqué précédemment (Section 4.8.4-A), des réserves d'hydrocarbures sont reconnues dans les modélisations au niveau du puits Sunny Bank et/ou du puits Galt n°3 projeté. Cependant, aucune accumulation d'huile n'est identifiable dans les formations d'Indian Cove et de York River, mais des hydrocarbures composés de gaz et d'huile sont retrouvés dans les formations de Forillon et de Shiphead. Dans le détail, les proportions estimées pour les réserves du champ

de Galt sont de 90 % de gaz et de 10 % d'huile. Ces proportions ne sont pas exactement retrouvées (mais proches) dans les simulations réalisées ici puisque la part de gaz varie de 64 à 84 % dans le cas où la perméabilité des failles est envisagée.

Un point important est la comparaison des masses d'hydrocarbures accumulées dans le champ de Galt et celles retenues dans les réservoirs prédits par les modélisations dans le secteur du puits Sunny Bank. Cette comparaison est difficile de prime abord, car les modélisations ne montrent qu'une vision 2D des accumulations et ne prend donc pas en compte l'étendue réelle 3D du champ (perpendiculairement à la section). Si les modèles donnent aux accumulations du puits Sunny Bank une dimension suivant l'axe Nord-Sud de 500 m environ, la dimension suivant l'axe Est-Ouest n'est pas déterminée (1 m par défaut). Il convient donc d'exprimer les masses accumulées en kg d'hydrocarbures par km² de surface de réservoir. La superficie du champ de Galt est inconnue mais la présence d'hydrocarbures dans le puits Galt n°4 (Junex, 2012 ; voir paragraphes précédents), permet d'envisager, dans le cas de connectivité des poches d'hydrocarbures, une largeur de 3 à 5 km suivant l'axe Est-Ouest, et par conséquent d'estimer une superficie de 9 à 15 km^2. Comme les masses estimées pour ce champ sont de 2,1 x 10^{11} kg de gaz et 2,38 x 10^{10} kg d'huile (voir Section 4.8.4.A ; Dietrich *et al.*, 2011), les masses totales envisagées par superficie de réservoir sont (1) pour la fraction gaz de l'ordre de 2,33 x 10^{10} kg/km^2 et 1,4 x 10^{10} kg/km^2, et (2) pour la phase huile de 2,64 x 10^9 kg/km^2 et 1,59 x 10^9 kg/km^2 respectivement pour des superficies de 9 et 15 km^2. Ainsi, à partir des différentes accumulations modélisées pour les formations de Forillon et de Shiphead, il apparaît que les quantités de gaz disponible par unité de superficie de réservoir pour le puits Sunny Bank sont 10 à 100 fois inférieures à celles estimées pour le champ de Galt, tandis que les quantités d'huile varient d'un facteur 1 à un facteur 100 (inférieures) selon le scénario et le cas de figure. Cependant, il est intéressant de noter que ces valeurs sont du même ordre de grandeur que les estimations réalisées pour le champ d'Haldimand, localisé plus à l'Est (bloc nord ; Fig. 1.3) et présentant des accumulations d'huile sur une superficie de 9 km^2 (1,08 10^9 kg/km^2 ; Pétrolia, 2010 ; Dietrich *et al.*, 2011).

Contrairement au puits Sunny Bank (bloc centre) qui peut être assimilé au champ de Galt, les blocs nord et sud ne peuvent faire l'objet d'aucune comparaison entre les données simulées et des données naturelles. Si aucune réserve n'est reportée dans le bloc sud, la découverte du champ d'Haldimand (Lavoie *et al.*, 2009a), dans la Formation de York River, à l'Est de la Gaspésie pourrait en indiquer pour le bloc nord. Cependant, les différentes simulations menées pour la coupe P19-P20_80-39 ne présentent pas de telles accumulations

dans ce bloc. En effet, dans les modèles développés, la Formation de York River, même uniquement gréseuse, ne semble pas correspondre à un réservoir potentiel. L'explication réside peut-être dans la différence de géométries des deux zones. En effet, si les formations sont équivalentes, la présence de deux failles connectées dans le champ d'Haldimand délimite des réservoirs dans le puits Pétrolia-Haldimand n°1 (voir Figure 3.2). Comme pour le champ de Galt, ces failles ont donc pu aider à la migration et à la rétention des hydrocarbures extraits des puits. Dans les simulations, l'absence d'accumulation d'hydrocarbures dans les formations du Groupe des Grès de Gaspé dans ce bloc peut être assimilée à ce qui est observé au niveau du puits Douglas (Cf. Fig. 3.2), pour lequel aucun indice de migration n'est remarqué (base de données du Ministère des Ressources Naturelles, MRN).

D - Partition huile/gaz prédite dans les réservoirs

Malgré certaines divergences avec les résultats de divers auteurs (Bertrand et Malo, 2001 ; Lavoie *et al.*, 2001 ; Kirkwood *et al.*, 2001 ; Roy, 2008), les simulations effectuées pour la coupe P19-P20_80-39 permettent d'avoir une première évaluation valable des potentiels en gaz et huile. D'un point de vue général, la phase majeure observée dans l'ensemble des réservoirs modélisés est le gaz (primaire + tardif et secondaire), qui est présent en quantités diverses selon les blocs. Certains réservoirs ne sont en effet formés que de fractions légères, mais la majorité est composée d'une association huile/gaz, prouvant que le craquage secondaire de l'huile n'est pas total (Annexe 12). Dans le détail, les hydrocarbures présents au sommet de la Formation de White Head du bloc sud sont essentiellement formés de gaz (96 à 99 %), dont près de 75 % (en moyenne) de gaz secondaire (issu du craquage secondaire de l'huile). L'accumulation au sommet de la Formation de Gascons, qui n'est pas (encore ?) reconnue, est comparable avec 70 à 80 % de gaz (50 % de gaz tardif + 20-30 % de « gaz primaire », issu du craquage primaire et tardif du kérogène) + 20-30 % d'huile. Dans le bloc centre, la part d'huile semble plus importante que dans les deux autres blocs tectoniques, du fait des gradients géothermiques plus faibles, ne permettant qu'un craquage limité de l'huile. Dans la prise en compte de tous les cas simulés, les accumulations localisées près de la FTL sont caractérisées par des proportions de gaz de 47 à 99 %, avec une part de « gaz primaire » de 18-44 %. La part de gaz dans les accumulations observées dans les formations du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé est comprise entre 64 et 84 % (jusqu'à 54 % de gaz issu du craquage secondaire de l'huile) et la part d'huile est de 16 à 36 %. Enfin, pour les accumulations près de

la FBNO de l'ensemble des scénarios, la part de gaz est comprise entre 73 et 99 % (la part de gaz issu du craquage de l'huile étant de ~50 %). Au niveau du bloc nord, l'accumulation à l'extrémité des complexes siluriens de West Point est composée en moyenne de 30 à 35 % de « gaz primaire », de 1 à 25 % d'huile et de 40 à 65 % de gaz issu du craquage secondaire de l'huile. Dans le cas des récifs dévoniens du West Point, les accumulations observées comprennent 25 % de « gaz primaire », de 0 à 17 % d'huile, et 75 % de gaz secondaire. Enfin, pour les accumulations retrouvées dans la Formation de Forillon, la proportion d'huile est plus importante (24 à 58 %) au dépend de celle du gaz issue de son craquage (8 à 52 %) avec une proportion de « gaz primaire » comprise entre 20 % (en moyenne) et 68 %. Pour chacune des accumulations citées, des tests complémentaires non présentés ici mais réalisés sans la fraction gaz tardif issue du craquage tardif du kérogène, permettent d'estimer la part de gaz issue du craquage primaire du kérogène uniquement. Dans tous les cas, cette fraction représente environ 20%. Ainsi, le gaz tardif issu du craquage tardif du kérogène représente 10 à 30-40 %. De ce fait, le gaz secondaire issu du craquage secondaire de l'huile (~50 à 70 % de l'accumulation totale) est la fraction dominante.

Il est à noter par ailleurs que, dans la grande majorité des accumulations et dans le cas de l'étude sans la fraction gaz tardif issue du kérogène, le rapport huile/gaz initial (gaz primaire et tardif issus du craquage du kérogène) est compris entre 3 et 4, ce qui du même ordre que le rapport défini dans le schéma cinétique simplifié pour les mêmes fractions (3,81 ; Section 4.3).

E - Synthèse

Quatre éléments sont indispensables à un système pétrolier et à son exploitation : (1) l'existence d'une roche mère, (2) la richesse en carbone organique de cette roche mère, (3) l'existence de pièges et (4) la présence d'une couverture. Dans le cas de la roche mère siluro-dévonienne, seuls deux des quatre caractéristiques clefs sont présentes. Cette roche est en effet caractérisée par une faible teneur en carbone organique qui, en plus d'aboutir à une faible génération d'hydrocarbures, entrave leur expulsion. En outre, la qualité des couvertures considérées étant discutable, il n'est pas évident que l'expulsion de la roche mère siluro-dévonienne aurait conduit à la rétention et à l'accumulation des hydrocarbures. Dans le cas de la roche mère cambro-ordovicienne, et bien que les caractéristiques clefs soient respectées, il apparaît que seul un nombre limité d'accumulations est à considérer compte tenu de l'érosion des pièges et des fuites d'hydrocarbures constatées.

L'ensemble des résultats acquis dans cette étude pour la région nord-est est difficilement extrapolable au reste de la Gaspésie. En effet, malgré des caractéristiques communes avec la région étudiée ici, telles que la différenciation entre les ensembles cambro-ordovicien et silurо-dévonien, l'existence d'un saut de maturation entre les deux ensembles ou la présence de réservoirs potentiels (Sayabec, Val Brillant), l'estimation du potentiel pétrolier des secteurs centre et ouest de la Gaspésie à partir de nos résultats ne serait que spéculatif en raison d'histoires et de régimes tectoniques différents, amenant notamment des mouvements de failles distincts et le dépôt de formations de lithologie et d'âge différents.

En résumé, chacun des trois scénarios d'enfouissement est corroboré par un ou plusieurs indices et permet d'obtenir des résultats plausibles. Les modélisations de ces scénarios, ainsi que tous les tests effectués, montrent des résultats convergents du point de vue de l'origine des hydrocarbures, de la chronologie des évènements génération-expulsion-migration pour un même gradient géothermique (excepté bloc nord), des quantités d'hydrocarbures générées et expulsées, des chemins de migration et des accumulations.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

La Gaspésie est constituée de trois ensembles tectono-stratigraphiques distincts : l'ensemble cambro-ordovicien (zones de Humber et de Dunnage), l'ensemble siluro-dévonien (Ceinture de Gaspé) et l'ensemble carbonifère. Le premier assemblage a été fortement déformé durant les orogenèses taconienne, salinienne et acadienne, le second pendant les orogenèses salinienne et acadienne et le troisième faiblement par l'orogenèse alléghanienne. Deux types de roches mères y sont reconnus : les roches mères cambro-ordoviciennes et les roches mères siluro-dévoniennes. Bien que le système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie ait fait l'objet de nombreuses études depuis les années 90, les connaissances géochimiques et géologiques de la zone restaient incomplètes. Cette thèse s'inscrit dans ce cadre, et avait pour objectif d'améliorer la compréhension du système pétrolier afin d'estimer le potentiel pétrolifère de cette région et d'en reconstituer l'historique. De ce point de vue, l'objectif a été atteint. Un tableau de synthèse des objectifs est proposé à la fin de cette conclusion.

Suivant cet objectif, cette thèse a tout d'abord permis de réviser une partie des données géochimiques concernant les roches du Nord-Est de la Gaspésie. Ainsi, si les analyses Rock-Eval 6 effectuées sur les roches cambro-ordoviciennes semblent montrer que ces dernières sont des roches mères potentiellement intéressantes, il n'en est pas de même pour les roches siluro-dévoniennes. Les analyses révèlent pour celles-ci la présence d'un pic intermédiaire aux pics S_1 et S_2, représentant des produits lourds et montrant l'absence d'expulsion. De même, l'utilisation des variations de l'IH comme indicateur prédictif des hauteurs d'érosion de roches siluro-dévoniennes (4500 m au minimum) lors des orogénèses acadienne et alléghanienne est une approche inédite dans le cas de la Gaspésie. Ces estimations ont ainsi une base géochimique solide et ont permis de mieux contraindre la géologie passée en vue de la modélisation numérique de la zone d'étude.

Cette modélisation numérique, effectuée grâce aux logiciels Temis Suite (génération-expulsion) et Permedia™ (migration), se base ainsi sur des paramètres géologiques reconnus, sur l'étude des traces de fission (Malo *et al.*, 2012), et sur les apports de la géochimie décrits ci-dessus. L'ensemble de ces paramètres, et le degré de liberté laissé par les incertitudes les

concernant, permet d'envisager plusieurs scénarios crédibles d'un point de vue thermique pour rendre compte de la maturation actuelle des roches à partir de la coupe géologique P19-P20_80-39. Deux hypothèses simples ont été modélisées : (1) l'enfouissement maximal avant l'érosion acadienne (scénario 1), et (2) l'enfouissement maximal pendant le dépôt des unités carbonifères (scénarios 2 et 3, avec épaisseurs et érosions variables). Ainsi, les modèles et simulations 2D amènent à plusieurs résultats significatifs et concordants :

- Le modèle thermique défini pour les différents scénarios testés est en accord avec celui proposé par les études précédentes (Bertrand, 1987 ; Bertrand et Malo, 2001) ;

- Les deux roches mères étudiées génèrent des hydrocarbures, la roche mère cambro-ordovicienne essentiellement entre le dépôt des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé (409-392 Ma), la roche mère siluro-dévonienne durant le dépôt des Grès de Gaspé (403-392 Ma) ;

- Seule la roche mère cambro-ordovicienne expulse des hydrocarbures, essentiellement durant les dépôts des groupes des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé (409-342 Ma), ce qui sous-entend que la l'ensemble des pièges stratigraphiques et structuraux (Groupes de Matapédia, des Calcaires Supérieurs de Gaspé et des Grès de Gaspé) était déjà en place et que des migrations pré-dévoniennes sont à exclure ;

- Des accumulations sont prédites dans les trois blocs de la coupe (nord, centre et sud), les principales se situant dans les réservoirs des formations siluriennes de White Head et de West Point ainsi que dans les formations dévoniennes de West Point et de Forillon. Si toutes ces accumulations sont attestées par la présence d'indices d'huile, une accumulation supplémentaire sans confirmation est prédite au niveau de la Formation de Gascons ;

- Dans les deux hypothèses d'enfouissement maximal modélisé, des migrations d'hydrocarbures sont notées durant le Carbonifère ;

- La migration s'effectue près des failles ou au sein des blocs tectoniques. Au cours du temps, des pertes d'hydrocarbures sont constatées en raison de la perméabilité des failles, celles-ci jouant un rôle de barrière dans le cas où leur fermeture est simulée ;

- Dans le cas où la perméabilité dans les zones de failles est prise en compte, des accumulations apparaissent au niveau du puits Sunny Bank, qui peut alors être assimilé au champ de Galt situé à proximité. Dans ces conditions, les masses obtenues par simulation sont proches ou inférieures à celles estimées pour le champ de Galt ;

- Dans le cas où la perméabilité des failles est prise en compte lors des orogénèses taconienne, salinienne et acadienne, et leur imperméabilité entre l'orogénèse acadienne et l'Actuel, des accumulations apparaissent dans le bloc centre près de la faille du Troisième Lac (entre les blocs sud et centre) ;

- Dans le cas où la fracturation des roches calcaires des formations de White Head, de West Point et du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé est considérée, les accumulations dans le puits Sunny Bank ne sont visibles qu'après une cimentation post-acadienne ;

- La contribution du gaz tardif est significative dans le bassin du Nord-Est de la Gaspésie. En effet, les hydrocarbures observés sont essentiellement gazeux et d'origine tardive, avec 10 à 30 % issus du craquage tardif du kérogène et ~50 % issus du craquage secondaire de l'huile. La part de gaz résultant du craquage primaire du kérogène représente ~20 % ;

- L'ensemble des études géochimique et de modélisation permettent de rendre compte que le Nord-Est de la Gaspésie est constitué de systèmes locaux (nombre limité d'accumulations)), rendant difficile l'extrapolation des résultats à l'échelle régionale.

Ces observations sont issues de la convergence des résultats des différents tests et des simulations réalisés, comme présenté dans le chapitre 5. De celles-ci, il ressort la robustesse des conclusions ci-dessus, malgré les différentes hypothèses de scénarios et les simplifications géologiques de la coupe.

Cette convergence montre également la difficulté à privilégier l'un des trois scénarios d'enfouissement maximal (dévonien ou carbonifère) proposés. De plus, ceux-ci présentent tous des histoires géologiques plausibles. Une manière de distinguer ces trois scénarios serait de procéder à une exploration plus poussée des différents réservoirs observés dans les différents blocs tectoniques, notamment à l'aide de forages supplémentaires. Ceci étant, et malgré les incertitudes, les simulations réalisées dans cette étude peuvent être considérées comme une première approximation réaliste de l'histoire du système pétrolier du Nord-Est de la Gaspésie.

Perspectives

De fait, cette étude devra être complétée dans le but d'affiner les modèles et les prédictions, et permettre une extrapolation régionale des résultats. Ceci constitue ainsi de nouvelles perspectives d'étude.

D'un point de vue naturaliste, l'acquisition de nouvelles données géologiques serait à envisager, comme par exemple l'étude des traces de fission dans les roches siluro-dévoniennes et cambro-ordoviciennes de toute la région. L'étude de profils sismiques existants (comme P7, P31, P32 par exemple; Fig. 3.9) retraités permettrait également d'appréhender la migration des hydrocarbures à une échelle régionale.

Au niveau géochimique, il est possible d'envisager la détermination des schémas cinétiques propres aux roches cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes afin de réaliser des modélisations plus réalistes. De plus, l'analyse des huiles issues des puits de la région (Pétrolia Haldimand et Galt) permettrait de compléter cette étude concernant l'origine des hydrocarbures. A cette fin, l'analyse de biomarqueurs pourrait être envisagée afin d'obtenir des corrélations huiles/roches mères complémentaires à celles déjà réalisées (Idiz *et al.*, 1997 ; Fowler *et al.*, 2008 ; Roy, 2008). Une étude sur la biodégradation de ces huiles pourrait également permettre d'intégrer de nouvelles précisions aux modélisations.

De même, d'un point de vue numérique, les résultats concernant les migrations pourraient être améliorés dans le futur par l'utilisation de logiciels plus performants. La prise en compte d'un schéma cinétique plus complexe (différentes classes d'hydrocarbures) comme le schéma complet décrit par Behar *et al.* (2008a), et de la rétention des hydrocarbures dans le kérogène lors de l'expulsion donnerait accès à des résultats plus en accord avec les phénomènes naturels présents en Gaspésie. L'utilisation de flux de chaleur plutôt que des gradients géothermiques permettrait également de réaliser des simulations plus réalistes. Il en est de même avec les lithologies et la géométrie de la coupe (notamment l'ensemble cambro-ordovicien et les failles), qui ont été simplifiées dans cette étude. Une modélisation fine de l'ensemble cambro-ordovicien pourrait apporter des résultats complémentaires pertinents sur la chronologie de génération, d'expulsion et de migration des hydrocarbures issus de divers niveaux de roches mères caractérisées par des maturités différentes selon leur localisation au sein des nappes taconiennes. Enfin, plusieurs niveaux (locaux) de roches mères siluro-dévoniennes présentant des COT différents (dont un à COT > 1 %) pourraient être modélisés afin d'estimer leur impact sur l'expulsion des hydrocarbures.

La réalisation de simulations prenant une géométrie plus complexe, avec des logiciels tels que Cérès et Kine3D, et basées sur les résultats présentés dans cette étude, permettrait de tenir compte des mouvements tectoniques d'ampleur régionale afin de vérifier leur impact sur la migration des hydrocarbures. Une modélisation 3D, ou pseudo-3D (dans le cas d'une modélisation de plusieurs profils 2D parallèles), pourrait permettre d'estimer l'étendue spatiale des réservoirs prédits ici. Ces données pourraient alors être utilisées par l'industrie à des fins d'exploration.

En ce sens, cette étude, par son approche géochimique inédite et par sa discussion des paramètres de modélisation, représente une avancée significative dans la compréhension du système pétrolier de la Gaspésie.

Tableau de synthèse des objectifs

Objectifs particuliers (tels que définis au Chapitre 1)	Statut	Commentaires
Identifier et caractériser les roches mères cambro-ordoviciennes et siluro-dévoniennes, afin d'évaluer leur potentiel pétrolifère	Atteint	Caractérisation Rock-Eval 6, extraction de kérogènes
Reconstituer l'histoire géologique de la région nord-est de la Gaspésie à partir d'un profil sismique, des données géologiques de surface et d'hypothèses portant sur les roches absentes à l'Actuel et sur la géométrie de l'ensemble cambro-ordovicien	Atteint	Reconstitution numérique avec plusieurs scénarios possibles
Considérer plusieurs scénarios pour déterminer l'âge de l'enfouissement maximal des roches de la région	Atteint partiellement	Deux hypothèses d'enfouissement maximal simulées, mais difficultés à discriminer la crédibilité de l'une ou de l'autre
Restaurer la coupe choisie à son état initial à l'aide du logiciel de modélisation Temis Suite	Atteint	Cependant, simplifications nécessaires (voir Chapitre 4)
Reconstituer l'histoire thermique du bassin de la Gaspésie, en considérant différents gradients géothermiques et en utilisant des données de réflectance de vitrinite équivalente d'échantillons de puits de forage pour valider les hypothèses choisies	Atteint	Modèle thermique défini pour les trois scénarios d'enfouissement, avec prise en compte de la réflectance de la vitrinite
Estimer l'âge de la génération, de l'expulsion et les chemins de migration des hydrocarbures à l'aide des logiciels Temis Suite et Permedia™, et des schémas de craquage compositionnel	Atteint	Chronologie générale des évènements établie. Voir Figures de synthèse (Fig. 5.1.A et B)
Tester l'influence (1) des changements diagénétiques des roches et (2) des failles au cours du temps	Atteint partiellement	Test de perméabilité-imperméabilité des failles, et simplification fracturation-dolomitisation
Déterminer la chronologie de formation des pièges structuraux et stratigraphiques par rapport à l'expulsion des hydrocarbures	Atteint	Pièges formés avant et pendant la phase d'expulsion des hydrocarbures. Érosion de certains réservoirs pendant les différentes phases orogéniques
Établir un traçage génétique, dans la simulation, entre les roches mères et les hydrocarbures afin d'observer l'origine de ces derniers	Atteint	Origine exclusivement cambro-ordovicienne des hydrocarbures
Localiser des zones d'accumulations d'hydrocarbures non encore répertoriées à ce jour et caractériser des réservoirs potentiels	Atteint	Vérification de la présence des accumulations prédites par la littérature. Prédiction d'accumulations non encore répertoriées ou envisagées
Déterminer l'origine précoce ou tardive du gaz dans le bassin de Gaspésie	Atteint	Origine essentiellement tardive et secondaire

RÉFÉRENCES

RÉFÉRENCES

Amyot, G. 1984. Lithostratigraphie de sous-surface de l'Est de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, ET 83-11, 75 p.

Ansley, J. E. 1997. The sedimentology and stratigraphy of the York River Formation at Anse-à- Brillant, Gaspé, Québec, Canada. University of Tennessee, Knoxville.

Babaljan, G. A. et Babaljan, G. C. 1976. Le mécanisme de la migration de l'eau et des hydrocarbures lors du tassement des argiles et l'âge de formation des gisements.: *dans* Age de Formation de Gisements de Pétrole et de Gaz, Nauka, Moscow, p. 260-268.

Barker, C. E. et Pawlewicz, M. J. 1994. Calculation of vitrinite reflectance from thermal histories and peak temperatures: *dans* Vitrinite reflectance as a maturity parameter, ACS Symposium Series, American Chemical Society, v. 570, p. 216-229.

Beausoleil, C., Malo, M., Morin, C., Laliberté, J.-Y. et Brisebois, D. 2002. Contrasting Taconian and Acadian structural styles along the new geophysical seismic reflection profiles in western Gaspé Appalachians, Matapédia Valley. Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, Calgary, Program and Abstracts, p. 67.

Bêche, M. 2008. Architecture structurale de la ceinture de Gaspé (Canada) : Imagerie sismique intégrée et application à l'évaluation pétrolière. Université de Cergy-Pontoise, Cergy-Pontoise / Université Laval, Québec, 222 p.

Behar, F., Beaumont, V. et de Penteado, H. L. D. B. 2001. Rock-Eval 6 technology: Performances and developments. Oil and Gas Science and Technology, v. 56, p. 111-134.

Behar, F., Budzinski, H., Vandenbroucke, M. et Tang, Y. 1999. Methane generation from oil cracking: kinetics of 9-Methylphenanthrene cracking and comparison with other pure compounds and oil fractions. Energy and Fuels, v. 13, 2, p. 471-481.

Behar, F., Gillaizeau, B., Derenne, S. et Largeau, C. 2000. Nitrogen distribution in the pyrolysis products of a Type II kerogen (Cenomanian, Italy). Timing of molecular nitrogen production versus other gases. Energy and Fuels, v. 14, 2, p. 431-440.

Behar, F. et Jarvie, D. sous presse. Compositional modeling of gas generation from two shale gas resource systems: Barnett shale (USA) and Posidonia shale (Germany). AAPG Bulletin.

Behar, F., Kressmann, S., Rudkiewicz, J. L. et Vandenbroucke, M. 1992. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking. Organic Geochemistry, v. 19, 1-3, p. 173-189.

Behar, F., Leblond, C. et Saint-Paul, C. 1989. Analyse quantitative des effluents de pyrolyse en milieu ouvert et fermé. Oil and Gas Science and Technology, v. 44, p. 387-397.

Behar, F., Lewan, M. D., Lorant, F. et Vandenbroucke, M. 2003. Comparison of artificial maturation of lignite in hydrous and nonhydrous conditions. Organic Geochemistry, v. 34, 4, p. 575-600.

Behar, F., Lorant, F. et Lewan, M. 2008a. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite. Organic Geochemistry, v. 39, 1, p. 1-22.

Behar, F., Lorant, F. et Mazeas, L. 2008b. Elaboration of a new compositional kinetic schema for oil cracking. Organic Geochemistry, v. 39, 6, p. 764-782.

Behar, F., Roy, S. et Jarvie, D. 2010. Artificial maturation of a Type I kerogen in closed system: Mass balance and kinetic modelling. Organic Geochemistry, v. 41, 11, p. 1235-1247.

Behar, F., Tang, Y. et Liu, J. 1997b. Comparison of rate constants for some molecular tracers generated during artificial maturation of kerogens: influence of kerogen type. Organic Geochemistry, v. 26, 3-4, p. 281-287.

Behar, F., Ungerer, P., Audibert, A. et Villalba, M. 1988. Experimental study and kinetic modelling of crude oil pyrolysis in relation with enhanced oil recovery processes. Fourth UN1TAR/UNDP Conference on Heavy Crudes and Tar Sands, p. 747-759.

Behar, F. et Vandenbroucke, M. 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, v. 10, 4, p. 932-940.

Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F. et Espitalié, J. 1997a. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. Organic Geochemistry, v. 26, 5–6, p. 321-339.

Behar, F., Vandenbroucke, M., Teermann, S. C., Hatcher, P. G., Leblond, C. et Lerat, O. 1995. Experimental simulation of gas generation from coals and a marine kerogen. Chemical Geology, v. 126, 3-4, p. 247-260.

Béland, J. 1980. Faille du Bassin Nord-Ouest et faille du Troisième Lac dans la partie est de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, DP-740, 20 p.

Berger, J. et Ramsay, E. 1993. Étude structurale et pétrologique de la région du mont de la Serpentine. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MB 93-22, 44 p.

Bernard, D. et St-Julien, P. 1986. Analyse structurale du Siluro-Dévonien du centre de la Gaspésie et du Carbonifère du Sud et de l'Est de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MB 86-36, 33 p.

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). Université de Neuchâtel, Neuchâtel, 676 p.

Bertrand, R., Lavoie, D. et Fowler, M. 2003. Cambrian-Ordovician shales in the Humber Zone: thermal maturation and source rock potential. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 51, 3, p. 213-233.

Bertrand, R. et Malo, M. 2001. Source rock analysis, thermal maturation and hydrocarbon generation in Siluro-Devonian rocks of the Gaspé Belt basin, Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 238-261.

Bertrand, R. et Malo, M. 2004. 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, 731, 15 p.

Bertrand, R. et Malo, M. 2007. Thermal maturation analyses and evaluation of hydrocarbon source rock of Petrolia-Haldimand No 1 well successions. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2005OC131-05, 33 p.

Bertrand, R. et Malo, M. 2010. Maturité thermique et potentiel roche mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du secteur Matapédia-Témiscouata et Bas Saint-Laurent, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier public 6576, 187 p.

Boudreault, J. et Theroux, R. 1979. Diagraphies et rapport de fin de forage, SOQUIP Gaspé Sud n°1. Rapport 10228, GM-34203 (1978OC093-01), 433 p.

Boudreault, J., Jenkins, J. J., Sassano, G. P., Schuurmans, R., Tait, L. et Theroux, R. 1981. Rapport de fin de forage avec diagraphie pour le puits SOQUIP-Petrofina-Baie-de-Gaspé-Nord n°1. Rapport 11830, GM-38321 (1981OC099-01), 419 p.

Bourque, P.-A. 2001. Sea level, synsedimentary tectonics, and reefs: implications for hydrocarbon exploration in the Silurian–lowermost Devonian Gaspé Belt, Québec Appalachians. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 217-237.

Bourque, P.-A. 2004. Les ressources en hydrocarbures au Québec. Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, 17 p.

Bourque, P.-A., Amyot, G., Desrochers, A., Gignac, H., Gosselin, C., Lachambre, G. et Laliberté, J. Y. 1986. Silurian and Lower Devonian reef and carbonate complexes of the Gaspé Basin, Québec – a summary. Bulletin of Canadian Petroleum Geology v. 34, 452-489.

Bourque, P.-A., Brisebois, D. et Malo, M. 1995. Gaspé belt: *dans* Geology of the Appalachian-Caledonian orogen in Canada and Greenland: Geological Survey of Canada, Geology of Canada, H. Williams (eds.), v. 6, p. 316-351.

Bourque, P.-A., Desrochers, A., Hart, B., Kirkwood, D. et Malo, M. 2004. Les enjeux reliés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent - Le potentiel gazier et pétrolier. Rapport présenté au BAPE, 35 p.

Bourque, P.-A., Gosselin, C., Kirkwood, D., Malo, M. et St-Julien, P. 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., Malo, M. et Kirkwood, D. 2000. Paleogeography and tectono-sedimentary history at the margin of Laurentia during Silurian to earliest Devonian time: The Gaspé Belt, Québec. Geological Society of America Bulletin, v. 112, 1, p. 4-20.

Bourque, P.-A., Malo, M. et Kirkwood, D. 2001a. Stratigraphy, tectono-sedimentary evolution and paleogeography of the post-Taconian–pre-Carboniferous Gaspé Belt: an overview. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 186-201.

Bourque, P.-A., Savard, M. M., Chi, G. et Dansereau, P. 2001b. Diagenesis and porosity evolution of the Upper Silurian-lowermost Devonian West Point reef limestone, eastern Gaspé Belt, Québec Appalachians. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 299-326.

Braun, R. L. et Burnham, A. K. 1987. Analysis of chemical reaction kinetics using a distribution of activation energies and simpler models. Energy and Fuels, v. 1, 2, p. 153-161.

Braun, R. L., Burnham, A. K., Reynolds, J. G. et Clarkson, J. E. 1991. Pyrolysis kinetics for lacustrine and marine source rocks by programmed micropyrolysis. Energy and Fuels, v. 5, 1, p. 192-204.

Bréhéret, J. G. 1997. L'Albien et l'Aptien de la fosse vocontienne - Evolution de la sédimentation et enseignements sur les événements anoxiques. Société Géologique du Nord, v. 25, 614 p.

Brisebois, D. 1981. Géologie de la région de Gaspé. Ministère de l'Énergie et des ressources du Québec, DPV-824, 19 p.

Brisebois, D., Lachambre, G. et Piché, G. 1991. Carte géologique, Péninsule de la Gaspésie - 22A, 22B, 22G, 22H, 21O (1:250 000). Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, 2146, DV 91-21.

Brisebois, D. et Morin, C. 2003. Stratigraphie du Synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de l'Ouest de la Gaspésie. Ministère des Ressources naturelles, Québec, 28 p.

Burnham, A. K. et Sweeney, J. J. 1989. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 53, p. 2649-2657.

Camiré, G. 1995. Development of inverted metamorphic gradient in the internal domain of the Taconian belt, Gaspé Peninsula. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 32, 1, p. 37-51.

Cant, D. J. et Walker, R. G. 1976. Development of a braided-fluvial facies model for the Devonian Battery Point Sandstone, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 13, 1, p. 102-119.

Capstick, D. 1970. DDH logs on Gulf Sunny Bank n°1 well.GM-26790 (1969OC087-13), 59 p.

Carruthers, D. 1998. Transport modelling of secondary oil migration using gradient-driven invasion percolation techniques. Heriot-Watt University, Edinburgh, 288 p.

Chi, G., Lavoie, D. et Bertrand, R. 2000. Regional-scale variation of characteristics of hydrocarbon fluid inclusions and thermal conditions along the Paleozoic Laurentian continental margin in eastern Quebec, Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 48, 3, p. 193-211.

Clémentz, D.M. 1979. Effect of oil and bitumen saturation on source-rock pyrolysis. AAPG Bulletin, v. 63, 12, p. 2227-2232.

Connan, J. 1974. Time-temperature relation in oil genesis. AAPG Bulletin, v. 58, p. 2516-2521.

Cousineau, P. A. 1998. Large-scale liquefaction and fluidization in the Cap Chat Mélange, Québec Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 35, 12, p. 1408-1422.

Cousineau, P. A. et Tremblay, A. 1993. Acadian deformations in the southwest Québec Appalachians. Geological Society of America Special Paper, v. 275, 85-100.

Cox, R. A. et Hodych, J. P. 2005. LA-ICP-MS zircon dating of the Lac Matapédia and Mt. St.-Anselme basalts, Québec: support for a protracted mantle plume event during the opening of Iapetus. Geological Association of Canada, Abstracts with Programs, 30, p. 38.

De Broucker, G. 1987. Stratigraphie, pétrographie et structure de la boutonnière de Maquereau-Mictaw (Région de Port-Daniel, Gaspésie). Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MM 86-03, 160 p.

Demaison, G. et Huizinga, B. J. 1994. Genetic classification of petroleum system using three factors: Charge, Migration, and Entrapment: *dans* The petroleum system - from source to trap, L.B. Magoon et W.G. Dow (eds.), AAPG Memoir, v. 60, p. 73-89..

Desaulniers, E. 2005. Imagerie sismique de la ligne 2002-MRN-10b : Recherche d'une approche géophysique au service de l'interpretation. Université Laval, Québec, 124 p.

Desbiens, S. 1992. Le complexe deltaïque de la Formation de York River (Dévonien inférieur) de la région de Gaspé : paléoécologie et biostratigraphie. Thèse, Université de Montréal, Québec, 332 p.

Dieckmann, V., Caccialanza, P. G. et Galimberti, R. 2002. Evaluating the timing of oil expulsion: about the inverse behaviour of light hydrocarbons and oil asphaltene kinetics. Organic Geochemistry, v. 33, p. 1501-1513.

Dietrich, J., Lavoie, D., Hannigan, P., Pinet, N., Castonguay, S., Giles, P. et Hamblin, A. 2011. Geological setting and resource potential of conventional petroleum plays in Paleozoic basins in eastern Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 59, 1, p. 54–84.

Dominé, F. 1989. Kinetics of hexane pyrolysis at very high pressures- 1. Experimental study. Energy and Fuels, v. 3, 1, p. 89-96.

Dominé, F. 1987. Influence de la pression et de la température sur la cinétique de pyrolyse d'hydrocarbures purs : étude expérimentale et simulation numérique, implication géochimique. Thèse d'État, Université Pierre et Marie Curie, Paris.

Dominé, F. et Enguehard, F. 1992. Kinetics of hexane pyrolysis at very high pressures—3. Application to geochemical modeling. Organic Geochemistry, v. 18, 1, p. 41-49.

Dominé, F., Dessort, D. et Brévart, O. 1998. Towards a new method of geochemical kinetic modelling:implications for the stability of crude oils. Organic Geochemistry, v. 28, 9–10, p. 597-612.

Dominé, F., Marquaire, P. M., Muller, C. et Come, G. M. 1990. Kinetics of hexane pyrolysis at very high pressures-2. Computer modeling. Energy and Fuels, v. 4, 1, p. 2-10.

Dow, W. G. 1977. Kerogen studies and geological interpretations. Journal of Geochemical Exploration, v. 7, p. 79-99.

Drury, M. J., Jessop, A. M. et Lewis, T. J. 1987. The thermal nature of the Canadian Appalachian crust. Tectonophysics, v. 133, 1-2, p. 1-14.

Dupuis, C., Malo, M., Bédard, J., Davis, B. et Villeneuve, M. 2009. A lost arc–back-arc terrane of the Dunnage oceanic tract recorded in clasts from the Garin Formation and McCrea melange in the Gaspé Appalachians of Québec. Geological Society of America Bulletin, v. 121, 1-2, p. 17-38.

Durand, B. 1980. Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen: *dans* Kerogen, Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks, B. Durand (eds.), Paris, Editions Technip, p. 13-34.

Durand, B. 1987. Du kérogène au pétrole et au charbon : les voies et les mécanismes des transformations des matières organiques sédimentaires au cours de l'enfouissement. Mémoires de la Société Géologique de France, v. 151, 77-95.

Durand, B. 1988. Understanding of HC migration in sedimentary basins (present state of knowledge). Organic Geochemistry, v. 13, 1–3, p. 445-459.

Durand, B. 2003. Histoire de la géochimie organique. Oil and Gas Science and Technology, v. 58, 2, p. 203-231.

Durand, B. et Monin, J. C. 1980. Elemental analysis of kerogens: *dans* Kerogen, Insoluble organic matter from sedimentary rocks, B. Durand (eds.), Paris, p. 113-142.

Durand, B. et Nicaise, G. 1980. Procedures for kerogen isolation: *dans* Kerogen, Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks, B. Durand (eds.), Paris, Editions Technip, p. 35-53.

Eseme, E., Krooss, B. M. et Littke, R. 2012. Evolution of petrophysical properties of oil shales during high-temperature compaction tests: Implications for petroleum expulsion. Marine and Petroleum Geology, v. 31, 1, p. 110-124.

Espitalie, J. et Bordenave, M. L. 1993. Rock-Eval pyrolysis: *dans* Applied Petroleum Geochemistry, M.L. Bordenave (eds.), Paris, Editions Technip, p. 237–261.

Espitalie, J., Deroo, G. et Marquis, F. 1985. Rock-Eval pyrolysis and its application. Oil and Gas Science and Technology, v. 40, 5, p. 563-579.

Espitalié, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J. et Boutefeu, A. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. Oil and gas Science and Technology, v. 32, p. 23-42.

Espitalie, J., Madec, M. et Tissot, B. P. 1980. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis : Influence on petroleum generation and migration. AAPG Bulletin, v. 64, p. 59-66.

Espitalié, J., Maxwell, J. R., Chenet, Y. et Marquis, F. 1988a. Aspects of hydrocarbon migration in the Mesozoic in the Paris Basin as deduced from an organic geochemical survey. Organic Geochemistry, v. 13, 1–3, p. 467-481.

Espitalié, J., Senga Makadi, K. et Trichet, J. 1984. Role of the mineral matrix during kerogen pyrolysis. Organic Geochemistry, v. 6, 0, p. 365-382.

Espitalié, J., Ungerer, P., Irwin, I. et Marquis, F. 1988b. Primary cracking of kerogens. Experimenting and modelling C_1, C_2–C_5, C_6–C_{15} and C_{15+} classes of hydrocarbons formed. Organic Geochemistry, v. 13, 4–6, p. 893-899.

Fowler, M. G., Obermajer, M. et Lavoie, D. 2008. Petroleum systems in the Gaspé Belt, Québec: Implications from petroleum geochemistry. GAC-MAC Annual Meeting, Québec, Canada, Program with Abstracts.

Freund, H. 1992. Application of a detailed chemical kinetic model to kerogen maturation. Energy and Fuels, v. 6, 3, p. 318-326.

Freund, H., Clouse, J. A. et Otten, G. A. 1993. Effect of pressure on the kinetics of kerogen pyrolysis. Energy and Fuels, v. 7, 6, p. 1088-1094.

Freund, H. et Olmstead, W. N. 1989. Detailed chemical kinetic modeling of butylbenzene pyrolysis. International Journal of Chemical Kinetics, v. 21, 7, p. 561-574.

Freund, H., Walters, C. C., Kelemen, S. R., Siskin, M., Gorbaty, M. L., Curry, D. J. et Bence, A. E. 2007. Predicting oil and gas compositional yields via chemical structure–chemical yield modeling (CS-CYM): Part 1 – Concepts and implementation. Organic Geochemistry, v. 38, 2, p. 288-305.

Frey, M. 1987. Very low-grade metamorphism of clastic sedimentary rocks: *dans* Low-grade metamorphism M. Frey (eds.), Blackie, Glasgow, p. 9-58.

Globensky, Y., Béland, J., Bourque, P.-A., Bourque, Y., Brisebois, D., Charbonneau, J. M., Cousineau, P. A., Lespérance, P. J., Letarte, M., Malo, M., Riva, J., Rondot, J., St-Julien, P. et Petryk, A. 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.

Gough, M. A., Rhead, M. M. et Rowland, S. J. 1992. Biodegradation studies of unresolved compex mixtures of hydrocarbons: model UCM hydrocarbons and the aliphatic UCM. Organic Geochemistry, v. 18, 1, p. 17-22.

Gradstein, F. M., Ogg, J. G., Smith, A. G., Agterberg, F. P., Bleeker, W., Cooper, R. A., Davydov, V., Gibbard, P., Hinnov, L., House, M. R., Lourens, L., Luterbacher, H. P., McArthur, J., Melchin, M. J., Robb, L. J., Shergold, J., Villeneuve, M., Wardlaw, B. R., Ali, J., Brinkhuis, H., Hilgen, F. J., Hooker, J., Howarth, R. J., Knoll, A. H., Laskar, J., Monechi, S., Powell, J., Plumb, K. A., Raffi, I., Röhl, U., Sanfilippo, A., Schmitz, B., Shackleton, N. J., Shields, G. A., Strauss, H., Van Dam, J., Veizer, J., van Kolfschoten, T. et Wilson, D. 2004. A Geologic Time Scale 2004. Cambridge University Press.

Grist, A. M., Ryan, R. J. et Zentilli, M. 1995. The thermal evolution and timing of hydrocarbon generation in the Maritimes Basin of Eastern Canada: evidence from apatite fission track data. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 43, 145-155.

Grundman, G., Behar, F., Malo, M., Baudin, F. et Lorant, F. 2012. Evaluation of hydrocarbon potential of the Paleozoic (Cambrian–Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula, Québec, Canada: Geochemical characterization, expulsion efficiency, and erosion scenario. AAPG Bulletin, v. 96, 4, p. 729-751.

Guerillot, D. et Kalaydjian, F. 1988. Application of the global pressure concept to the study of coupling between generalized darcy laws for 2-phase flow in porous-media. Comptes Rendus de l'Academie des Sciences, Serie II, v. 306, 13, p. 853-858.

Hacquebard, P. A. et Donaldson, J. R. 1970. Coal metamorphism and hydrocarbon potential in the Upper Paleozoic of the Atlantic Provinces, Canada. Journal of Earth Sciences, v. 7, 1139-1163.

Harvey, G. R., Boran, D. A., Chesal, L. A. et Tokar, J. M. 1983. The structure of marine fulvic and humic acids. Marine Chemistry, v. 12, p. 119-132.

Horsfield, B., Yordy, K. L. et Crelling, J. C. 1988. Determining the petroleum-generating potential of coal using organic geochemistry and organic petrology. Organic Geochemistry, v. 13, 1-3, p. 121-129.

Hu, K. et Lavoie, D. 2008. Porosity and permeability evaluation and geological interpretations from core data and geophysical well logs for 18 wells in the Paleozoic successions of Eastern Canada and implications for hydrocarbon exploration. Geological Survey of Canada, Open File 5485, 106 p.

Hunt, J. M. 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company, New York, 743 p.

Idiz, E., Fowler, M. G. et Bertrand, R. 1997. Oils and source rocks from the Gaspé Peninsula, Québec; geochemical characteristics and provenance. CSPG – SEPM Joint Convention, June 1-6, Calgary, Alberta, Canada, Program with Abstracts, p. 139.

INRS-Géoressources. 1983. Évolution thermique de l'extrémité orientale de la péninsule de Gaspé en relation avec les déformations tectoniques. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, DP 83-03, 96 p.

INRS-Pétrole. 1941. Haldimand n°1 (M.R.N.16). Log lithostratigraphique, diagenèse organique et minérale. Rapport 5446 (1941OC016-03), 30 p.

INRS-Pétrole. 1950. Tar Point n°1 (M.R.N. 79). Log *lithostratigraphique*, diagenèse organique et minérale. Rapport 5445 (1950OC079-04), 41 p.

INRS-Pétrole. 1972. Étude géochimique et réflectométrie de la série siluro-dévonienne des sondages Sunny Bank 1 et Imperial York 1(Province de Québec -Canada). GM-27748, 59 p.

Ishiwatari, R., Ishiwatari, M., Rohrback, B. G. et Kaplan, I. R. 1977. Thermal alteration experiments on organic matter from recent marine sediments in relation to petroleum genesis. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 41, p. 815-828.

Islam, S., Hesse, R. et Chagnon, A. 1982. Zonation of diagenesis and low-grade metamorphism in Cambro-Ordovician flysch of Gaspe Peninsula, Quebec Appalachians. The Canadian Mineralogist, v. 20, 2, p. 155-167.

Junex. 2012. Junex Galt N°4 confirme le potentiel pétrolier de la propriété Galt. www.junex.ca.

Junex inc. 2003. Rapport de fin de forage avec diagraphie pour le puits Junex *et al.* – Galt n°3. 2003OC126-03, 297 p.

Jutras, P., Macrae, R. A. et Utting, J. 2007. Visean tectonostratigraphy and basin architecture beneath the Pennsylvanian New Brunswick Platform of eastern Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 55, 3, p. 217-236.

Jutras, P. et Prichonnet, G. 2002. Stratigraphy, depositional setting, and diagenetic history of the Saint-Jules Formation (Upper Devonian or Mississippian), a newly identified post-Acadian red clastic unit in the southern Gaspé Peninsula, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 39, 10, p. 1541-1551.

Jutras, P., Prichonnet, G. et Utting, J. 2001. Newly identified Carboniferous units (the Pointe Sawyer and Chemin-des-Pêcheurs formations) in the Gaspé Peninsula, Québec; implications regarding the evolution of the northwestern sector of the Maritimes Basin. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 38, 1, p. 1-19.

Killops, S. D., Funnell, R. H., Suggate, R. P., Sykes, R., Peters, K. E., Walters, C., Woolhouse, A. D., Weston, R. J. et Boudou, J. P. 1998. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. Organic Geochemistry, v. 29, 1–3, p. 1-21.

Kirkwood, D. 1986. Géologie structurale de la région de Percé, Gaspésie, Québec. Thèse, Université de Montréal, Montréal, Québec, 240 p.

Kirkwood, D. 1989. Géologie structurale de la région de Percé, Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, ET 87-17.

Kirkwood, D. 1995. Strain partitioning and progressive deformation history in a transpressive belt, northern Appalachians. Tectonophysics, v. 241, 1-2, p. 15-34.

Kirkwood, D. 1999. A palinspatic restoration of a post-Taconian successor basin deformed within a transpressive regime, northern Appalachians. Tectonics, v. 18, p. 1027-1040.

Kirkwood, D., Lavoie, M. et Marcil, J.-S. 2004. Structural style and hydrocarbon potential in the Acadian foreland fold and thrust belt, Gaspé Appalachians, Canada. AAPG Hedberg Series, v. 1, p. 412-430.

Kirkwood, D. et Malo, M. 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, v. 30, p. 1363-1373.

Kirkwood, D., Savard, M. M. et Chi, G. 2001. Microstructural analysis and geochemical vein characterization of the Salinic event and Acadian Orogeny: evaluation of the hydrocarbon reservoir potential in eastern Gaspé. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 262-281.

Kressmann, S. 1991. Craquage thermique de mélanges d'hydrocarbures à haute pression : Étude cinétique expérimentale et modélisation numérique, implications pour la géochimie pétrolière. Thèse, Université Pierre et Marie Curie, Paris, 321 p.

Krooss, B. M. 1986. Geochromatography in petroleum migration: a review: *dans* Petroleum Migration, W. A. England et A. J. Fleet (eds.), v. 59, Special Publication of Geological Society of London p. 149-163.

Lafargue, E., Espitalie, J., Jacobsen, T. et Eggen, S. 1990. Experimental simulation of hydrocarbon expulsion. Organic Geochemistry, v. 16, 1-3, p. 121-131.

Lafargue, E., Marquis, F. et Pillot, D. 1998. Les applications de Rock-Eval 6 dans l'exploration et la production des hydrocarbures, et dans les études de contamination des sols. Oil and Gas Science and Technology, v. 53, 4, p. 421-437.

Lafargue, W., Espitalie, J., Broks, T. M. et Nyland, B. 1994. Experimental simulation of primary migration. Organic Geochemistry, v. 22, 3-5, p. 575-586.

Lavoie, D. 1988. Stratigraphie, sédimentologie et diagenèse du Wenlockien (Silurien) du bassin de Gaspésie-Matapédia. Thèse, Université Laval, Québec, 330 p.

Lavoie, D. 1992. Carbonate sedimentation in an extensional tectonic regime: the lower Devonian Upper Gaspé Limestone, Québec Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, 118-128.

Lavoie, D. 2009. Porosity and permeability measurements for selected Paleozoic samples in Québec. Geological Survey of Canada, Open file 6084, 21 p.

Lavoie, D., Bourque, P.-A. et Héroux, Y. 1992. Early Silurian carbonate platform in the Appalachian orogenic belt : the Sayabec–La Vieille Formation of the Gaspé–Matapédia Basin, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, p. 704-719.

Lavoie, D. et Bourque, P.-A. 2001. The history of hydrocarbon exploration in the Silurian–Devonian Gaspé Belt: 100 years of modest success. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 180-185.

Lavoie, D., Burden, E. et Lebel, D. 2003. Stratigraphic framework for the Cambrian-Ordovician rift and passive margin successions from southern Québec to western Newfoundland. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 40, 2, p. 177-205.

Lavoie, D. et Chi, G. 2001. The Lower Silurian Sayabec Formation in northern Gaspé: carbonate diagenesis and reservoir potential. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 282-298.

Lavoie, D. et Chi, G. 2002. The Lower Silurian Val Brillant Formation: generation of secondary porosity and hydrocarbon migration record. Diamond Jubilee Meeting, Calgary, Program with abstracts, p. 197.

Lavoie, D. et Chi, G. 2006. Hydrothermal dolomitization in the Lower Silurian La Vieille Formation in northern New Brunswick: geological context and significance for hydrocarbon exploration. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 54, 4, p. 380-395.

Lavoie, D., Chi, G. et Fowler, M. G. 2001b. The Lower Devonian Upper Gaspé Limestones in eastern Gaspé: carbonate diagenesis and reservoir potential. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 346-365.

Lavoie, D. et Morin, C. 2004. Hydrothermal dolomitization in the Lower Silurian Sayabec Formation in northern Gaspe-Matapédia (Québec): constraint on timing of porosity and regional significance for hydrocarbon reservoirs. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 52, 3, p. 256-269.

Lavoie, D., Obermajer, M. et Fowler, M. G. 2011. Rock-Eval/TOC data from Cambrian-Ordovician of the Saint Lawrence Platform and Humber Zone, and Silurian-Devonian of the Gaspé Belt successions, Quebec. Geological survey of Canada, Open file 6050, 34 p.

Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A. P. et Giles, P. 2009a. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6174, 275 p.

Lavoie, D., Pinet, N., Castonguay, S., Dietrich, J., Giles, P., Fowler, M., Thériault, R., Laliberté, J.Y., St. Peter, C., Hinds, S., Hicks, L. et Klassen, H. 2009b. Hydrocarbon systems in the Paleozoic basins of eastern Canada – Presentations at the Calgary 2007 workshop. Geological Survey of Canada, Open File 5980.

Lespérance, P. J. 1980. Les Calcaires Supérieurs de Gaspé (Dévonien inférieur) dans le Nord-Est de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, DVP-595, 92 p.

Lespérance, P. J., Malo, M., Sheehan, P. M. et Skidmore, W. B. 1987. A stratigraphical and faunal revision of the Ordovician–Silurian strata of the Percé area, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 24, 1, p. 117-134.

Lewan, M. 1993. Laboratory simulation of petroleum formation: Hydrous pyrolysis: *dans* Organic geochemistry principles and applications, M.H. Engel et Macko S. (eds.), New York, Plenum, p. 419-442.

Lewan, M. D. 1997. Experiments on the role of water in petroleum formation. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 61, 17, p. 3691-3723.

Leythaeuser, D., Hagemann, H. W., Hollerbah, A. et Schaefer, R. G. 1980. Hydrocarbon generation in source rocks as a function of type and maturation of their organic matter: a mass-balance approach: *dans* Proceedings of the 70th World Petroleum Congress, Heyden, London, v. 2, p. 31-41.

Leythaeuser, D. et Poelchau, H. S. 1991. Expulsion of petroleum from type III kerogen source rocks in gaseous solution: modelling of solubilityfractionation: *dans* Petroleum Migration, W. A. England et A. J. Fleet (eds.), Geological Society of London, Special Publication, v. 59p. 33-46.

Leythaeuser, D., Radke, M. et Schaefer, R. G. 1984. Efficiency of petroleum expulsion from shale source rocks. Nature, v. 311, 5988, p. 745-748.

Leythaeuser, D. et Schaefer, R. G. 1984. Effects of hydrocarbon expulsion from shale source rocks of high maturity in upper Carboniferous strata of the Ruhr area, Federal Republic of Germany. Organic Geochemistry, v. 6, p. 671-681.

Leythaeuser, D., Schaefer, R. G. et Radke, M. 1988. Geochemical effects of primary migration of petroleum in Kimmeridge source rocks from Brae field area, North Sea. I: Gross composition of C15+-soluble organic matter and molecular composition of C15+-saturated hydrocarbons. Geochimica et Cosmochimica Acta, v. 52, 3, p. 701-713.

Lopatin, N. V. 1971. Temperature and time as geologic factors in coalification. Academiia Nauk SSSR, Izvestiia Serri Geologiccheskalu, v. 3, p. 95-106.

Lorant, F. et Behar, F. 2002. Late generation of methane from mature kerogens. Energy and Fuels, v. 16, 2, p. 412-427.

Maceachern, S. B. et Roliff, W. A. 1961. Well log Report (York). GM-22130 (19610C081-01), 27 p.

Magoon, L. B. et Dow, W. G. 1994. The petroleum system: *dans* The Petroleum system-from source to trap, v. 60, AAPG Memoir.

Maillard, L. C. 1912. Action des acides aminés sur les sucres : formation des mélanoïdines par voie méthodique. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Paris, v. 154, p.66-68.

Maillard, L. C. 1916. Synthèse des matières humiques par action des acides aminés sur les sucres réducteurs : *dans* Annales de Chimie, v. 5, p. 258-317.

Malo, M. 1988. Stratigraphy of the Aroostook-Percé Anticlinorium in the Gaspé Peninsula, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 25, p. 893-908.

Malo, M. 2001. 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. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 49, 2, p. 202-216.

Malo, M. 2004. Paleogeography of the Matapédia basin in the Gaspé Appalachians: initiation of the Gaspé Belt successor basin. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 41, p. 553-570.

Malo, M. et Béland, J. 1989. Acadian strike-slip tectonics in the Gaspé region, Quebec Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 26, 1764-1777.

Malo, M. et Bourque, P.-A. 1993. Timing of the deformation events from Late Ordovician to Mid-Devonian in the Gaspé Peninsula: *dans* The Acadian Orogeny: recent studies in New England, Maritime Canada and the autochtonous foreland, D.C. Roy et J.W. Skeenan (eds.), v. 275, Geological Society of America Special Paper p. 101-122.

Malo, M., Cousineau, P. A., Sacks, P. E., Riva, J. F., Asselin, E. et Gosselin, P. 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, v. 38, 1, p. 21-42.

Malo, M. et Kirkwood, D. 1995. Faulting and progressive strain history of the Gaspé Peninsula in post-Taconian time: A review. Geological Association of Canada, v. 41, 267-282.

Malo, M., Lavoie, D. et Brisebois, D. 2008b. Hydrocarbons systems in Gaspé Peninsula : a tour of source rocks, reservoirs and traps, field trip B2, May 29-June3. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada, Society of Economic Geologists, Society for Geology Applied to Mineral Deposits. Joint Annual Meeting, 2008, Québec, Canada.

Malo, M., Roden-Tice, M. K., Pinet, N., Grundman, G. et Parent, A. 2012. New fission-track data in the northeastern Gaspé Belt basin: implications for burial history of Ordovician and Devonian source rocks in the Gaspé Peninsula. GAC-MAC 2012, 27-19 May, St. John's, Canada.

Malo, M., Ruffet, G., Pincivy, A. et Tremblay, A. 2008a. A 40Ar/39Ar study of oceanic and continental deformation processes during an oblique collision: Taconian orogeny in the Quebec reentrant of the Canadian Appalachians. Tectonics, v. 27, 4, p. 1-29.

Malo, M., Tremblay, A., Kirkwood, D. et Cousineau, P. A. 1995. Along-strike Acadian structural variations in the Québec Appalachians: consequence of a collision along an irregular margin. Tectonics, v. 14, 5, p. 1327-1338.

Martin, J. P. et Haider, K. 1971. Microbial activity in relation to soil humus formation. Soil Science, v. 111, p. 54-63.

Mastalerz, M. et Bustin, R. M. 1997. Variation in the chemistry of macerals in coals of the Mist mountain formation, Elk Valley coalfield, British Columbia, Canada. International Journal of Coal Geology, v. 33, 1, p. 43-59.

McGerrigle, H. W. 1950. La géologie de l'Est de Gaspé. Ministère des Mines, Québec, RG-35, 174 p.

Milner, C. W. D., Rogers, M. A. et Evans, C. R. 1977. Petroleum transformations in reservoirs. Journal of Geochemical Exploration, v. 7, p. 101-153.

Monthioux, M. 1986. Maturation naturelle et artificielle d'une série de charbons homogènes. Thèse, Université d'Orléans, Orléans, 331 p.

Monthioux, M., Landais, P. et Durand, B. 1986. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam delta coals. Organic Geochemistry, v. 10, 1–3, p. 299-311.

Morin, C. et Laliberté, J.-Y. 2002. Une nouvelle image structurale : résultats des mégatransects de la sismique reflexion à travers la chaîne des Appalaches de la péninsule gaspésienne. Séminaire annuel du Ministère des Ressources Naturelles, DV 2002-10, p. 14.

Mort, A. 2004. Mécanismes de formation et évolution des pyrobitumes dans les réservoirs pétroliers : cas naturels et approches expérimentales. Thèse, Université d'Orléans, Orléans, 254 p.

Mukhopadhyay, P. K. 1994. Vitrinite reflectance as a maturity parameter: *dans* Vitrinite reflectance as a maturity parameter, P.K. Mukhopadhyay et W.G. Dow (eds.), Washington, American Chemical Society, p. 1-24.

Noble, R. A., Wu, C. H. et Atkinson, C. D. 1991. Petroleum generation and migration from Talang Akar coals and shales offshore N.W. Java, Indonesia. Organic Geochemistry, v. 17, 3, p. 363-374.

Okiongbo, K. S., Aplin, A. C. et Larter, S. R. 2005. Changes in Type II kerogen density as a function of maturity: Evidence from the Kimmeridge Clay Formation. Energy and Fuels, v. 19, p. 2495-2499.

Paris, A. et Vallières, A. 1972. Rapport géologique, Gaspésie-Est Ministère des Richesses Naturelles du Québec, GM-28438, 142 p.

Payne, D. F. et Ortoleva, P. J. 2001a. A model for lignin alteration-part I: a kinetic reaction-network model. Organic Geochemistry, v. 32, 9, p. 1073-1085.

Payne, D. F. et Ortoleva, P. J. 2001b. A model for lignin alteration-part II: numerical model of natural gas generation and application to the Piceance Basin, Western Colorado. Organic Geochemistry, v. 32, 9, p. 1087-1101.

Pelet, R., Behar, F. et Monin, J. C. 1986. Resins and asphaltenes in the generation and migration of petroleum. Organic Geochemistry, v. 10, 1-3, p. 481-498.

Pepper, A. S. 1989. Petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel perspective Proceedings, 14th International Meeting on organic geochemistry, 18-22 September 1989, Paris.

Pepper, A. S. et Corvi, P. J. 1995a. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. Marine and Petroleum Geology, v. 12, 3, p. 291-319.

Pepper, A. S. et Corvi, P. J. 1995b. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system. Marine and Petroleum Geology, v. 12, 4, p. 417-452.

Pepper, A. S. et Dodd, T. A. 1995. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: oil-gas cracking. Marine and Petroleum Geology, v. 12, 3, p. 321-340.

Peters, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. AAPG Bulletin, v. 70, 3, p. 318-329.

Peters, K. E. et Cassa, M. R. 1994. Applied source rock geochemistry: *dans* The petroleum system- From source to trap, L. B. Magoon and W. G. Dow (eds.), v. 60, AAPG Memoir, p. 93–117.

Pétrolia. 2010. 7,7 millions de barils récupérables contingentés sur Haldimand (9 km2). www.petroliagaz.com.

Pétrolia. 2012. Début du forage de Bourque No 1. www.petroliagaz.com.

Pillot, D. et Beaumont, V. 2005. Caractérisation des paramètres Rock-Eval 6 de la roche étalon 160000 RB. Institut Français du Pétrole, Rapport confidentiel, 116 p.

Pincivy, A., Malo, M., Ruffet, G., Tremblay, A. et Sacks, P. E. 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, v. 40, 2, p. 301-315.

Pinet, N. 2013. Gaspé Belt subsurface geometry in the northern Québec Appalachians as revealed by an integrated geophysical and geological study: 2 - Seismic interpretation and potential field modelling results. Tectonophysics, v. 588, 100-117.

Pinet, N. 2011. Hinterland-directed transtensional faulting at an orogen structural front: The example of the Cap-Chat mélange, Québec Appalachians. Geological Society of America Bulletin, v. 123, 11-12, p. 2256-2265.

Pinet, N., Keating, P., Lavoie, D. et Brouillette, P. 2010. Forward potential-field modeling of the Appalachian orogen in the Gaspé Peninsula (Québec, Canada): Implications for the extent of rift magmatism and the geometry of the Taconian orogenic wedge. American Journal of Science, v. 310, 2, p. 89-110.

Pinet, N., Keating, P., Lavoie, D., Dietrich, J., Duchesne, M. J. et Brake, V. 2012. Revisiting the Appalachian structural front and offshore Anticosti Basin (northern Gulf of St. Lawrence, Canada) by integrating old and new geophysical datasets. Marine and Petroleum Geology, v. 32, 1, p. 50-62.

Pinet, N., Lavoie, D., Keating, P. et Brouillette, P. 2008. Gaspé belt subsurface geometry in the northern Québec Appalachians as revealed by an integrated geophysical and geological study: 1 - Potential field mapping. Tectonophysics, v. 460, 1–4, p. 34-54.

Pinet, N. et Tremblay, A. 1995. Tectonic evolution of the Québec-Maine Appalachians: from oceanic spreading to obduction and collision in the Northern Appalachians. American Journal of Science, v. 295, 2, p. 173-200.

Prave, A. R., Kessler, L. G. II, Malo, M., Bloechl, W. V. et Riva, J. 2000. Ordovician arc collision and foredeep evolution in the Gaspé Peninsula, Québec: the Taconic Orogeny in Canada and its bearing on the Grampian Orogeny in Scotland. Journal of the Geological Society of London, v. 157, p. 393–400.

Quigley, T. M., Mackenzie, A. S. et Gray, J. R. 1987. Kinetic theory of petroleum generation: *dans* Migration of hydrocarbins in sedimentary basins, B. Doliguez (eds.), Technip, p. 649-666.

Rhoads, D. C. et Morse, J. W. 1971. Evolutionary and ecologic significance of oxygen-deficient marine basins. Lethaia, v. 4, 4, p. 413-428.

Riboulleau, A., Derenne, S., Largeau, C. et Baudin, F. 2001. Origin of contrasting features and preservation pathways in kerogens from the Kashpir oil shales (Upper Jurassic, Russian Platform). Organic Geochemistry, v. 32, 5, p. 647-665.

Roden-Tice, M. K. et Tice, S. J. 2005. Regional-scale Mid-Jurassic to Late Cretaceous unroofing from the Adirondack Mountains through Central New England based on apatite fission-track and (U-Th)/He thermochronology. Journal of Geology, v. 113, 5, p. 535-552.

Rodgers, K., Savard, M., Fowler, M. G. et Bertrand, R. 1998. A geochemical study of oils and possible source rocks from the Gaspe Peninsula, Québec. Jointed Annual Meeting GAC/MAC, Québec, Québec, May 8-21, Program and Abstracts, p. A158.

Roksandic, M. M. et Granger, B. 1981. Structural styles of Anticosti Island, Gaspé Passage, and eastern Gaspé Peninsula inferred from reflection seisimc data: *dans* Field Meeting Anticosti-Gaspé, Québec, P.J.Lespérance (eds.), Subcommission on Silurian Stratigraphy, Ordovician-Silurian Boundary Working Group, v. 2, Stratigraphy and Paleontology, p. 211-221.

Roy, S. 2004. Diagenèse et potentiel en hydrocarbures des successions paléozoïques de la région du Lac Matapédia, Québec. Maîtrise, Université du Québec, INRS-Eau, Terre et Environnement, Québec, 147 p.

Roy, S. 2008. Maturation thermique et potentiel pétroligène de la Ceinture de Gaspé, Gaspésie, Québec, Canada. Université du Québec, INRS-Eau, Terre et Environnement, Québec, 479 p.

Roy, S., Bertrand, R. et Malo, M. 2003. Thermal maturation and hydrocarbon potential in Lower and Middle Paleozoic successions in Matapédia Lake area, eastern Québec. CSPG/CSEG Convention, June 2-6, 2003, Calgary, Alberta, Canada.

Ruppel, T. C., Grein, C. T. et Bienstock, D. 1972. Adsorption of methane/ethane mixtures on dry coal at elevated pressure. Fuel, v. 51, 4, p. 297-303.

Rust, B. R. 1981. Alluvial deposits and tectonic style: Devonian and Carboniferous successions in eastern Gaspé: *dans* Sedimentology and tectonics in alluvial basins, A. D. Miall (eds.), Geological Association of Canada, Special Paper, v. 23, p. 49-76.

Ryan, R. J. et Zentilli, M. 1993. Allocyclic and thermochronological constraints on the evolution of the Maritimes Basin of Eastern Canada. Atlantic Geology, v. 29, p. 187-197.

Sacks, P. E., Malo, M., Trzcienski, J., Walter E, Pincivy, A. et Gosselin, P. 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. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 41, 5, p. 635-653.

Sandvik, E. I., Young, W. A. et Curry, D. J. 1992. Expulsion from hydrocarbon sources: the role of organic absorption. Organic Geochemistry, v. 19, 1–3, p. 77-87.

Savage, P. E. 2000. Mechanisms and kinetics models for hydrocarbon pyrolysis. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, v. 54, 1–2, p. 109-126.

Savage, P. E. et Baxter, K. L. 1996. Pathways, kinetics, and mechanisms for 2-Dodecyl-9,10-dihydrophenanthrene pyrolysis. Industrial and Engineering Chemistry Research, v. 35, 5, p. 1517-1523.

Savage, P. E. et Klein, M. T. 1988. Asphaltene reaction pathways. 4. Pyrolysis of tridecylcyclohexane and 2-ethyltetralin. Industrial and Engineering Chemistry Research, v. 27, 8, p. 1348-1356.

Savard, M. et Bourque, P.-A. 1989. Diagenetic evolution of a Late Silurian reef platform, Gaspé Basin, Quebec, based on cathodoluminescence petrography. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 26, 4, p. 791-806.

Schnitzer, M. 1978. Humic substances: chemistry and reactions: *dans* Soil Organic Matter, M. Schnitzer et S.U. Khan (eds.), Amsterdam, Elsevier, p. 1-64.

Schnitzer, M., Barr, M. et Hartenstein, R. 1984. Kinetics and characteristics of humic acids produced from simple phenols. Soil Biology and Biochemistry, v. 16, 4, p. 371-376.

Scotese, C. R. et McKerrow, W. S. 1990. Revised worldmaps and introduction: *dans* Paleozoic paleogeography and biogeography, C. R. Scotese et W. S. McKerrow (eds.), Geological Society of London, Memoir 12, p. 1–21.

Séguin, M. K. 1987. Paleomagnetism of Carboniferous diabase dykes from Gaspé, Québec. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 24, p. 1705-1714.

Sikander, A. H. 1975. Occurrence of oil in the Devonian rocks of eastern Gaspé, Quebec. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 25, 2, p. 278-294.

Sikander, A. H. 1976. Lithological observations on Grande Grève, York River and Battery Point Formation, and hydrocarbon possibilities in Eastern Gaspé, Québec. Ministère des Richesses naturelles, Québec, GM 33690, 59 p.

Sikander, A. H. et Pittion, J. L. 1978. Reflectance studies on organic matter in Lower Paleozoic sediments of Québec. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 26, p. 132-151.

Slivitzky, A., St-Julien, P. et Lachambre, G. 1991. Synthèse géologique du Cambro-Ordovicien du nord de la Gaspésie. ET 88-14, p. 61.

Solomon, P. R., Hamblen, D. G., Carangelo, R. M., Serio, M. A. et Deshpande, G. V. 1988. General model of coal devolatilization. Energy and Fuels, v. 2, 4, p. 405-422.

SOQUIP - Petro-Canada. 1983. Eastern Gaspésia, Québec - Geophysical and Geological Interpretarion. Project 2084. Rapport 13070.

St-Julien, P. et Bourque, P.-A. 1990. Report on geological and geophysical evaluation of the Malbaie-Fortin-York area, Gaspé Peninsula (permits 842, 843, 844). Ministère des Ressources naturelles du Québec, 1989TS842.

St-Julien, P. et Hubert, C. 1975. Evolution of the Taconian Orogen in the Québec Appalachians. American Journal of Science, v. 275-A, p. 337-362.

St-Laurent, C., Lebel, D., Lavoie, D., Malo, M. et St-Hilaire, C. 2004. Integration and spatial analysis of high-resolution geophysical and geological data, eastern Gaspé Peninsula. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 41, 5, p. 603-618.

Stach, E. M., Mackowsky, T., Teichmüller, M., Taylor, G. H., Chandra, D. et Teichmüller, R. 1982. Coal petrology. Gebrüder Borntraeger, Berlin, 535 p.

Stainforth, J. G. 2009. Practical kinetic modeling of petroleum generation and expulsion. Marine and Petroleum Geology, v. 26, 4, p. 552-572.

Stainforth, J. G. et Reinders, J. E. A. 1990. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation. Organic Geochemistry, v. 16, 1–3, p. 61-74.

Stevenson, F. J. et Butler, J. H. A. 1969. Chemistry of humic acids and related pigments: *dans* Organic Geochemistry: Methods and Results, G. Eglinton et M.T.J. Murphy (eds.), Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag, p. 534–557.

Suggate, R. P. 1998. Relation between depth of burial, vitrinite reflectance and geothermal gradient. Journal of Petroleum Geology, v. 21, 1, p. 5–32.

Sweeney, J. J. et Burnham, A. K. 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin, v. 74, 1559-1570.

Tannenbaum, E., Huizinga, B. J. et Kaplan, I. R. 1986. Role of minerals in thermal alteration of organic matter - II: a material balance. AAPG Bulletin, v. 70, p. 1156-1165.

Teichmüller, M. 1987 Organic material and very low-grade metamorphism: *dans* Low-grade metamorphism, M. Frey (eds.), Blackie, Glasgow, p. 114-161.

Teichmüller, M. et Durand, B. 1983. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the Rock-Eval pyrolysis. International Journal of Coal Geology, v. 2, p. 387-398.

Tissot, B. 1969. Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les sédiments. Simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur. Oil and Gas Science and Technology, v. 24, p. 470-501.

Tissot, B. et Espitalié, J. 1975. L'evolution thermique de la matière organique des sédiments : applications d'une simulation mathématique. Potentiel pétrolier des bassins sédimentaires de reconstitution de l'histoire thermique des sédiments. Oil and Gas Science and Technology, v. 30, 5, p. 743-778.

Tissot, B. et Pelet, R. 1971. New data on mechanisms of genesis and migration of petroleum mathematical models and applications to prospection. World Oil, v. 173, 1.

Tissot, B. P., Pelet, R. et Ungerer, P. 1987. Thermal history of sedimentary basins, maturation indexes, and kinetics of oil and gas generation. AAPG Bulletin, v. 71, 12, p. 1445-1466.

Tissot, B. P. et Welte, D. H. 1984. Petroleum formation and occurence. Second revised and enlargued edition. Springer-Verlag, 699 p.

Tremblay, A. 1992. Tectonic and accretionary history of Taconian oceanic rocks of the Québec Appalachians. American Journal of Science, v. 292, 4, p. 229-252.

Tremblay, A., Malo, M. et St-Julien, P. 1995. Dunnage Zone - Québec - Canadian Appalachians Region: *dans* Geology of the Appalachians/Caledonian orogen in Canada and Greenland, H. Williams (eds.), Geological Survey of Canada, Geology of Canada n°6, p. 179-197.

Ungerer, P. 1984. Models of petroleum formation: how to take into account geology and chemical kinetics: *dans* Thermal phenomena in sedimentary basins, B. Durand (eds.), Technip, p. 235-246.

Ungerer, P. 1990. State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. Organic Geochemistry, v. 16, 1-3, p. 1-25.

Ungerer, P. 1993. Modelling of petroleum generation and migration: *dans* Applied Petroleum Geochemistry, M.L. Bordenave (eds.), Paris, Editions Technip, p. 395-442.

Ungerer, P., Behar, E. et Discamps, D. 1983. Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data. Implications for primary migration: *dans* In Advances in Organic Geochemistry 1981, M. Bjoroy (eds.), Wiley, New York, p. 129-135.

Ungerer, P., Behar, F., Villalba, M., Heum, O. R. et Audibert, A. 1988b. Kinetic modelling of oil cracking. Organic Geochemistry, v. 13, 4-6, p. 857-868.

Ungerer, P., Doligez, B., Chenet, P. Y., Burrus, J., Bessis, F., Lafargue, E., Giroir, G., Heum, O. et Eggen, S. 1987. A 2D model of basin scale petroleum migration by two phase fluid flow. Application to some case studies: *dans* Migration of hydrocarbons in sedimentary basins, Doligez B. (eds.), Technip, p. 415-456.

Ungerer, P., Espitalié, J., Behar, F. et Eggen, S. 1988a. Modélisation mathématique des interactions entre craquage thermique et migration lors de la formation du pétrole et du gaz. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Serie II, . p. 927-934.

Ungerer, P. et Pelet, R. 1987. Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins. Nature, v. 327, 6117, p. 52-54.

Van de Poll, H. W. 1995. Bassins isolés : *dans* Géologie de l'orogène appalachien-calédonien au Canada et au Groenland, Commission géologique du Canada, Géologie du Canada, v. 6, p. 502-508.

van Krevelen, D. W. 1961. Coal: typology-chemistry-physics-constitution. Elsevier Science, Amsterdam.

van Krevelen, D. W. 1993. Coal: typology-chemistry-physics-constitution. Elsevier Science, third ed., Amsterdam, 978 p.

Vandenbroucke, M., Behar, F. et Rudkiewicz, J. -L. 1999. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). Organic Geochemistry, v. 30, 9, p. 1105-1125.

Vandenbroucke, M., Bordenave, M. L. et Durand, B. 1993. Transformation of organic matter with increasing burial of sediments and the formation of petroleum in source rocks: *dans* Applied Petroleum Geochemistry, M.L. Bordenave (eds.), Paris, p. 101–122.

Vandenbroucke, M. et Largeau, C. 2007. Kerogen origin, evolution and structure. Organic Geochemistry, v. 38, 5, p. 719-833.

Walker, R. G. et Cant, D. J. 1979. Facies models 3, Sandy fluvial systems: *dans* Facies Model, R.G. Walker (eds.), Geoscience Canada Reprint Series 1, p. 23-31.

Webby, B., Paris, F., Droser, M. et Percival, I. G. 2004. The Great Ordovician Biodiversification Event. 496 p.

Welte, D. H. 1972. Petroleum exploration and organic geochemistry. Journal of Geochemical Exploration, v. 1, p. 117-136.

Wilhelms, A., Larter, S. R. et Leythaeuser, D. 1991. Influence of bitumen-2 on Rock-Eval pyrolysis. Organic Geochemistry, v. 17, 3, p. 351-354.

Williams, H. 1979. Appalachians orogen in Canada. Journal canadien des Sciences de la Terre, v. 16, p. 792-807.

Williams, H. 1995. Geology of the Appalachian-Caledonian Orogen in Canada and Greenland, Geology of Canada 6, v. 6, 1032 p.

Williams, H. et St.-Julien, P. 1982. The Baie Verte-Brompton Line-Early Paleozoic continent-ocean interface in the Canadian Appalachians: *dans* Major structural zones and faults of the northern Appalachians, P. St-Julien et J.Béland (eds.), Commission géologique du Canada, Publication spéciale, v. 24, p. 177-208.

Sites internet

http://www.junex.ca

http://www.petroliagaz.com

http://www.scotese.com

http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg

http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/pdf/Index_localisation_profils_sismiques.pdf

ANNEXES

ANNEXE 1
OUTILS D'ANALYSE DES ROCHES EN GÉOCHIMIE PÉTROLIÈRE

1. Méthodes d'évaluation de la maturité

Réflectance de la vitrinite

Les kérogènes sont un mélange de macéraux (restes de divers types d'organismes distinguables par leur chimie, leur réflectance et leur morphologie, Stach *et al.*, 1982) et de produits de dégradation de la matière organique (Peters et Cassa, 1994). La vitrinite est le macéral principal des charbons humiques, dérivant de la gélification des tissus ligno-cellulosiques des végétaux supérieurs et sa caractérisation est la méthode la plus utilisée dans les études de maturité des roches.

La réflectance de la vitrinite (R_o) est une méthode basée sur le pouvoir réflecteur de la lumière de la matière carbonée (Mukhopadhyay, 1994 ; Barker et Pawlewicz, 1994). Ce pouvoir réflecteur (PR) est principalement dépendant de la concentration en hétéroatomes (oxygène et hydrogène), mais aussi probablement de la structure aromatique du composé carboné. L'évolution de la température (maturité thermique de la matière carbonée) peut donc théoriquement être estimée à partir du pouvoir réflecteur de la vitrinite. Dow (1977) a montré une augmentation linéaire du log (R_o) avec la profondeur, ainsi que la possibilité de déterminer la présence de faille, d'intrusion thermique, de changement dans le gradient géothermique et l'épaisseur manquante de roches. Ces informations permettent la calibration du modèle thermique utile à la reconstruction de l'histoire de l'enfouissement des roches. Les valeurs traditionnellement précisées pour les stades de maturation de la matière organique sont : (1) stade immature avec des valeurs de R_o inférieures à 0,5 %, (2) catagenèse pour laquelle les valeurs de vitrinite sont comprises entre 0,5 et 2 %, avec la fenêtre à condensats à partir d'une valeur de 1,3 % de R_o et (3) le stade de métagenèse atteint à partir de 2 %. Cependant, la matière organique des roches ne dérivant pas toujours des plantes terrestres, la méthode est plus fiable pour des kérogènes de type III que pour des matières organiques de type II. De plus, la vitrinite n'est pas le seul matériel présent dans le groupe des macéraux de la matière

organique. La composition chimique et la réflectance de la vitrinite observées peuvent donc être modifiées selon la nature des précurseurs, de la lithologie et de l'altération biochimique survenue durant la diagenèse (Frey, 1987 ; Teichmüller, 1987 ; Mastarlerz et Bustin, 1997). Ces données rendent la mesure de la réflectance complexe pour l'observateur.

T_{max}

Le T_{max}, évalué par pyrolyse Rock-Eval (voir ci-après) correspond à la température de génération maximale d'hydrocarbures, lorsque le pic S_2 atteint son maximum. Le T_{max} est un indicateur de maturation thermique de la matière organique (Espitalié et Bordenave, 1993 ; Peters et Cassa, 1994 ; Vandenbroucke et Largeau, 2007). Il est plus communément utilisé pour les matières organiques des types II et III pour lesquels il augmente avec la maturation. Étant donnée leur cinétique, le T_{max} reste constant pour les kérogènes de type I. Le stade d'immaturité des roches est caractérisé par des T_{max} inférieurs à 435 °C. Pour les kérogènes de Type II et III, la fenêtre à huile est atteinte pour un T_{max} de 435°C. Toujours dans la catagenèse, la transition d'huile à condensats se situe autour d'un T_{max} de 455 – 470 °C selon le type de kérogène. Enfin, le stade de métagenèse correspond à des T_{max} supérieures à 470 à 540 °C.

2. Le Rock-Eval

Le Rock-Eval est utilisé pour une analyse rapide du potentiel pétrolier d'un échantillon. C'est la technique la plus utilisée dans l'exploration pétrolière, puisqu'elle permet, dans un cycle d'analyse unique, d'obtenir des informations sur (i) le potentiel pétrolier des roches et leur contenu en hydrocarbures libres, (ii) le type de matière organique et leur état d'évolution (Espitalié *et al.*, 1977 ; Lafargue *et al.*, 1998 ; Behar *et al.*, 2001). Différentes méthodes d'analyses sont possibles (*Matière Organique Pure, Réservoirs, Contamination des sols* ou même des cycles libres), mais la plus classiquement utilisée est la *Méthode basique*, notamment pour les roches brutes.

Principe et protocole d'analyse

L'analyse se déroule en deux étapes successives :

- Dans un premier temps, l'échantillon broyé (70 mg) et placé dans une nacelle est chauffé durant 3 min dans un four de pyrolyse sous atmosphère inerte (N_2) de 210 °C à 650°C avec une augmentation de température de 25 °C/min. Durant cette pyrolyse, un capteur infrarouge et un capteur FID (*Flame Ionization Detector*, Détecteur à ionisation de flamme) enregistrent les pics standards S_1 et S_2, tout comme les gaz CO et CO_2, qui sont séparés respectivement en carbone organique et carbone minéral en prenant l'hypothèse d'une teneur en carbone de 83 % dans les pics S_1 et S_2 (Behar *et al.*, 2001),

- Dans un second temps, le gaz porteur N_2 est remplacé par un mélange air-oxygène (N_2/O_2 : 80/20) : c'est une phase d'oxydation. L'échantillon est porté à des températures comprises entre 300 et 850 °C, ce qui induit à la conversion du carbone résiduel en CO et CO_2, mesuré par un détecteur infrarouge. Comme lors de la phase de pyrolyse, ces gaz sont séparés en carbone organique et minéral.

Finalement les signaux obtenus durant les deux phases de pyrolyse et d'oxydation sont :

Durant la phase de pyrolyse :

- S_1 : hydrocarbures libres libérés pendant le palier à 300 °C (mg HC/g roche),

- S_2 : hydrocarbures pyrolysables, libérés par craquage de la matière organique lors de la montée en température (mg HC/g roche),

- S_3 et S_3CO : CO_2 et CO libérés par la décomposition de la matière organique (mg CO_2/g roche),

- S_3' et S_3'CO : CO_2 et CO libérés par la décomposition thermique du carbone minéral de la roche (mg CO_2/g roche),

- T_{max} : température correspondant à la quantité maximum d'hydrocarbures libérés (sommet du pic S_2, °C).

Durant la phase d'oxydation :

- S_4CO_2 et S_4CO : CO_2 et CO libérés par la décomposition de la MO (mg CO_2/g roche),

- S_5 CO_2 : libéré par la décomposition thermique du carbone minéral (mg CO_2/g roche),,

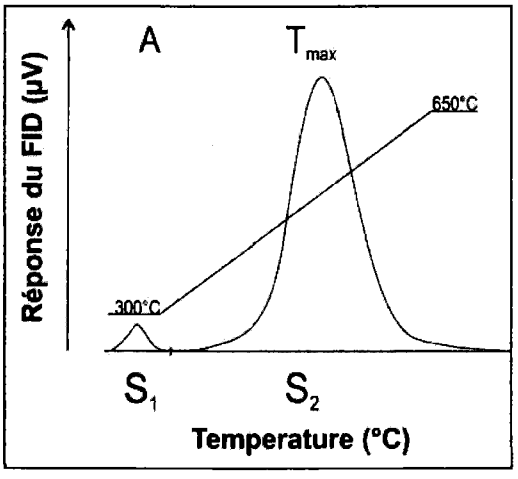


Figure 1 : Pyrogramme de roche mère (d'après Behar *et al.*, 2001).

L'intégration des différents signaux obtenus durant ces deux phases permet le calcul des paramètres suivants:

- le COT représentant le Carbone Organique Total, la teneur en C_{org} de la roche (% pondéral du sédiment),

- le C_{min}, représentant le carbone minéral de la roche (% pondéral du sédiment),

- l'Indice d'Hydrogène (IH), qui est la proportion d'effluents hydrocarbonés émis durant la pyrolyse (S_2) rapportée au COT (mg HC/g COT). Il représente la richesse en hydrogène du contenu organique d'un échantillon.

- l'Indice d'Oxygène (IO), qui représente la quantité d'oxygène provenant de la matière organique ramenée au COT (mg de CO2/g COT).

Carbone organique pyrolysé (PC)

$PC\ (\%) = [(S_1 + S_2) \times 0{,}083] + (S_3 \times 12/440) + [S_3CO + (S_3'CO/2) \times 12/280]$

Carbone organique résiduel (RC)

$RC\ (\%) = (S_4CO \times 12/280) + (S_4CO2 \times 12/440)$

Carbone organique total (COT)

$COT\ (\%) = PC + RC$

Carbone mineral (MinC)

MinC (%) = (S_3 x 12/440) + [(S_3'CO/2) x 12/280] + (S_5 x 12/440)

Index d'hydrogène

IH (mg HC/g COT) = (S_2/COT) x 100

Index d'oxygène

IO (mg CO_2/g COT) = (S_3/COT) x 100

Si les produits générés sont des composés à hauts poids moléculaires (comme les NSO, résines et les asphaltènes), une part significative n'est pas volatilisée, reste donc dans la chambre de pyrolyse et subit un craquage thermique en même temps que le kérogène résiduel. Ces données suggèrent que le kérogène n'est pas l'unique source des produits mesurés et que ces produits ne sont pas issus uniquement du craquage primaire du kérogène (Behar *et al.*, 2008a).

Pour l'analyse de matières organiques totales ou de kérogènes, libérés de la matrice minérale les entourant, on utilise préférentiellement la méthode *Matière Organique Pure*. Afin de ne pas saturer le FID, 5 à 15 mg (Behar *et al.*, 2001) de matière organique sont généralement analysés. Lors de la phase de pyrolyse de la *Méthode Matière Organique Pure*, la température finale est de 800°C, ce qui est supérieur à la température finale de pyrolyse définie dans la méthode classique (600°C). Il a été observé qu'à 600°C, le pic S_2 n'était pas complet (Lafargue *et al.*, 1998) ce qui induit une erreur sur les mesures de COT et de IH De plus, la matrice minérale étant absente, le COT peut être directement estimé des signaux intégrés du FID du CO et CO_2 enregistrés durant les phases de pyrolyses et d'oxydation selon la formule :

COT (%) = [(S_1 + S_2) x 0,083] + [(S_3 + S_3' + S_4CO) x 12/440] + [(S_3CO + S_3'CO + S_4CO) x 12/280]

Limitations

Peters (1986) montre l'importance de l'observation des pyrogrammes du Rock-Eval lors de l'interprétation des résultats. Ces profils révèlent en effet divers problèmes faussant les résultats des S_2, COT et T_{max}. Les causes de ces erreurs sont liées:

1) à la nature des échantillons. Selon le type de kérogène, un échantillon contient divers teneur en carbone organique. Ce carbone organique pouvant être dispersée dans l'échantillon, un mélange non homogène de ce dernier pourrait diminuer les valeurs réelles. De plus, les roches pauvres en matière organique (COT < 0,5 %) sont plus susceptibles d'être affectés par l'adsorption des produits générés par la matrice minérale (voir ci-dessous). Enfin, dans le cas d'un échantillon immature, les pics S_1 et S_2, ne sont pas aussi bien différentiés que sur la Figure 1.

2) à l'altération des roches mères qui a pour conséquence l'observation de faibles S_2 mais forts T_{max}. L'altération peut rassembler le recyclage, l'oxydation, le lessivage ou la maturation thermique de la matière organique. Teichmüller et Durand (1983) parlent d'effet d'oxygène dans le cas où la teneur en oxygène d'un kérogène est importante. Une forte dépendance existe alors entre l'indice d'hydrogène et a été soulevé le rapport O/C.

3) à la contamination des roches par des boues de forages. Dans ce cas-ci, les valeurs de S_1, S_2 et COT augmentent, contrairement au T_{max}. Une partie de ces contaminants peuvent disparaitre lors d'un lavage à l'eau préliminaire des échantillons,

4) à la contamination des roches par des bitumes et/ou des huiles migrées (Clémentz, 1979). Ces phénomènes peuvent faussement donner l'impression d'une roche mère prolifique à cause du fort IH. Dans ce cas, le S_1 est supérieur à 2 mg/g C, le S_2 est bimodale et le T_{max} est faible. L'élimination de ces composée peut être réalisée par extraction du kérogène par solvants organiques dans lesquelles les bitumes sont solubles.

5) à la présence d'une matrice minérale Espitalié *et al.* (1980, 1984). La matrice minérale a pour effet d'absorber une quantité limitée des hydrocarbures produits lors de la pyrolyse, ce qui abaisse l'IH mais augmente le T_{max}. Son effet est des plus importants lorsque la roche est pauvre en matière organique et produit, conséquemment, peu d'hydrocarbures. La matrice minérale absorbe préférentiellement les hydrocarbures lourds. Pour contourner ce problème, il est nécessaire d'isoler la matière organique, en ôtant la matrice par lavages acides (voir ci-après, Section 3).

6) à la masse d'échantillon introduite dans la nacelle pour analyse. Si trop peu d'échantillon est analysé, la limite inférieure du FID n'est pas atteinte, engendrant des valeurs de S_1 et S_2 inférieures à la réalité, tandis que les valeurs de T_{max} sont supérieures au T_{max} réel. À l'inverse, l'analyse d'une trop grande quantité d'échantillon riche en carbone organique a pour conséquence la saturation du détecteur, qui évaluera des valeurs de S_2 et T_{max} inférieures aux

valeurs réelles. Il est donc nécessaire de tenir compte de la linéarité du FID en testant diverses masses d'échantillons.

3. Extraction des kérogènes

Afin de caractériser le potentiel pétrolier exact des roches, en évitant l'effet de matrice potentiel qui peut fausser les résultats du Rock-Eval, des analyses sont réalisées sur matières organiques totales (MOT) et kérogènes.

La MOT est isolée après élimination de la matrice minérale, selon la méthode de Durand et Nicaise (1980), qui utilisent des traitements successifs d'acides non oxydants sous une atmosphère inerte (N_2). Deux types de réacteurs sont utilisés selon la valeur du COT de la roche extraite.

Les carbonates sont enlevés par attaque à l'acide chlorhydrique à 80 °C. Après plusieurs rinçages à l'eau, les silicates et les minéraux argileux sont détruits par lavage à l'acide fluorhydrique porté à 8 0°C. Des rinçages à l'eau sont à nouveau réalisés avant une nouvelle attaque à l'acide chlorhydrique qui élimine les fluorosilicates métalliques potentiellement formés qui peuvent interagir dans les analyses élémentaires. Un dernier lavage à l'eau est mené avant séchage de la matière organique sous atmosphère inerte pour éviter son oxydation.

Le kérogène est ensuite obtenu par extraction au solvant organique dichlorométhane (DCM), avec un ratio 10 ml pour 1 g d'échantillon et sous reflux pendant une heure. Cette extraction permet la suppression des composés extractibles de la roche, correspondant au pic S_1 du Rock-Eval et à des bitumes ou huiles migrées éventuels. Les extraits naturels des roches sont ainsi récupérés et déterminés par pesée. La pesée de l'ensemble de ces extraits est un moyen de contrôle des valeurs mesurées au Rock-Eval (Pic S_1). Ils peuvent également être analysés par chromatographie gazeuse (GC) après passage (1) sur une colonne contenant cuivre pour supprimer le soufre résiduel potentiel et (2) sur Florisil pour retenir la majorité des composés les plus lourds (NSO, résines et asphaltènes). L'extrait obtenu correspond alors à la fraction C_{14+} de l'huile générée par le kérogène.

4. Analyses élémentaires – diagramme de van Krevelen

Afin de vérifier l'état de maturité des roches, des analyses élémentaires ont été réalisées sur les kérogènes obtenus. Les éléments dosés sont C, H et O en % massique. Les analyses ont été réalisées par le laboratoire SGS-Multilab. Le carbone et l'hydrogène sont déterminés par détection de la conductivité thermique des gaz résultant d'une combustion à 1000 °C. L'oxygène est déterminé par coulométrie après pyrolyse du kérogène sous atmosphère inerte. Le fer est mesuré par spectrométrie d'émission à plasma après minéralisation. Les analyses élémentaires permettent la classification des kérogènes dans le diagramme de van Krevelen, qui décrit les chemins d'évolution, c'est-à-dire le stade de maturité, des trois types de kérogène (Tissot et Welte, 1984). Le diagramme est obtenu en déterminant les rapports atomiques H/C et O/C, calculé par la multiplication des pourcentages massiques des différents éléments par l'inverse du poids atomique des mêmes éléments.

5. Chromatographie en phase gazeuse

La chromatographie en phase gazeuse est une technique de séparation des molécules d'un mélange simple à complexe qui permet la caractérisation d'extraits de roches ou d'huiles. Cette technique s'applique généralement aux composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés entre 20 et 320 °C (température légèrement supérieure à la température d'ébullition des composés). L'échantillon analysé est introduit en tête de colonne via une microseringue traversant un septum et est vaporisé dans l'injecteur, petite chambre en amont de la colonne. Cette colonne renferme une substance active solide (phase stationnaire) et est traversé par un gaz vecteur. Les différentes molécules composant l'échantillon vont se séparer et sortir de la colonne plus ou moins rapidement, selon leur affinité avec la phase stationnaire et leur température d'ébullition. Le temps s'écoulant entre l'injection de l'échantillon et l'apparition du signal maximum du soluté au détecteur est appelé temps de rétention.

6. Maturation artificielle des kérogènes

Pyrolyse en milieu fermé

Les expériences réalisées en milieu fermé permettent de simuler la maturation thermique des kérogènes et ainsi de déterminer les produits issus du craquage primaire si ce kérogène est immature à peu mature. La difficulté principale liée à cette méthode est la détermination des produits issus du craquage primaire et de leur teneur maximale en absence de craquage secondaire. Il est par conséquent nécessaire de multiplier les pyrolyses (et ainsi d'utiliser une grande quantité de kérogene), en commençant par des faibles températures et augmentant petit à petit afin de connaitre exactement le début du craque secondaire.

Le réacteur utilisé est un tube en or dans lequel a été placé sous atmosphère inerte le kérogène extrait (jusqu'à 250 mg d'échantillon peut y être introduit). Le tube en or est alors disposé dans un autoclave pressurisé à une pression de 100 bars et chauffé à la température de l'expérience. La température et la durée de chauffe sont définies en fonction du niveau voulu pour la maturation de l'échantillon : des expériences peuvent être réalisées pour des températures de 300 à 500 °C et des intervalles de temps de 1h à plusieurs mois (Behar *et al.*, 1997a) sous diverses conditions (présence d'eau, anhydre...). Dans cette étude, les tubes en or ont été chauffé à 350 °C pendant 24 h. Le temps de pyrolyse est initié quand la température de l'isotherme est atteinte. À la fin de la réaction, l'autoclave est refroidi dans l'eau et lentement dépressurisé.

Dans ce travail, seule la fraction liquide a été analysée. Cette fraction liquide est caractérisée après perçage du tube et extraction avec du n-pentane puis du dichlorométhane. Le tube en or ouvert et le résidu insoluble sont recouverts de solution n-pentane, placé dans un ballon avec une solution de n-pentane puis agités durant une heure. Après la chauffe, l'ensemble est filtré et l'effluent de la fraction totale C_6-C_{14+} est alors pesé et caractérisé par chromatographie en phase gazeuse. Après l'extraction au n-pentane, la fraction insoluble présente sur le filtre et le tube en or subissent une extraction au dichlorométhane. Lorsque le solvant est évaporé, l'effluent DCM est séché et pesé. Le tube et or et le résidu solide sont alors également séchés et pesés ensemble.

Pyrolyse en milieu ouvert

Les paramètres cinétiques du craquage du kérogène sont déterminés expérimentalement par maturation artificielle du kérogène en milieu ouvert avec le Rock-Eval 6 (Espitalié *et al.*, 1977 ; Lafargue *et al.*, 1998 ; Behar *et al.*, 2001). La masse d'échantillon est ajustée dans le but d'obtenir suffisamment de produits pour être dans la gamme de linéarité du FID. Afin de rendre compte des données les plus précises pour les paramètres cinétiques (énergie d'activation, Ea et facteur de fréquence, A), il est nécessaire d'utiliser plusieurs vitesses de chauffe et de vérifier la reproductibilité du S_2 obtenu et ainsi minimiser l'erreur entre les données expérimentales et calculées. La pyrolyse se fait pour des températures comprises entre 200 °C pendant 15 min jusqu'à 700 °C, avec des vitesses de chauffe de 2, 5, 10, 15 et 25 °C/min. Les paramètres cinétiques sont alors ajustés par inversion numérique des résultats grâce au logiciel GeoKin (Behar *et al.,* 2008a). En considérant un ordre 1 de la loi d'Arrhenius, il permet, pour un unique facteur de fréquence déterminé par la procédure d'optimisation, de calculer une distribution d'énergie d'activation comprise entre 40 et 80 kcal/mol avec des paliers de 1 à 2 kcal/mol. Pour chaque gamme d'énergie d'activation, un potentiel partiel est déterminé. Il correspond à la proportion d'hydrocarbures générée par rapport à la quantité d'hydrocarbures totale issue du kérogène.

ANNEXE 2

DESCRIPTION DES PUITS LOCALISÉS DANS LA RÉGION NORD-EST DE LA GASPÉSIE

N° du puits	Nom complet du puits	Nom utilisé	Opérateur	Année de forage	N° du permis	Longitude NAD 83	Latitude NAD 83	Profondeur m	Type d'échantillon
C001	Associated Development n°1, Baillargeon	Associated Development Baillargeon	Associated Developments Compagny	1959	148	064 39 38.6	48 48 10.2	997	Cutting
C016	Haldimand n°1	Haldimand	Imperial Oil Limited	1941	4385	064 26 39.6	48 47 58.2	1457	Cutting
C079	Tar Point n°1	Tar Point	Quebec Oil Development Limited	1950	178,852	064 19 55.6	48 43 43.2	2155	Cutting
C081	Impérial Lowlands Associated n°1, York	York	Lowlands Exploration Limited	1961	148	064 38 28.6	48 43 47.2	1131	Carotte
C087	Gulf, Sunny Bank n°1	Sunny Bank	Gulf Oil Canada Limited	1969	224	064 40 37.6	48 51 26.2	3530	Cutting
C093	SOQUIP, Gaspé Sud n°1	Gaspé Sud	SOQUIP	1978	600	064 32 53.6	48 49 53.2	3354	Cutting
C097	SOQUIP, Douglas n°1	Douglas	SOQUIP	1979	600	064 23 40.3	48 48 15.0	1992	Cutting
C099	SOQUIP Pétrofina, Baie-de-Gaspé-Nord n°1	Gaspé Nord	SOQUIP	1981	659	064 30 51.9	48 53 56.6	2770	Cutting
C126	Junex-Lemaire-Hydro-Québec, Galt n°3	Junex-Lemaire-Hydro-Québec,ou Galt n°3	Junex Inc.	2003	1998RS053	064 45 01.2	48 51 11.1	2343	Cutting
C131	Pétrolia, Haldimand n°1	Pétrolia-Haldimand n°1	Pétrolia Inc. et Junex Inc.	2005	2001PG572	064 25 22.2	48 48 18.9	1436	Cutting
CZ03	Kennco-Gaspé n°3	Kennco-Gaspé n°3	n.d.	1956	n.d.	064 31 31.6	48 44 17.2	343	Carotte

ANNEXE 3

LOCALISATION ET DESCRIPTION DES ÉCHANTILLONS CAMBRO-ORDOVICIENS ET SILURO-DÉVONIENS DES PUITS

RÉSULTATS ROCK-EVAL 6 SUR LES ROCHES BRUTES

Puits Gaspé Sud - C093

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg HC/g C
169429	S.-D.	75	York River	Grès		0,10	0,04	0,05	0,09	434	90
169430	S.-D.	155	York River	Grès	0,69	0,21	0,15	0,09	0,25	436	119
169431	S.-D.	305	York River	Siltstone	0,98	0,25	0,09	0,11	0,17	431	68
169432	S.-D.	385	York River	Siltstone	0,95	0,33	0,46	0,19	0,52	441	158
169433	S.-D.	535	Indian Cove	Calcaire silteux	1	0,19	0,13	0,11	0,41	444	216
169434	S.-D.	685	Indian Cove	Calcaire	1	0,25	0,09	0,11	0,36	445	144
169435	S.-D.	760	Indian Cove	Calcaire		0,21	0,07	0,09	0,45	446	214
169436	S.-D.	840	Indian Cove	Calcaire	1,03	0,15	0,10	0,09	0,33	444	194
169437	S.-D.	993	Indian Cove	Calcaire	1,03	0,23	0,12	0,12	0,36	445	157
169438	S.-D.	1070	Indian Cove	Calcaire		0,19	0,12	0,16	0,33	440	174
169439	S.-D.	1198	Indian Cove	Calcaire	1,07	0,29	0,10	0,12	0,74	407	255
169440	S.-D.	1295	Indian Cove	Calcaire	1,11	0,17	0,09	0,08	0,28	446	165
169441	S.-D.	1448	Indian Cove	Calcaire	1,11	0,18	0,09	0,06	0,28	444	156
169442	S.-D.	1525	Indian Cove	Calcaire		0,26	0,10	0,08	0,33	437	127
169443	S.-D.	1605	Shiphead	Calcaire silteux	1,09	0,32	0,08	0,13	0,27	420	84
169444	S.-D.	1760	Shiphead	Calcaire	1,22	0,44	0,23	0,12	0,55	445	125
169445	S.-D.	1910	Forillon	Calcaire		0,43	0,30	0,19	0,46	441	107
169446	S.-D.	1990	Forillon	Calcaire		0,15	0,07	0,02	0,20	409	133
169447	363	2065	Forillon	Calcaire	1,31	0,12	0,06	0,05	0,14	441	117
169448		2135	Forillon	Calcaire		0,18	0,05	0,05	0,15	427	83
169449	S.-D.	2225	Forillon	Calcaire	1,31	0,20	0,12	0,11	0,2	438	100
169450	S.-D.	2375	Forillon	Calcaire	1,30	0,17	0,12	0,08	0,19	441	112
169451	S.-D.	2535	Forillon	Calcaire		0,24	0,17	0,07	0,24	437	100
169452	S.-D.	2675	Forillon	Calcaire	1,31	0,48	0,31	0,17	0,37	432	77
169453	S.-D.	2760	Forillon	Calcaire		0,68	0,49	0,19	0,5	427	74
169454	S.-D.	2825	Indian Point	Calcaire silteux	1,65	0,48	0,22	0,14	0,28	414	58
169455	C.-O.	2915	Supergroupe de Québec	Siltstone		1,42	0,61	0,32	0,42	428	30
169456	C.-O.	2990	Supergroupe de Québec	Siltstone		1,14	0,19	0,2	0,32	451	28
169457	C.-O.	3060	Supergroupe de Québec	Siltstone	1,62	0,71	0,39	0,19	0,26	422	37
169458	C.-O.	3145	Supergroupe de Québec	Siltstone		0,70	0,12	0,11	0,53	400	76
169459	C.-O.	3230	Supergroupe de Québec	Siltstone	1,43	1,30	0,78	0,34	0,58	435	45
169460	C.-O.	3352	Supergroupe de Québec	Siltstone	1,41	1,37	0,57	0,23	0,69	440	50

Puits Sunny Bank - C087

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169461	S.-D.	9	York River	Grès		0,34	0,02	0,01	0,23	438	71
169462	S.-D.	52	York River	Grès		0,89	1,31	0,81	2,08	440	234
169463	S.-D.	104	York River	Grès		0,36	0,63	0,25	0,36	428	100
169464	S.-D.	155	York River	Grès		0,17	0,05	0,02	0,10	438	56
169465	S.-D.	210	York River	Grès		0,28	0,18	0,06	0,19	436	68
169466	S.-D.	265	York River	Grès		0,24	0,14	0,08	0,23	438	96
169478	S.-D.	317	York River	Grès		0,13	0,07	0,09	0,18	430	138
169467	S.-D.	329	York River	Grès		0,37	0,05	0,03	0,21	436	57
169468	S.-D.	402	York River	Grès		0,78	0,11	0,05	0,74	443	95
169527	S.-D.	408	York River	Grès		0,72	0,21	0,21	1,21	440	168
169470	S.-D.	421	York River	Grès		0,22	0,09	0,07	0,46	429	209
169471	S.-D.	433	York River	Grès		0,16	0,02	0,03	0,07	439	100
169472	S.-D.	445	York River	Grès		0,39	0,08	0,08	0,44	446	110
169473	S.-D.	456	York River	Grès		0,30	0,05	0,02	0,14	468	47
169474	S.-D.	454	York River	Grès		0,30	0,12	0,09	0,37	336	123
169475	S.-D.	458	York River	Grès		0,42	0,05	0,03	0,13	499	31
169476	S.-D.	466	York River	Grès		0,16	0,08	0,08	0,20	415	125
169477	S.-D.	479	York River	Grès		0,17	0,06	0,01	0,12	323	67
169479	S.-D.	491	York River	Grès		0,13	0,05	0,04	0,20	348	154
169481	S.-D.	514	York River	Grès		0,16	0,03	0,03	0,03	429	19
169482	S.-D.	515	York River	Grès		0,10	0,03	0,06	0,04	503	40
169483	S.-D.	530	York River	Grès		0,85	0,26	0,05	0,57	323	67
169484	S.-D.	546	York River	Grès		0,54	0,18	0,18	0,66	439	122
169573	S.-D.	582	York River	Grès		0,42	0,14	0,16	0,39	435	93
169574	S.-D.	604	York River	Grès		0,11	0,06	0,01	0,11	421	100
169487	S.-D.	622	York River	Grès		0,66	0,10	-	1,00	437	152
169488	S.-D.	634	York River	Grès		0,33	0,11	0,08	0,31	437	94
169489	S.-D.	643	York River	Grès		0,35	0,02	0,08	0,21	439	60
169490	S.-D.	647	York River	Grès		0,25	0,02	0,01	0,15	443	60
169491	S.-D.	652	York River	Grès		0,29	0,08	0,04	0,23	442	79
169492	S.-D.	652	York River	Grès		0,17	0,01	0,01	0,09	441	53
169493	S.-D.	671	York River	Grès		0,47	0,07	0,05	0,66	440	140
169494	S.-D.	671	York River	Grès		0,28	0,13	0,15	0,21	429	75
169495	S.-D.	709	Indian Cove	Calcaire		0,21	0,06	0,09	0,52	438	248
169496	S.-D.	762	Indian Cove	Calcaire		0,19	0,04	0,04	0,28	441	138
169497	S.-D.	780	Indian Cove	Calcaire		0,20	0,04	0,07	0,30	434	150

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169498	S.-D.	795	Indian Cove	Calcaire		0,15	0,03	0,06	0,22	433	147
169500	S.-D.	841	Indian Cove	Calcaire		0,03	0,10	0,15	0,58	442	166
169501	S.-D.	887	Indian Cove	Calcaire		0,36	0,08	0,06	0,38	439	106
169502	S.-D.	945	Indian Cove	Calcaire		0,17	0,31	0,36	1,00	435	345
169503	S.-D.	1003	Indian Cove	Calcaire		0,24	0,20	0,21	0,92	436	383
169504	S.-D.	1045	Indian Cove	Calcaire		0,25	0,11	0,17	0,74	441	296
169505	S.-D.	1097	Indian Cove	Calcaire		0,58	0,17	0,22	1,61	437	278
169506	S.-D.	1149	Indian Cove	Calcaire		0,40	0,16	0,08	0,41	439	102
169507	S.-D.	1204	Indian Cove	Calcaire		0,33	0,07	0,15	0,53	442	166
169508	S.-D.	1259	Indian Cove	Calcaire		0,17	0,06	0,06	0,27	435	159
169509	S.-D.	1305	Indian Cove	Calcaire		0,70	0,41	0,42	0,83	432	119
169510	S.-D.	1359	Indian Cove	Calcaire		0,39	0,12	0,13	0,41	427	105
169511	S.-D.	1408	Indian Cove	Calcaire		0,72	0,15	0,15	0,92	440	128
169512	S.-D.	1478	Shiphead	Calcaire silteux		0,22	0,07	0,09	0,28	435	127
169513	S.-D.	1524	Shiphead	Calcaire silteux		0,26	0,10	0,10	0,45	436	205
169514	S.-D.	1542	Shiphead	Calcaire silteux		0,27	0,09	0,06	0,21	416	78
169515	S.-D.	1551	Shiphead	Calcaire silteux		0,29	0,16	0,22	0,49	429	169
169516	S.-D.	1558	Shiphead	Calcaire silteux		0,19	0,03	0,03	0,15	415	79
169517	S.-D.	1573	Shiphead	Calcaire silteux		0,36	0,08	0,07	0,33	428	92
169518	S.-D.	1588	Shiphead	Calcaire silteux		0,37	0,08	0,07	0,26	416	78
169520	S.-D.	1618	Shiphead	Calcaire silteux		0,32	0,12	0,08	0,28	419	88
169521	S.-D.	1628	Shiphead	Calcaire silteux		0,31	0,13	0,11	0,34	424	110
169522	S.-D.	1637	Shiphead	Calcaire silteux		0,30	0,11	0,08	0,28	430	93
169523	S.-D.	1649	Shiphead	Calcaire silteux		0,39	0,06	0,09	0,29	418	74
169524	S.-D.	1664	Shiphead	Calcaire silteux		0,50	0,27	0,19	0,81	429	162
169526	S.-D.	1686	Shiphead	Calcaire silteux		0,36	0,04	0,15	0,21	424	58
169528	S.-D.	1716	Shiphead	Calcaire silteux		0,29	0,06	0,10	0,27	416	93
169529	S.-D.	1731	Shiphead	Calcaire silteux		0,28	0,19	0,16	0,71	427	254
169530	S.-D.	1768	Shiphead	Calcaire silteux		0,40	0,26	0,09	0,71	416	178
169531	S.-D.	1780	Shiphead	Calcaire silteux		0,29	0,13	0,21	0,40	425	138
169532	S.-D.	1794	Shiphead	Calcaire silteux		0,12	0,03	0,09	0,22	405	183
169533	S.-D.	1807	Shiphead	Calcaire silteux		0,44	0,09	0,09	0,34	426	77
169534	S.-D.	1820	Shiphead	Calcaire silteux		0,31	0,07	0,15	0,30	443	97
169535	S.-D.	1835	Shiphead	Calcaire silteux		0,39	0,23	0,10	0,44	430	113
169536	S.-D.	1847	Shiphead	Calcaire silteux		0,34	0,05	0,05	0,25	419	74
169537	S.-D.	1856	Shiphead	Calcaire silteux		0,39	0,12	0,08	0,45	424	115
169538	S.-D.	1871	Shiphead	Calcaire silteux		0,21	0,10	0,21	0,55	419	262
169539	S.-D.	1884	Forillon	Calcaire		0,49	0,31	0,32	0,38	438	78
169540	S.-D.	1893	Forillon	Calcaire		0,66	0,19	0,10	0,44	430	80
169541	S.-D.	1905	Forillon	Calcaire		0,72	0,15	0,11	0,58	446	81
169542	S.-D.	1919	Forillon	Calcaire	0,93	0,72	0,17	0,12	0,55	439	76

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169543	S.-D.	1922	Forillon	Calcaire	1,19	0,62	0,15	0,14	0,54	440	87
169544	S.-D.	1926	Forillon	Calcaire	1,00	0,39	0,13	0,10	0,36	440	92
169545	S.-D.	1914	Forillon	Calcaire		0,96	0,21	0,16	0,69	437	72
169546	S.-D.	1944	Forillon	Calcaire	1,18	0,56	0,17	0,15	0,53	438	95
169548	S.-D.	1963	Forillon	Calcaire		0,67	0,14	0,10	0,45	434	67
169549	S.-D.	1975	Forillon	Calcaire		0,56	0,05	0,07	0,24	427	114
169550	S.-D.	1984	Forillon	Calcaire		0,66	0,22	0,20	0,68	442	103
169551	S.-D.	1987	Forillon	Calcaire		0,46	0,14	0,16	0,45	435	98
169552	S.-D.	1996	Forillon	Calcaire		0,52	0,18	0,10	0,48	433	92
169553	S.-D.	2008	Forillon	Calcaire	1,24	0,65	0,09	0,16	0,39	447	60
169554	S.-D.	2024	Forillon	Calcaire		0,39	0,15	0,10	0,51	440	131
169555	S.-D.	2040	Forillon	Calcaire	1,13	0,36	0,09	0,13	0,23	425	64
169556	S.-D.	2042	Forillon	Calcaire	1,25	0,43	0,10	0,07	0,30	439	70
169557	S.-D.	2054	Forillon	Calcaire	1,26	0,45	0,12	0,10	0,35	447	78
169558	S.-D.	2067	Forillon	Calcaire		0,44	0,27	0,21	1,02	416	232
169559	S.-D.	2079	Forillon	Calcaire		0,43	0,05	0,20	0,42	427	98
169560	S.-D.	2094	Forillon	Calcaire		0,75	0,26	0,21	0,45	430	60
169561	S.-D.	2106	Forillon	Calcaire		0,40	0,15	0,19	0,44	416	110
169562	S.-D.	2119	Forillon	Calcaire	1,06	0,52	0,26	0,19	0,32	428	62
169563	S.-D.	2121	Forillon	Calcaire	1,29	0,34	0,16	0,23	0,24	427	71
169564	S.-D.	2134	Forillon	Calcaire		0,37	0,25	0,13	0,57	434	110
169565	S.-D.	2146	Forillon	Calcaire		0,56	0,26	0,18	0,51	429	91
169566	S.-D.	2158	Forillon	Calcaire		0,57	0,09	0,05	0,36	445	63
169567	S.-D.	2170	Forillon	Calcaire		0,56	0,15	0,16	0,39	434	70
169568	S.-D.	2182	Forillon	Calcaire		0,39	0,09	0,07	0,25	423	64
169569	S.-D.	2195	Forillon	Calcaire		0,21	0,06	0,06	0,16	418	76
169570	S.-D.	2207	Forillon	Calcaire		0,23	0,12	0,36	0,36	337	157
169571	S.-D.	2209	Forillon	Calcaire	1,33	0,25	0,12	0,05	0,28	318	112
169572	S.-D.	2222	Forillon	Calcaire		0,22	0,14	0,05	0,28	439	127
169575	S.-D.	2246	Forillon	Calcaire		0,60	0,16	0,16	0,49	441	82
169576	S.-D.	2259	Forillon	Calcaire		0,53	0,23	0,13	0,29	415	55
169577	S.-D.	2277	Forillon	Calcaire		0,35	0,14	0,18	0,31	438	89
169578	S.-D.	2289	Forillon	Calcaire		0,26	0,01	0,09	0,28	431	108
169579	S.-D.	2298	Forillon	Calcaire		0,18	0,05	0,07	0,15	424	83
169580	S.-D.	2310	Forillon	Calcaire		0,28	0,05	0,07	0,11	414	39
169581	S.-D.	2323	Forillon	Calcaire		0,43	0,17	0,11	0,27	427	63
169582	S.-D.	2335	Forillon	Calcaire		0,24	0,11	0,13	0,22	423	92
169583	S.-D.	2344	Forillon	Calcaire		0,46	0,21	0,17	0,23	415	50
169584	S.-D.	2356	Forillon	Calcaire		1,14	0,18	0,12	0,66	422	58
169585	S.-D.	2371	Forillon	Calcaire		0,34	0,23	0,12	0,20	424	79
169587	S.-D.	2396	Forillon	Calcaire		0,53	0,24	0,11	0,20	418	38

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169588	S.-D.	2471	Indian Point	Calcaire		0,70	0,11	0,09	0,16	437	23
169589	S.-D.	2513	Indian Point	Calcaire silteux	1,67	0,20	0,03	0,04	0,08	417	40
169590	S.-D.	2519	Indian Point	Calcaire silteux		0,17	0,30	0,02	0,06	413	35
169591	S.-D.	2533	Indian Point	Calcaire silteux		0,21	0,04	0,02	0,11	349	52
169593	S.-D.	2569	Indian Point	Calcaire silteux		0,39	0,04	0,15	0,15	404	38
169594	S.-D.	2610	Indian Point	Siltstone		0,17	0,02	0,06	0,06	427	35
169595	S.-D.	2713	Indian Point	Siltstone		0,38	0,10	0,09	0,12	420	32
169596	S.-D.	2746	Indian Point	Siltstone		0,44	0,13	0,09	0,12	399	27
169597	S.-D.	2773	Indian Point	Siltstone	1,88	0,49	0,07	0,06	0,11	444	22
169598	S.-D.	2808	Indian Point	Siltstone		0,43	0,08	0,05	0,10	448	23
169599	S.-D.	2837	Indian Point	Siltstone		0,66	0,11	0,09	0,14	423	21
169600	S.-D.	2867	Indian Point	Siltstone		0,51	0,07	0,05	0,09	446	18
169601	S.-D.	2955	Indian Point	Siltstone		0,36	0,08	0,03	0,09	436	25
169602	S.-D.	2991	Indian Point	Siltstone		0,50	0,04	0,02	0,07	459	14
169603	S.-D.	3019	Indian Point	Siltstone		0,53	0,04	0,02	0,07	451	13
169604	S.-D.	3049	Indian Point	Siltstone	1,69	0,35	0,04	0,03	0,06	396	17
169605	S.-D.	3078	Indian Point	Siltstone		0,35	0,01	0,01	0,01	520	17
169606	S.-D.	3139	Indian Point	Siltstone		0,31	0,01	0,02	0,04	335	13
169607	S.-D.	3169	Indian Point	Siltstone		0,54	0,03	0,02	0,06	355	11
169608	S.-D.	3231	Indian Point	Siltstone		0,11	0,00	0,02	0,01	531	9
169609	S.-D.	3255	Indian Point	Siltstone		0,06	0,01	0,02	0,01	520	17
169610	S.-D.	3292	Indian Point	Siltstone		1,09	0,09	0,10	0,12	332	11
169611	S.-D.	3307	Roncelles	Calcaire silteux		0,23	0,06	0,03	0,08	337	35
169612	S.-D.	3321	Roncelles	Calcaire silteux		0,13	0,00	0,01	0,02	591	15
169613	S.-D.	3322	Roncelles	Calcaire silteux		0,26	0,05	0,04	0,14	330	54
169614	S.-D.	3331	Roncelles	Calcaire silteux		0,12	0,03	0,05	0,04	407	33
169616	S.-D.	3356	Roncelles	Calcaire silteux		0,30	0,04	0,01	0,13	337	43
169617	S.-D.	3368	Roncelles	Calcaire silteux		0,25	0,01	0,01	0,02	333	8
169619	S.-D.	3399	Roncelles	Calcaire silteux		0,26	0,10	0,01	0,10	491	38
169620	S.-D.	3429	Roncelles	Calcaire silteux		0,36	0,10	0,02	0,07	399	19
169621	S.-D.	3438	Roncelles	Calcaire silteux		0,29	0,03	0,02	0,10	336	34
169623	S.-D.	3453	Roncelles	Calcaire silteux		0,32	0,03	0,02	0,09	334	28
169624	S.-D.	3466	Roncelles	Calcaire silteux		0,23	0,03	0,01	0,09	331	39
169625	S.-D.	3477	Roncelles	Calcaire silteux		0,17	0,01	0,01	0,04	329	24
169626	S.-D.	3493	Roncelles	Calcaire silteux		0,28	0,13	0,01	0,15	500	54
169627	S.-D.	3507	Roncelles	Calcaire silteux		0,17	0,01	0,01	0,03	335	18
169628	S.-D.	3527	Roncelles	Calcaire silteux		0,24	0,04	0,01	0,14	334	58

Puits York - C081

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169629	S.-D.	26	West Point	Calcarenite		0,06	0,00	0,01	0,01	409	17
169630	S.-D.	57	West Point	Siltstone		0,10	0,06	0,00	0,25	386	250
169631	S.-D.	152	Gascon	Siltstone		0,03	0,02	0,02	0,03	480	100
169632	S.-D.	291	Gascon	Siltstone	1,93	0,07	0,04	0,03	0,05	422	71
169633	S.-D.	377	Gascon	Siltstone	1,85	0,09	0,02	0,02	0,03	511	38
169634	S.-D.	392	Gascon	Siltstone		0,06	0,00	0,00	0,01	448	17
169635	S.-D.	469	Gascon	Siltstone		0,03	0,00	0,00	0,01	511	33
169636	S.-D.	522	Gascon	Calcarenite	2,02	0,14	0,05	0,02	0,05	506	36
169637	S.-D.	637	Gascon	Calcarenite	2,16	0,07	0,02	0,01	0,02	494	29
169638	S.-D.	810	Laforce	Calcarenite		0,23	0,05	0,04	0,05	502	22
169639	S.-D.		Laforce	Calcarenite		0,04	0,01	0,01	0,01	404	25
169640	S.-D.	902	Laforce	Calcarenite		0,09	0,01	0,01	0,01	404	11
169641	S.-D.	998	Burnt Jam Brook	Mudstone		0,03	0,00	0,01	0,01	420	33
169642	S.-D.	1129	Burnt Jam Brook	Mudstone		0,29	0,04	0,03	0,10	494	34

Puits Kennco-Gaspé n°3 - CZ3

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169677	S.-D.	30	Indian Cove	Calcaire		0,09	0,18	0,27	0,19	449	211
169678	S.-D.	100	Indian Cove	Calcaire		0,04	0,05	0,03	0,10	466	250
169679	S.-D.	199	Indian Cove	Calcaire		0,36	0,12	-	0,67	439	186
169680	S.-D.	302	Indian Cove	Calcaire		0,05	0,03	0,04	0,13	450	260
169681	S.-D.	324	Indian Cove	Calcaire		0,15	0,10	0,06	0,21	442	140

Puits Gaspé Nord - C099

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169654	S.-D.	255	Battery Point	Grès	1,01	0,16	0,01	0,01	0,07	437	44
169655	S.-D.	400	Battery Point	Grès	0,97	0,20	0,00	0,01	0,05	434	25
169656	S.-D.	640	Battery Point	Grès	1,06	0,29	0,01	0,02	0,09	436	31
169657	S.-D.	830	York River	Grès	1,08	0,24	0,02	0,03	0,10	434	42
169658	S.-D.	1050	York River	Grès	1,12	0,39	0,08	0,28	0,83	394	141
169659	S.-D.	1200	Indian Cove	Calcaire	1,05	0,21	0,06	0,11	0,51	447	190
169660	S.-D.	1300	Shiphead	Calcaire		0,21	0,02	0,07	0,25	431	86
169661	S.-D.	1400	Forillon	Calcaire	0,97	0,20	0,06	0,14	0,23	438	115
169662	S.-D.	1500	Indian Point	Calcaire		0,23	0,08	0,07	0,24	436	104
169663	S.-D.	1600	Indian Point	Calcaire	1,05	0,38	0,07	0,11	0,53	479	111
169664	S.-D.	1650	Indian Point	Calcaire		0,33	0,05	0,07	0,31	435	73
169665	S.-D.	1710	Indian Point	Calcaire		0,14	0,03	0,02	0,09	344	79
169666	S.-D.	1800	Indian Point	Calcaire	1,96	0,10	0,01	0,00	0,03	348	30
169667	S.-D.	1885	Roncelles	Calcaire	1,18	0,13	0,01	0,00	0,04	345	31
169668	S.-D.	1900	Roncelles	Calcaire		0,11	0,01	0,00	0,03	335	27
169669	C.-O.	1930	Supergroupe de Québec	Calcaire		0,04	0,00	0,00	0,02	498	50
169670	C.-O.	1975	Supergroupe de Québec	siltstone		0,01	0,00	0,00	0,01	506	100
169671	C.-O.	2000	Supergroupe de Québec	siltstone		0,01	0,00	0,00	0,01	501	100
169672	C.-O.	2100	Supergroupe de Québec	siltstone		0,01	0,00	0,00	0,01	498	100
169673	C.-O.	2150	Supergroupe de Québec	siltstone		0,02	0,00	0,00	0,00	506	0
169674	C.-O.	2200	Supergroupe de Québec	siltstone	7,98	0,03	0,01	0,00	0,03	500	100
169675	C.-O.	2405	Supergroupe de Québec	siltstone		0,03	0,01	0,00	0,05	382	167
169676	C.-O.	2530	Supergroupe de Québec	siltstone		0,01	0,00	0,00	0,01	454	100

Puits Pétrolia-Haldimand n°1 - C131

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169682	S.-D.	100	Battery Point	Grès		0,03	0,00		0,01	438	33
169683	S.-D.	200	Battery Point	Grès		0,07	0,01	0,01	0,03	429	50
169684	S.-D.	300	Battery Point	Grès		0,13	0,03	0,02	0,12	437	92
169685	S.-D.	400	Battery Point	Grès		0,05	0,01	0,01	0,02	436	40
169686	S.-D.	430	Battery Point	Grès		0,04	0,01	0,01	0,03	431	75
169687	S.-D.	450	Battery Point	Grès		0,05	0,01	0,01	0,03	435	60
169688	S.-D.	470	Battery Point	Grès		0,03	0,00	0,01	0,01	432	33
169689	S.-D.	490	Battery Point	Grès		0,23	0,32	0,56	0,19	307	83
169690	S.-D.	580	Battery Point	Grès		0,07	0,05	0,02	0,09	337	129
169691	S.-D.	638	Battery Point	Grès		0,20	0,11	0,10	0,15	433	75
169692	S.-D.	695	Battery Point	Grès		0,24	0,06	0,04	0,22	435	92
169693	S.-D.	735	Battery Point	Grès	0,77	2,86	10,24	7,15	7,32	416	256
169694	S.-D.	805	Battery Point	Grès		0,35	0,72	0,40	0,86	311	232
169695	S.-D.	900	York River	Grès		0,14	0,02	0,02	0,10	435	71
169696	S.-D.	1000	York River	Grès, mudstone		0,11	0,02	0,02	0,09	431	82
169697	S.-D.	1075	York River	Grès, mudstone		0,31	0,13	0,11	0,22	434	71
169698	S.-D.	1100	York River	Grès, mudstone		0,21	0,07	0,09	0,26	441	124
169699	S.-D.	1153	York River	Grès, mudstone		0,29	0,14	0,17	0,31	437	107
169700	S.-D.	1218	York River	Grès, mudstone		0,26	0,12	0,16	0,24	416	92
169701	S.-D.	1250	York River	Grès, mudstone		0,43	0,38	0,40	0,98	430	228
169702	S.-D.	1295	York River	Grès, mudstone		0,57	0,10	0,58	0,61	432	209
169703	C.-O.	1298	Unknown Fm	Shale		0,55	0,19	0,60	1,46	379	265
169704	C.-O.	1305	Unknown Fm	Shale		0,42	0,06	0,09	0,67	436	160
169705	C.-O.	1313	Unknown Fm	Shale		1,74	0,18	0,40	5,93	438	341
169706	C.-O.	1323	Unknown Fm	Shale		0,45	0,02	0,23	0,62	436	138
169707	C.-O.	1333	Unknown Fm	Shale		0,73	0,04	-	1,77	436	242
169708	C.-O.	1340	Unknown Fm	Shale		0,66	0,04	-	1,29	437	195
169709	C.-O.	1348	Unknown Fm	Shale		0,87	0,05	-	1,87	437	215
169710	C.-O.	1358	Unknown Fm	Shale		1,08	0,40	1,13	1,71	429	158
169711	C.-O.	1363	Unknown Fm	Shale		0,59	0,04	0,58	1,00	438	169
169712	C.-O.	1370	Unknown Fm	Shale		0,34	0,02	0,03	0,29	435	72
169713	C.-O.	1378	Unknown Fm	Shale		0,37	0,02	0,04	0,37	436	100
169714	C.-O.	1385	Unknown Fm	Shale		0,42	0,00	0,14	0,32	434	76
169715	C.-O.	1393	Unknown Fm	Shale		0,17	0,01	0,01	0,11	435	65
169716	C.-O.	1408	Unknown Fm	Shale		0,25	0,01	0,03	0,15	432	60
169717	C.-O.	1423	Unknown Fm	Shale		0,24	0,01	0,01	0,14	431	58
169718	C.-O.	1435	Unknown Fm	Shale	0,84	0,24	0,01	0,02	0,14	432	58

Puits Douglas - C097

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169720	S.-D.	100	Battery Point	Grès		1,68	0,16	0,14	3,45	437	205
169721	S.-D.	305	Battery Point	Grès	0,75	0,10	0,07	0,1	0,15	433	150
169722	S.-D.	520	Battery Point	Grès		0,11	0,04	0,03	0,09	433	82
169723	S.-D.	780	York River	Grès	0,87	0,10	0,01	0,01	0,05	437	50
169724	S.-D.	940	York River	Siltstone		0,09	0,02	0,03	0,02	429	22
169725	S.-D.	1125	York River	Siltstone		0,12	0,01	0,01	0,02	445	17
169726	S.-D.	1260	York River	Grès		0,18	0,01	0,01	0,08	436	47
169727	S.-D.	1320	York River	Grès		0,07	0,03	0,04	0,02	440	40
169728	S.-D.	1370	York River	Grès		0,13	0,02	0,02	0,05	433	38
169729	S.-D.	1475	York River	Siltstone		0,33	0,06	0,04	0,38	441	119
169730	S.-D.	1575	Roncelles	Calcaire	0,91	0,17	0,03	0,07	0,09	418	53
169731	S.-D.	1650	West Point	Calcaire	0,85	0,07	0,02	0,17	0,05	429	71
169732	S.-D.	1710	Griffon Cove River	Calcaire	1,00	0,15	0,03	0,09	0,06	396	40
169733	S.-D.	1760	Griffon Cove River	Calcaire		0,04	0,02	0,02	0,02	438	50
169734	S.-D.	1840	Griffon Cove River	Calcaire		0,09	0,06	0,07	0,12	453	133
169735	C.-O.	1855	Supergroupe de Québec	Mudstone calcareux		1,16	0,18	0,22	2,69	443	232
169736	C.-O.	1900	Supergroupe de Québec	Mudstone calcareux		0,64	0,05	0,12	0,92	444	144
169737	C.-O.	1990	Supergroupe de Québec	Mudstone calcareux	0,68	0,62	0,06	0,13	0,77	443	124

Puits Haldimand – C016

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169738	S.-D.	30	Battery Point	Grès		0,12	0,04	0,00	0,07	317	58
169739	S.-D.	104	Battery Point	Grès		0,18	0,02	0,02	0,08	491	44
169740	S.-D.	258	Battery Point	Grès		0,23	0,02	0,01	0,10	442	43
169741	S.-D.	285	Battery Point	Grès	0,73	0,41	0,07	0,09	0,68	440	166
169742	S.-D.	486	Battery Point	Grès	0,81	1,02	0,05	0,00	1,13	437	111
169743	S.-D.	568	Battery Point	Grès		0,15	0,03	0,05	0,08	480	53
169745	S.-D.	861	York River	Grès	0,89	0,28	0,02	0,02	0,09	438	32
169746	S.-D.	978	York River	Grès		0,19	0,02	0,01	0,07	423	37
169747	S.-D.	1132	York River	Grès		0,12	0,02	0,02	0,12	437	55
169748	S.-D.	1236	York River	Grès		0,42	0,02	0,00	0,59	441	140
169749	S.-D.	1363	York River	Grès	0,85	0,16	0,02	0,02	0,09	435	56
169750	S.-D.	1401	York River	Grès		0,35	0,03	0,02	0,13	433	37
169751	S.-D.	1452	York River	Grès		0,26	0,04	0,03	0,15	436	58

Puits Associated Development n°1, Baillargeon – C001

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169643	S.-D.	57	York River	Grès		0,15	0,02	0,01	0,07	430	47
169644	S.-D.	103	York River	Grès		0,52	0,04	-	0,76	441	146
169645	S.-D.	205	York River	Grès		0,17	0,03	0,01	0,2	441	118
169646	S.-D.	303	York River	Grès		1,53	0,02	0,05	0,37	456	24
169647	S.-D.	403	York River	Siltstone		0,31	0,04	0,02	0,21	438	68
169648	S.-D.	505	York River	Siltstone		0,30	0,06	0,04	0,27	440	90
169649	S.-D.	603	York River	Grès		0,18	0,04	0,02	0,18	447	100
169650	S.-D.	705	York River	Grès		0,27	0,08	0,03	0,27	439	100
169651	S.-D.	805	York River	Siltstone		0,16	0,04	0,02	0,15	441	94
169653	S.-D.	991	Indian Cove	Calcaire silteux		0,24	0,14	0,10	0,31	438	129

Puits Tar Point - C079

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169752	S.-D.	63	York River	Grès		0,08	0,03	0,01	0,12	404	150
169753	S.-D.	188	York River	Grès		0,09	0,02	0,01	0,08	399	89
169754	S.-D.	303	York River	Grès		0,03	0,01	0,00	0,02	357	67
169755	S.-D.	367	York River	Grès		0,19	0,06	0,08	0,21	432	111
169756	S.-D.	427	York River	Grès		0,24	0,02	0,01	0,11	432	46
169757	S.-D.	431	York River	Grès		0,43	0,10	0,07	0,37	430	86
169758	S.-D.	485	York River	Grès	0,51	0,74	0,18	0,2	0,82	433	111
169759	S.-D.	549	York River	Grès	0,63	1,16	0,09	0,12	2,63	436	227
169760	S.-D.	679	York River	Grès		0,28	0,02	0,02	0,22	432	79
169761	S.-D.	733	York River	Grès	0,68	0,35	0,03	0,01	0,21	436	60
169762	S.-D.	796	York River	Grès		0,21	0,02	0,02	0,15	436	71
169763	S.-D.	976	York River	Grès	0,53	0,14	0,06	0,02	0,17	439	121
169764	S.-D.	979	York River	Grès		0,16	0,02	0,01	0,19	438	119
169765	S.-D.	1159	York River	Grès		0,14	0,05	0,03	0,2	440	143
169766	S.-D.	1467	York River	Grès	0,52	0,21	0,09	0,06	0,24	440	114
169767	S.-D.	1650	York River	Grès		0,28	0,04	0,03	0,19	442	68
169768	S.-D.	1769	York River	Grès	0,73	0,27	0,14	0,05	0,35	444	130
169769	S.-D.	1767	York River	Grès		0,08	0,04	0,02	0,07	447	88
169770	S.-D.	1894	York River	Grès	0,59	0,36	0,07	0,05	1,08	447	300
169771	S.-D.	1896	York River	Grès		0,19	0,03	0,02	0,23	445	121
169772	S.-D.	1957	York River	Grès		0,37	0,05	0,03	0,52	425	141
169773	S.-D.	1981	Indian Cove	Calcaire		0,28	0,03	0,02	0,26	445	93
169774	S.-D.	2048	Indian Cove	Calcaire		0,25	0,07	0,08	0,19	427	76
169775	S.-D.	2153	Indian Cove	Calcaire		0,15	0,02	0,02	0,08	415	53

Puits Galt n°3 - C126

n°IFP	Système	Profondeur m	Formation	Lithologie	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	T_{max} °C	IH mg/g C
169781	S.-D.	100	York River	Grès		0,17	0,07	-	0,24	431	123
169782	S.-D.	200	York River	Grès		0,33	0,02	0,01	0,24	440	73
169783	S.-D.	300	York Lake	Siltstone		0,27	0,06	0,03	0,26	437	96
169784	S.-D.	400	Indian Cove	Calcaire		0,32	0,38	1,00	0,34	438	103
169785	S.-D.	500	Indian Cove	Calcaire		0,25	0,18	0,18	0,37	440	148
169786	S.-D.	600	Indian Cove	Calcaire		0,24	0,12	0,27	0,34	442	142
169787	S.-D.	705	Indian Cove	Calcaire		0,25	0,14	0,27	0,40	442	160
169788	S.-D.	800	Indian Cove	Calcaire		0,34	0,33	0,52	0,59	440	174
169789	S.-D.	900	Indian Cove	Calcaire		0,25	0,25	0,42	0,34	441	136
169790	S.-D.	1000	Indian Cove	Calcaire		0,27	0,31	0,56	0,23	437	85
169791	S.-D.	1100	Indian Cove	Calcaire		0,34	0,46	0,50	0,56	376	165
169792	S.-D.	1200	Shiphead	Calcaire silteux		0,42	0,20	0,25	0,92	446	219
169793	S.-D.	1300	Shiphead	Calcaire silteux		0,40	0,58	-	1,04	301	260
169794	S.-D.	1400	Forillon	Calcaire		0,43	0,35	0,27	0,59	447	137
169795	S.-D.	1500	Forillon	Calcaire		0,56	0,54	0,46	0,66	446	118
169796	S.-D.	1600	Forillon	Calcaire		0,61	0,79	-	1,48	339	243
169797	S.-D.	1685	Forillon	Calcaire		0,61	1,11	0,46	0,90	335	148
169798	S.-D.	1700	Forillon	Calcaire		1,46	7,95	-	3,98	314	273
169799	S.-D.	1810	Forillon	Calcaire		3,07	17,92	-	11,74	295	382
169800	S.-D.	1884	Forillon	Calcaire		0,32	0,20	0,12	0,30	418	94
169801	S.-D.	1970	Forillon	Calcaire		0,37	0,19	0,09	0,23	386	62
169802	S.-D.	2060	Forillon	Calcaire		0,26	0,25	0,17	0,33	324	127
169803	S.-D.	2122	Forillon	Calcaire		0,57	1,38	-	1,21	316	212
169804	S.-D.	2230	Forillon	Calcaire		1,51	6,28	-	4,49	316	297
169805	S.-D.	2330	Indian Point	Siltstone		0,89	1,28	0,77	0,57	335	64

Roches cambro-ordoviciennes

n°IFP	Coupe	Profondeur	Formation	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	S_{2a} mg/g	S_{2b}	T_{max} °C	IH mg HC/g C
169776	Cap-des-Rosiers	surface	Mélange de Cap-Chat	-	4,25	1,14	0,67	5,58	453	131

n°IFP	Coupe	Profondeur	Formation	R_{oeq} %	COT %	S_1 mg/g	$S_{2\,(a+b)}$ mg/g	T_{max} °C	IH mg HC/g C
169831	St-Félicité	surface	/	2,32	0,26	0	0,015	521,5	6
169832	St-Anne-des-Monts	surface	Mélange de Cap-Chat	2,30	0,28	0	0,01	464	4
169833	St-Anne-des-Monts	surface	Mélange de Cap-Chat	2,20	0,17	0	0,005	485	3
169834	St-Anne-des-Monts	surface	Mélange de Cap-Chat	2,17	1,22	0,02	0,225	504,5	18
169835	Ascension-de-Patapédia	surface	Garin	3,19	0,07	0	0	-37	0
169836	Petite Cascapédia	surface	Garin	2,92	0,09	0	0	-37	0
169837	Petite Cascapédia	surface	Pabos New Richmond	1,92	0,18	0,005	0,01	465,5	6
169838	Petite Cascapédia	surface	Shale a septaria	1,14	0,24	0,01	0,16	448,5	69
169839	Petite Cascapédia	surface	Shale a septaria	1,21	0,26	0,01	0,13	448	50
169840	Rivière du Portage	surface	Garin	0,84	0,10	0	0,035	433	37
169841	Rivière du Portage	surface	Garin	0,76	0,48	0,065	0,545	439,5	114
169842	Gaspé - Rivière aux Renards	surface	Romieu	2,83	0,11	0	0	-37	0
169843	Rivière aux Renards	surface	Des Landes	2,78	0,42	0	0	259,5	0
169844	Cap-des-Rosiers	surface	Mélange de Cap-Chat	2,91	0,85	0,005	0,04	575,5	5
169845	Cap-des-Rosiers	surface	Mélange de Cap-Chat	2,29	0,18	0	0,005	569	3
169846	Plage du Petit Matane	surface	Mélange de Cap-Chat	3,07	0,18	0	0	248	0
169847	Les Méchins	surface	Rivière Ouelle	3,07	0,14	0	0	-37	0
169848	Les Méchins	surface	Rivière Ouelle	2,57	0,11	0	0	-37	0
169849	Sortie est de St-Anne-des-Monts	surface	Tourelle	1,92	0,20	0	0,01	505	5
169850	Sortie est de St-Anne-des-Monts	surface	Tourelle	2,18	0,40	0	0,03	506	8
169851	Cap à Marte	surface	Mélange de Cap-Chat	2,96	0,12	0	0	267,5	0
169852	Falaise bord de route avant Marsoui	surface	Mélange de Cap-Chat?	3,36	0,34	0	0	-37	0
169853	Falaise de bord de route avant Marsoui	surface	Mélange de Cap-Chat?	3,88	0,10	0	0	-37	0
169854	Petite Vallée - Plage	surface	Mélange de Cap-Chat?	4,07	0,35	0	0	611	0
169855	Cap-des-Rosiers 200 m du phare	surface	Mélange de Cap-Chat	2,60	0,92	0	0,06	585,5	7
169856	Cap-des-Rosiers 15 m de la discordance	surface	Mélange de Cap-Chat type Rivière Ouelle	1,08	0,46	0,105	0,365	451	80

ANNEXE 4
ROCHES BRUTES (RB), MATIÈRES ORGANIQUES TOTALES (MOT) ET KÉROGÈNES (KD) DES ROCHES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES

MASSES MINIMALES ET MAXIMALES À ANALYSER

Puits	Système	Profondeur m	Formation	R_{oeq} %	COT %	S_{2b+c} RB mg/g	S_{2b+c} MOT mg/g	S_{2b+c} KD mg/g	Masse RB min. mg	Masse RB max. mg	Masse MOT min. mg	Masse MOT max. mg	Masse KD min. mg	Masse KD max. mg
Gaspé Sud	S.-D.	155	York River	0,69	0,21	0,25	18	11	497	9920	7	137	11	218
C093	S.-D.	305	York River	0,98	0,25	0,17	47	32	731	14588	3	53	4	77
	S.-D.	535	Indian Cove	0,82	0,19	0,41	97	89	303	6049	1	26	1	28
	S.-D.	993	Indian Cove	1,03	0,23	0,36	78	45	345	6889	2	32	3	55
	S.-D.	1198	Indian Cove	1,07	0,29	0,74	114	91	168	3351	1	22	1	27
	S.-D.	1295	Indian Cove	1,11	0,17	0,28	65	44	444	8857	2	38	3	56
	S.-D.	1605	Shiphead	1,09	0,32	0,27	48	31	460	9185	3	52	4	80
	S.-D.	1910	Forillon	1,27*	0,43	0,46	51	16	270	5391	2	49	8	151
	S.-D.	2065	Forillon	1,31	0,12	0,14	36	15	888	17714	3	69	8	163
	S.-D.	2225	Forillon	1,31	0,20	0,2	37	15	622	12400	3	67	9	170
	S.-D.	2375	Forillon	1,30	0,17	0,19	40	15	654	13053	3	63	8	169
	S.-D.	2675	Forillon	1,31	0,48	0,37	42	18	336	6703	3	59	7	135
	C.-O.	2915	Supergroupe de Québec	1,51*	1,42	0,42	17	30	296	5905	7	148	4	84
	C.-O.	3060	Supergroupe de Québec	1,62	0,71	0,26	13	4	478	9538	9	186	30	599
	C.-O.	3230	Supergroupe de Québec	1,43	1,3	0,58	19	11	214	4276	6	129	11	221
Sunny Bank	S.-D.	52	York River	-	0,89	2,08	268	313	60	1192	0	9	0	8
C087	S.-D.	402	York River	0,86*	0,78	0,74	111	129	168	3351	1	22	1	19
	S.-D.	1015	York River + Indian Cove	0,85*	0,77	1,03	96	94	121	2408	1	26	1	26
	S.-D.	1904	Forillon	0,93*	0,88	0,72	51	37	173	3444	2	49	3	67
	S.-D.	1970	Forillon	1,13*	0,57	0,48	50	36	259	5167	2	50	3	69
	S.-D.	2094	Forillon	1,06*	0,75	0,45	34	22	276	5511	4	73	6	110
	S.-D.	2471	Indian Point	1,65*	0,70	0,16	15	8	777	15500	8	169	15	303
	S.-D.	2773	Indian Point	1,88	0,49	0,11	11	6	1130	22545	11	219	21	412
	S.-D.	3292	Indian Point	2,05*	1,09	0,12	8	6	1036	20667	15	301	19	385
	S.-D.	3368	Roncelles	2,11*	0,25	0,02	8	5	6215	124000	16	311	27	529
Gaspé Nord	S.-D.	640	Battery Point	1,06	0,29	0,09	17	15	1381	27556	7	148	8	164
C099	S.-D.	1050	York River	1,12	0,39	0,55	131	11	226	4509	1	19	11	219
	S.-D.	1200	Indian Cove	1,05	0,21	0,4	95	65	311	6200	1	26	2	38
	S.-D.	1300	Shiphead	1,11*	0,21	0,18	59	45	691	13778	2	42	3	55
	S.-D.	1600	Indian Point	1,05	0,38	0,42	60	48	296	5905	2	42	3	52
	S.-D.	1650	Indian Point	1,5*	0,33	0,24	47	32	518	10333	3	53	4	78
Pétrolia-Haldimand n°1	S.-D.	490	Battery Point	0,84*	0,23	0,19	152	18	654	13053	1	16	7	139
C131	S.-D.	695	Battery Point	0,69*	0,24	0,22	61	51	565	11273	2	41	2	49
	S.-D.	735	Battery Point	0,77	2,86	7,32	137	115	17	339	1	18	1	22
	S.-D.	1075	York River	0,86*	0,31	0,22	63	27	565	11273	2	39	5	93
	S.-D.	1100	York River	0,83*	0,21	0,26	97	64	478	9538	1	26	2	39
	S.-D.	1218	York River	0,82*	0,26	0,24	78	36	518	10333	2	32	3	69
	S.-D.	1250	York River	0,8*	0,43	0,98	263	160	127	2531	0	9	1	16
	C.-O.	1313	Unknown Fm	0,82*	1,74	5,93	190	191	21	418	1	13	1	13
	C.-O.	1335	Unknown Fm	0,79*	1,54	0,82	120	166	152	3024	1	21	1	15
	C.-O.	1340	Unknown Fm	0,84*	0,77	1,5	138	135	83	1653	1	18	1	18
	C.-O.	1372	Unknown Fm	0,8*	0,39	0,31	109	92	401	8000	1	23	1	27
	C.-O.	1408	Unknown Fm	0,85*	0,18	0,14	96	83	888	17714	1	26	1	30
Galt n°3	S.-D.	200	York River		0,33	0,24	25	29	518	10333	5	97	4	85
C126	S.-D.	500	Indian Cove		0,25	0,37	95	57	336	6703	1	26	2	43
	S.-D.	800	Indian Cove		0,34	0,59	150	72	211	4203	1	17	2	34
	S.-D.	1100	Indian Cove		0,34	0,56	133	43	222	4429	1	19	3	58
	S.-D.	1200	Shiphead		0,42	0,92	99	78	135	2696	1	25	2	32
	S.-D.	1500	Forillon		0,56	0,66	86	45	188	3758	1	29	3	55
	S.-D.	2330	Indian Point		0,89	0,57	29	11	218	4351	4	85	11	221
Tar Point	S.-D.	485	York River	0,51	0,74	0,82	82	70	152	3024	2	30	2	35
C079	S.-D.	549	York River	0,63	1,16	2,63	172	177	47	943	1	14	1	14
	S.-D.	1650	York River	0,65*	0,28	0,19	53	40	654	13053	2	46	3	62
	S.-D.	1894	York River	0,59	0,36	1,08	128	133	115	2296	1	19	1	19
Douglas	S.-D.	100	Battery Point	0,68*	1,68	3,45	188	242	36	719	1	13	1	10
C097	C.-O.	1855	Supergroupe de Québec	0,68*	1,16	2,69	135	153	46	922	1	18	1	16
Cap-des-Rosiers	C.-O.	Surface	Mélange de Cap-Chat	2,6*	4,25	5,58	66	66	22	444	2	38	2	37

ANNEXE 5

ROCHES BRUTES, MATIÈRES ORGANIQUES TOTALES ET KÉROGÈNES DES ROCHES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES

RÉSULTATS ROCK-EVAL 6

ANALYSES ÉLÉMENTAIRES

Puits	Profondeur m	Formation	C_{org} % atomique	H % atomique	O % atomique	H/C % atomique	O/C % atomique
Gaspé Sud	155	York River	0,77	0,63	0,10	0,82	0,13
C093	305	York River	3,36	2,39	0,49	0,71	0,15
	535	Indian Cove	2,86	3,56	1,07	1,25	0,37
	993	Indian Cove	2,11	1,93	0,23	0,92	0,11
	1198	Indian Cove	2,72	2,53	0,31	0,93	0,11
	1295	Indian Cove	2,46	2,03	0,19	0,83	0,08
	1605	Shiphead	2,15	1,63	0,19	0,76	0,09
	1910	Forillon	2,95	2,18	0,23	0,74	0,08
	2065	Forillon	1,50	1,08	0,14	0,72	0,09
	2225	Forillon	1,68	1,24	0,18	0,74	0,11
	2375	Forillon	2,39	1,64	0,24	0,69	0,10
	2675	Forillon	3,38	2,07	0,19	0,61	0,06
	2915	Québec Supergroup	3,21	1,82	0,20	0,57	0,06
	3060	Québec Supergroup	2,32	1,56	0,22	0,67	0,09
	3230	Québec Supergroup	3,06	1,98	0,17	0,65	0,06
Sunny	52	York River	5,05	5,33	0,55	1,06	0,11
Bank	402	York River	4,43	3,96	0,56	0,89	0,13
C087	1015	York River+ Indian Cove	3,03	2,56	0,26	0,84	0,09
	1904	Forillon	3,85	2,45	0,23	0,64	0,06
	1970	Forillon	3,63	2,50	0,23	0,69	0,06
	2094	Forillon	2,87	2,00	0,20	0,70	0,07
	2471	Indian Point	2,38	1,42	0,15	0,60	0,06
	2773	Indian Point	2,51	1,45	0,18	0,58	0,07
	3292	Indian Point	3,23	1,70	0,20	0,53	0,06
	3368	Roncelles	1,76	0,98	0,18	0,56	0,10
Gaspé Nord	640	Battery Point	1,98	1,83	0,56	0,92	0,28
C099	1050	York River	0,55	0,69	0,19	1,25	0,34
	1200	Indian Cove	2,25	2,28	0,16	1,01	0,07
	1300	Shiphead	1,53	1,58	0,17	1,03	0,11
	1600	Indian Point	2,34	2,84	0,16	1,21	0,07
	1650	Indian Point	1,92	1,60	0,20	0,83	0,11

Puits	Profondeur	Formation	Corg	H	O	H/C	O/C
	m		% atomique	% atomique	% atomique	% atomique	% atomique
Pétrolia-	490	Battery Point	1,01	1,01	0,26	1,00	0,26
Haldimand n°1	695	Battery Point	1,63	1,64	0,21	1,01	0,13
C131	735	Battery Point					
	1075	York River					
	1100	York River	2,36	2,13	0,23	0,90	0,10
	1218	York River	1,58	1,62	0,31	1,03	0,20
	1250	York River					
	1313	York River					
	1335	York River	2,62	3,01	0,19	1,15	0,07
	1340	York River					
	1372	York River					
	1408	York River	2,21	2,53	0,31	1,15	0,14
Galt n°3	200	York River	1,50	1,30	0,19	0,87	0,13
C126	500	Indian Cove	1,83	1,94	0,21	1,06	0,12
	800	Indian Cove	2,39	2,30	0,21	0,96	0,09
	1100	Indian Cove	2,19	1,94	0,15	0,89	0,07
	1200	Shiphead	2,22	2,21	0,14	1,00	0,06
	1500	Forillon	3,50	2,59	0,19	0,74	0,05
	2330	Indian Point	1,63	1,68	0,42	1,03	0,26
Tar Point	485	York River	2,49	2,39	0,36	0,96	0,14
C079	549	York River	4,18	4,13	0,48	0,99	0,11
	1650	York River	3,34	2,59	0,41	0,78	0,12
	1894	York River	3,42	3,23	0,28	0,95	0,08
Douglas	100	Battery Point	5,12	5,38	0,62	1,05	0,12
C097	1855	Supergroupe de Québec	3,14	3,17	0,15	1,01	0,05
Cap des Rosiers	Surface	Mélange de Cap Chat	4,69	3,37	0,22	0,72	0,05

					Roche brute (RB)											Matière organique totale (MOT)											Kérogène (KD)										AE	
Puits	Syst	Profondeur	Formation	R_o	COT	S_1	S_{2a}	S_{2b}	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_a	IH_b	IH_c	IH_1	COT	S_1	S_{2a}	S_{2b}	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_a	IH_b	IH_c	IH_1	COT	S_1	S_2	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_{ab}	IH_c	IH_1	H/C	O/C
		m		%	%	mg/g					°C	mg/g C					%	mg/g					°C	mg/g C					%	mg/g				°C	mg/g C				Rapport atomique	
Gaspé Sud	S.-D.	155	York River	0,69	0,21	0,15	0,09	0,19	0,06	0,34	436	71	43	90	29	162	10,55	10,4	2,97	15,08	1,24	19	430	99	28	143	12	183	8,57	0,32	10,1	1,29	11,4	434	4	118	15	133	0,82	0,13
C093	S.-D.	305	York River	0,98	0,25	0,09	0,11	0,13	0,04	0,28	431	36	44	52	16	112	45,44	25,4	10,17	36,38	3,84	50	428	56	22	80	8	111	40,25	1,38	27,65	4,69	32,3	435	3	69	12	80	0,71	0,15
	S.-D.	535	Indian Cove	0,82	0,19	0,13	0,11	0,36	0,05	0,52	444	68	58	189	26	274	31,84	33,2	38,55	58,09	1,58	98	432	104	121	182	5	308	29,20	11,51	87,26	1,46	88,7	434	39	299	5	304	1,25	0,37
	S.-D.	993	Indian Cove	1,03	0,23	0,12	0,12	0,3	0,06	0,48	445	52	52	130	26	209	28,40	34,8	18,58	59,17	0,9	79	429	123	65	208	3	277	24,32	1,92	44,27	0,63	44,9	433	8	182	3	185	0,92	0,11
	S.-D.	1198	Indian Cove	1,07	0,29	0,10	0,12	0,67	0,07	0,86	407	34	41	231	24	297	32,49	25,7	13,35	100,30	2,88	117	389	79	41	309	9	359	28,63	1,5	88,07	2,73	90,8	394	5	308	10	317	0,93	0,11
	S.-D.	1295	Indian Cove	1,11	0,17	0,09	0,08	0,23	0,05	0,36	446	53	47	135	29	212	32,12	32,2	13,15	51,56	1,01	66	431	100	41	161	3	205	28,63	1,51	42,77	1,3	44,1	435	5	149	5	154	0,83	0,08
	S.-D.	1605	Shiphead	1,09	0,32	0,08	0,13	0,23	0,04	0,4	420	25	41	72	13	125	29,27	26,2	9,20	38,42	0,9	49	429	89	31	131	3	166	26,43	0	29,99	1,07	31,1	433	0	113	4	118	0,76	0,09
	S.-D.	1910	Forillon	1,27*	0,43	0,30	0,19	0,35	0,11	0,65	441	70	44	81	26	151	39,35	29,4	10,20	40,31	2,41	53	430	75	26	102	6	134	28,74	0,78	15,7	0,68	16,4	428	3	55	2	57	0,74	0,08
	S.-D.	2065	Forillon	1,31	0,12	0,06	0,05	0,11	0,03	0,19	441	50	42	92	25	158	19,88	24,3	11,59	24,25	0,53	36	409	122	58	122	3	183	17,35	0,67	14,88	0,35	15,2	425	4	86	2	88	0,72	0,09
	S.-D.	2225	Forillon	1,31	0,20	0,12	0,11	0,17	0,03	0,31	438	60	55	85	15	155	23,06	26,3	12,10	25,16	0,41	38	413	114	52	109	2	163	19,66	0,72	14,13	0,47	14,6	427	4	72	2	74	0,74	0,11
	S.-D.	2375	Forillon	1,30	0,17	0,12	0,08	0,14	0,05	0,27	441	71	47	82	29	159	33,00	31,2	10,86	28,64	0,8	40	413	94	33	87	2	122	37,14	0,71	13,73	0,97	14,7	447	2	37	3	40	0,69	0,10
	S.-D.	2675	Forillon	1,31	0,48	0,31	0,17	0,29	0,08	0,54	432	65	35	60	17	113	43,17	32,0	10,97	31,38	2,17	45	416	74	25	73	5	103	40,66	0,68	16,93	1,46	18,4	431	2	42	4	45	0,61	0,06
	C.-O.	2915	Supergroupe de Québec	1,51*	1,42	0,61	0,32	0,27	0,15	0,74	428	43	23	19	11	52	40,30	26,5	3,8	13,0	1,1	17,9	433	66	9	32	3	44	33,6	1,9	27,2	2,3	29,5	437	6	81	7	88	0,57	0,06
	C.-O.	3060	Supergroupe de Québec	1,62	0,71	0,39	0,19	0,18	0,08	0,45	422	55	27	25	11	63	27,61	17,5	2,5	10,8	0,6	13,9	402	63	9	39	2	50	11,1	0,7	3,6	0,6	4,1	438	6	32	5	37	0,67	0,09
	C.-O.	3230	Supergroupe de Québec	1,43	1,3	0,78	0,34	0,42	0,16	0,92	435	60	26	32	12	71	37,17	25,1	3,4	15,9	1,1	20,3	444	68	9	43	3	55	32,8	0,7	10,5	0,7	11,2	398	2	32	2	34	0,65	0,06
Sunny Bank	S.-D.	52	York River		0,89	1,31	0,81	1,69	0,39	2,89	440	147	91	190	44	325	69,89	254,9	70,76	197,57	4,35	273	436	365	101	283	6	390	63,32	8,55	301,05	12,28	313,3	437	14		19	19	1,06	0,11
C087	S.-D.	402	York River	0,86*	0,78	0,11	0,05	0,58	0,16	0,79	443	14	6	74	21	101	56,32	9,1	3,87	107,10	11,62	123	441	16	7	190	21	218	54,85	3,94	116,56	12,12	128,7	440	7	213	22	235	0,89	0,13
	S.-D.	1015	York River+Indian Cove	0,85*	0,77	0,14	0,15	0,91	0,12	1,18	442	18	19	118	16	153	38,32	29,2	7,47	88,35	2,58	98	434	76	19	231	7	257	36,97	4,07	91,64	2,58	94,2	438	11	248	7	255	0,84	0,09
	S.-D.	1904	Forillon	0,93*	0,88	0,27	0,18	0,57	0,15	0,90	439	31	20	65	17	102	46,13	31,8	9,35	41,40	4,63	55	435	69	20	90	10	120	43,76	1,56	31,38	5,40	36,8	444	4	72	12	84	0,64	0,06
	S.-D.	1970	Forillon	1,13*	0,57	0,23	0,15	0,34	0,14	0,63	444	40	26	60	25	111	46,58	32,8	9,37	40,37	3,88	54	439	70	20	87	8	115	45,25	5,42	31,36	4,4	35,8	444	12	69	10	79	0,69	0,06
	S.-D.	2094	Forillon	1,06*	0,75	0,26	0,21	0,36	0,09	0,66	430	35	28	48	12	88	38,92	38,4	8,35	25,67	0,05	34	432	99	21	66	0	88	36,15	8,03	20,96	1,52	22,5	438	22	58	4	62	0,70	0,07
	S.-D.	2471	Indian Point	1,65*	0,70	0,11	0,09	0,13	0,03	0,25	437	16	13	19	4	36	31,89	13,1	3,09	11,61	0,14	15	436	41	10	36	0	47	29,76	0,73	8,08	0,1	8,2	441	2	27	0	27	0,60	0,06
	S.-D.	2773	Indian Point	1,88	0,49	0,07	0,06	0,08	0,03	0,17	444	14	12	16	6	35	32,56	9,5	2,54	8,76	0,11	11	432	29	8	27	0	35	31,59	0,52	5,96	0,06	6,0	442	2	19	0	19	0,58	0,07
	S.-D.	3292	Indian Point	2,05*	1,09	0,09	0,10	0,07	0,05	0,22	332	8	9	6	5	20	40,20	11,0	2,75	5,49	0,03	8	382	27	7	14	0	21	40,12	1,67	5,33	1,11	6,4	410	4	13	3	16	0,53	0,06
	S.-D.	3368	Roncelles	2,11*	0,25	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	333	4	4	4	4	12	23,65	12,7	2,81	5,17	0,13	8	380	54	12	22	1	34	21,26	1,67	4,25	0,44	4,7	390	8	20	2	22	0,56	0,10
Gaspé Nord	S.-D.	640	Battery Point	1,06	0,29	0,01	0,02	0,06	0,03	0,11	436	3	7	21	10	38	26,95	4,0	2,05	14,72	2,42	19	433	15	8	55	9	71	25,69	0,58	11,1	4,04	15,1	436	2	43	16	59	0,92	0,28
C099	S.-D.	1050	York River	1,12	0,39	0,08	0,28	0,49	0,06	0,83	394	21	72	126	15	213	41,59	57,3	59,89	70,89	3,28	134	320	138	144	170	8	322	10,26	0,26	9,81	1,53	11,3	434	3	96	15	111	1,25	0,34
	S.-D.	1200	Indian Cove	1,05	0,21	0,06	0,11	0,36	0,04	0,51	447	29	52	171	19	243	31,41	32,8	8,24	86,92	0,96	96	437	104	26	277	3	306	27,04	0,42	64,04	1,02	65,4	443	2	237	4	241	1,01	0,07
	S.-D.	1300	Shiphead	1,11*	0,21	0,02	0,07	0,15	0,03	0,25	431	10	33	71	14	119	21,27	16,3	4,97	54,33	0,75	60	431	77	23	255	4	282	18,53	0,62	44,71	0,66	45,4	438	3	241	4	245	1,03	0,11
	S.-D.	1600	Indian Point	1,05	0,38	0,07	0,11	0,39	0,03	0,53	479	18	29	103	8	139	32,26	15,8	6,17	53,43	1,58	61	438	49	19	166	5	190	29,91	8,31	45,88	2,22	48,1	437	28	153	7	161	1,21	0,07
	S.-D.	1650	Indian Point	1,5*	0,33	0,05	0,07	0,20	0,04	0,31	435	15	21	61	12	94	26,10	15,1	6,48	40,29	1,06	48	431	58	25	154	4	183	24,35	0,64	31,01	0,78	31,8	438	3	127	3	131	0,83	0,11

					Roche brute (RB)												Matière organique totale (MOT)												Kérogène (KD)											AE	
Puits	Syst	Profondeur	Formation	R_o	COT	S_1	S_{2a}	S_{2b}	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_a	IH_b	IH_c	IH_1	COT	S_1	S_{2a}	S_{2b}	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_a	IH_b	IH_c	IH_1	COT	S_1	S_2	S_{2c}	Total	T_{max}	S_1	IH_{ab}	IH_c	IH_1	H/C	O/C
		m		%	%	mg/g					°C	mg/g C					%	mg/g					°C	mg/g C					%	mg/g				°C	mg/g C				Rapport atomique	
Pétrolia-	S.-D.	490	Battery Point	0,84*	0,23	0,32	0,56	0,18	0,01	0,75	307	139	243	78	4	326	30,35	63,6	100,70	51,41	3,02	155	317	209	332	169	10	511	13,15	0,75	16,9	0,97	17,9	430	6	129	7	136	1,00	0,26
Haldimand n°1	S.-D.	695	Battery Point	0,69*	0,24	0,06	0,04	0,20	0,02	0,26	435	25	17	83	8	108	22,31	11,7	4,39	56,31	1,08	62	431	52	20	252	5	277	19,80	0,94	49,68	0,95	50,6	436	5	251	5	256	1,01	0,13
C131	S.-D.	735	Battery Point	0,77	2,86	10,24	7,15	7,31	0,01	14,47	416	358	250	256	0	506	26,55	76,1	32,14	105,2	1,57	139	431	286	121	396	6	523	29,21	0,69	112,20	3,09	115,3	437	2	384	11	395		
	S.-D.	1075	York River	0,86*	0,31	0,13	0,11	0,18	0,04	0,33	434	42	35	58	13	106	39,02	33,2	10,69	52,1	1,87	65	423	85	27	134	5	166	24,42	0,83	24,65	2,15	26,8	431	3	101	9	110		
	S.-D.	1100	York River	0,83*	0,21	0,07	0,09	0,23	0,03	0,35	441	33	43	110	14	167	29,01	27,0	10,99	86,17	0,81	98	435	93	38	297	3	338	27,78	1,64	62,07	1,44	63,5	442	6	223	5	229	0,90	0,10
	S.-D.	1218	York River	0,82*	0,26	0,12	0,16	0,22	0,02	0,40	416	46	62	85	8	154	23,79	29,8	12,97	64,74	1,86	80	422	125	55	272	8	334	19,35	0,91	35,03	1,14	36,2	437	5	181	6	187	1,03	0,20
	S.-D.	1250	York River	0,8*	0,43	0,38	0,40	0,88	0,10	1,38	430	88	93	205	23	321	60,24	66,7	37,25	226,20	9,72	273	433	111	62	375	16	453	53,60	1,06	150,44	9,36	159,8	440	2	281	17	298		
	C.-O.	1313	Unknown Fm	0,82*	1,74	0,18	0,40	5,80	0,13	6,33	438	10	23	333	7	364	40,22	13,0	5,0	184,6	3,6	193,3	434	32	12	459	9	480	39,1	2,1	186,9	4,0	190,9	435	5	477	10	488		
	C.-O.	1335	Unknown Fm	0,79*	1,54	0,06	0,1	0,76	0,06	0,92	435	4	6	49	4	60	32,97	34,7	8,7	111,4	1,4	121,4	433	105	26	338	4	368	32,4	5,2	164,9	1,5	166,4	438	16	509	5	513	1,15	0,07
	C.-O.	1340	Unknown Fm	0,84*	0,77	0,05	0,10	1,44	0,06	1,60	437	6	13	187	8	208	33,92	12,2	4,4	133,4	1,2	139,1	432	36	13	393	4	410	40,0	0,8	133,3	1,5	134,7	435	2	334	4	337		
	C.-O.	1372	Unknown Fm	0,8*	0,39	0,02	0,04	0,29	0,02	0,35	436	5	10	74	5	90	31,74	17,5	5,8	103,2	1,1	110,1	429	55	18	325	4	347	29,6	2,4	90,7	1,1	91,9	430	8	307	4	311		
	C.-O.	1408	Unknown Fm	0,85*	0,18	0,02	0,02	0,12	0,02	0,16	431	11	11	67	11	89	29,15	27,8	7,3	88,7	0,9	96,9	429	95	25	304	3	332	27,0	1,9	82,1	0,9	83,0	436	7	305	3	308	1,15	0,14
Galt n°3	S.-D.	200	York River		0,33	0,02	0,01	0,18	0,06	0,25	440	6	3	55	18	76	22,42	5,8	1,16	24,32	1,83	27	435	26	5	108	8	122	19,92	0,47	26,78	2,29	29,1	440	2	134	11	146	0,87	0,13
C126	S.-D.	500	Indian Cove		0,25	0,18	0,18	0,33	0,04	0,55	440	72	72	132	16	220	27,99	31,8	18,94	76,14	1,05	96	434	114	68	272	4	343	22,75	0,66	56,48	0,69	57,2	439	3	248	3	251	1,06	0,12
	S.-D.	800	Indian Cove		0,34	0,33	0,52	0,54	0,05	1,11	440	97	153	159	15	326	39,31	70,0	57,14	92,6	1,76	152	434	178	145	236	4	385	28,82	0,96	71,32	1,14	72,5	440	3	247	4	251	0,96	0,09
	S.-D.	1100	Indian Cove		0,34	0,46	0,50	0,52	0,04	1,06	376	135	147	153	12	312	36,00	59,5	44,84	88,11	2,67	136	425	165	125	245	7	377	26,42	0,85	41,33	1,41	42,7	438	3	156	5	162	0,89	0,07
	S.-D.	1200	Shiphead		0,42	0,20	0,25	0,86	0,06	1,17	446	48	60	205	14	279	29,24	14,2	8,16	91,29	1,70	101	439	49	28	312	6	346	26,98	0,5	76,5	1,33	77,8	444	2	284	5	288	1,00	0,06
	S.-D.	1500	Forillon		0,56	0,54	0,46	0,55	0,11	1,12	446	96	82	98	20	200	47,28	37,4	24,33	61,73	4,10	90	436	79	51	131	9	191	43,73	0,59	41,65	3,68	45,3	447	1	95	8	104	0,74	0,05
	S.-D.	2330	Indian Point		0,89	1,28	0,77	0,51	0,06	1,34	335	144	87	57	7	151	24,97	38,1	8,68	20,5	2,2	31	415	153	35	82	9	126	21,60	0,31	9,63	1,59	11,2	443	1	45	7	52		
Tar Point	S.-D.	485	York River	0,51	0,74	0,18	0,2	0,73	0,09	1,02	433	24	27	99	12	138	31,36	22,4	6,73	74,94	1,75	83	427	71	21	239	6	266	31,15	8,02	68,25	1,95	70,2	427	26	219	6	225	0,96	0,14
C079	S.-D.	549	York River	0,63	1,16	0,09	0,12	2,4	0,23	2,75	436	8	10	207	20	237	47,98	16,1	5,81	166,50	4,86	177	430	34	12	347	10	369	50,34	2,96	171,63	5,56	177,2	434	6	341	11	352	0,99	0,11
	S.-D.	1650	York River	0,65*	0,28	0,04	0,03	0,12	0,07	0,22	442	14	11	43	25	79	40,10	20,2	5,46	47,92	5,21	59	436	50	14	120	13	146	40,56	1,61	34,89	5,17	40,1	438	4	86	13	99	0,78	0,12
	S.-D.	1894	York River	0,59	0,36	0,07	0,05	0,38	0,7	0,5	447	19	14	106	194	314	41,33	29,0	7,49	120,40	4,94	133	442	70	18	291	12	321	40,86	2,77	124,78	7,74	132,5	443	7	305	19	324	0,95	0,08
Douglas - C097	S.-D.	100	Battery Point	0,68*	1,68	0,16	0,14	3,19	0,26	3,59	437	10	8	190	15	214	59,54	9,6	4,29	184,10	7,75	196	432	16	7	309	13	329	61,08	2,89	233,94	8,00	241,9	436	5	383	13	396	1,05	0,12
	C.-O.	1855	Supergroupe de Québec	0,68*	1,16	0,18	0,22	2,55	0,14	2,91	443	16	19	220	12	251	40,99	20,3	6,2	128,6	6,8	141,6	439	49	15	314	16	345	37,5	3,2	147,3	5,4	152,7	442	9	393	14	407	1,01	0,05
Cap-des-Rosiers	C.-O.	Surface	Mélange de Cap Chat	2,6*	4,25	1,14	0,67	4,49	1,09	6,25	453	27	16	106	26	147	59,25	13,9	3,3	62,5	11,5	77,3	447	23	6	105	19	130	56,9	0,6	56,5	9,7	66,1	446	1	99	17	116	0,72	0,05

ANNEXE 6

COMPARAISON DES RÉSULTATS DES ANALYSES ÉLÉMENTAIRES (C) ET DU ROCK-EVAL (COT) SUR L'ÉLÉMENT CARBONE

ROCHES CAMBRO-ORDOVICIENNES ET SILURO-DÉVONIENNES

Puits	Formation	Profondeur m	$R_{oéq\ estimée}$ %	C % massique	COT %
Gaspé	York River	155	0,69	9,2	8,57
Sud	York River	305	0,98	40,3	40,25
C093	Indian Cove	535	0,82	34,3	29,20
	Indian Cove	992,5	1,03	25,3	24,32
	Indian Cove	1197,5	1,07	32,6	28,63
	Indian Cove	1295	1,11	29,5	28,63
	Shiphead	1605	1,09	25,8	26,43
	Forillon	1910	1,27*	35,4	28,74
	Forillon	2065	1,31	18	17,35
	Forillon	2225	1,31	20,1	19,66
	Forillon	2375	1,30	28,7	37,14
	Forillon	2675	1,31	40,6	40,66
	Supergroupe de Québec	2915	1,51*	38,5	33,58
	Supergroupe de Québec	3060	1,62	27,8	11,13
	Supergroupe de Québec	3230	1,43	36,7	32,84
Sunny Bank	York River	52		60,6	63,32
C093	York River	402	0,86*	53,2	54,85
	York River + Indian Cove	1015	0,85*	36,4	36,97
	Forillon	1904	0,93*	46,2	43,76
	Forillon	1970	1,13*	43,6	45,25
	Forillon	2094	1,06*	34,4	36,15
	Indian Point	2471	1,65*	28,5	29,76
	Indian Point	2773	1,88	30,1	31,59
	Indian Point	3292	2,05*	38,7	40,12
	Roncelles	3368	2,11*	21,1	21,26
Gaspé	Battery Point	640	1,06	23,8	25,69
Nord	York River	1050	1,12	6,6	10,26
C099	Indian Cove	1200	1,05	27	27,04
	Shiphead	1300	1,11*	18,4	18,53
	Indian Point	1600	1,05	28,1	29,91
	Indian Point	1650	1,5*	23	24,35
Galt n°3	York River	200		18	19,92
C126	Indian Cove	500		21,9	22,75
	Indian Cove	800		28,7	28,82
	Indian Cove	1100		26,3	26,42
	Shiphead	1200		26,6	26,98
	Forillon	1500		42	43,73
	Forillon	2230		36,1	38,10
	Indian Point	2330		19,5	21,60

Puits	Formation	Profondeur m	$R_{oéq\ estimée}$ %	C % massique	COT %
Pétrolia-Haldimand	Battery Point	490	0,84*	12,1	13,15
n°1	Battery Point	695	0,69*	19,5	19,80
C131	Battery Point	735	0,77		29,21
	York River	1075	0,86*		24,42
	York River	1100	0,83*	28,3	27,78
	York River	1218	0,82*	18,9	19,35
	York River	1250	0,8*		53,60
	Unknown Fm	1313	0,82*		39,14
	Unknown Fm	1335	0,79*	31,4	32,42
	Unknown Fm	1340	0,84*		39,95
	Unknown Fm	1372	0,8*		29,55
	Unknown Fm	1408	0,85*	26,5	26,97
Tar Point	York River	485	0,51	29,9	31,15
C079	York River	549	0,63	50,2	50,34
	York River	1650	0,65*	40,1	40,56
	York River	1894	0,59	41	40,86
Douglas	Battery Point	0,68*	0,68*	61,4	61,08
C097	Supergroupe de Québec	0,68*	0,68*	37,7	37,51
Cap-des-Rosiers	Mélange de Cap-Chat	Surface	2,6*	56,3	56,89

ANNEXE 7
ESTIMATION DE LA SURESTIMATION DU PIC S_2 SANS SÉPARATION S_{2A} ET S_{2B+C} ROCHES CAMBRO-ORDOVICIENS ET SILURO-DÉVONIENS

Puits	Profondeur m	Formation	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	S_{2c} mg/g	Surestimation %
Gaspé Sud	155	York River	0,09	0,19	0,06	26
C093	305	York River	0,11	0,13	0,04	39
	535	Indian Cove	0,11	0,36	0,05	21
	993	Indian Cove	0,12	0,3	0,06	25
	1198	Indian Cove	0,12	0,67	0,07	14
	1295	Indian Cove	0,08	0,23	0,05	22
	1605	Shiphead	0,13	0,23	0,04	33
	1910	Forillon	0,19	0,35	0,11	29
	2065	Forillon	0,05	0,11	0,03	26
	2225	Forillon	0,11	0,17	0,03	35
	2375	Forillon	0,08	0,14	0,05	30
	2675	Forillon	0,17	0,29	0,08	31
	2915	Supergroupe de Québec	0,32	0,27	0,15	43
	3060	Supergroupe de Québec	0,19	0,18	0,08	42
	3230	Supergroupe de Québec	0,34	0,42	0,16	37
Sunny Bank	52	York River	0,81	1,69	0,39	28
C087	402	York River	0,05	0,58	0,16	6
	1015	York River + Indian Cove	0,15	0,91	0,12	13
	1904	Forillon	0,18	0,57	0,15	20
	1970	Forillon	0,15	0,34	0,14	24
	2094	Forillon	0,21	0,36	0,09	32
	2471	Indian Point	0,09	0,13	0,03	36
	2773	Indian Point	0,06	0,08	0,03	35
	3292	Indian Point	0,10	0,07	0,05	45
	3368	Roncelles	0,01	0,01	0,01	33
Gaspé Nord	640	Battery Point	0,02	0,06	0,03	18
C099	1050	York River	0,28	0,49	0,06	34
	1200	Indian Cove	0,11	0,36	0,04	22
	1300	Shiphead	0,07	0,15	0,03	28
	1600	Indian Point	0,11	0,39	0,03	21
	1650	Indian Point	0,07	0,20	0,04	23

Puits	Profondeur m	Formation	S_{2a} mg/g	S_{2b} mg/g	S_{2c} mg/g	Surestimation %
Pétrolia-	490	Battery Point	0,56	0,18	0,01	75
Haldimand	695	Battery Point	0,04	0,20	0,02	15
n°1	735	Battery Point	7,15	7,31	0,01	49
C131	1075	York River	0,11	0,18	0,04	33
	1100	York River	0,09	0,23	0,03	26
	1218	York River	0,16	0,22	0,02	40
	1250	York River	0,40	0,88	0,10	29
	1313	Unknown Fm	0,40	5,80	0,13	6
	1335	Unknown Fm	0,1	0,76	0,06	11
	1340	Unknown Fm	0,10	1,44	0,06	6
	1372	Unknown Fm	0,04	0,29	0,02	11
	1408	Unknown Fm	0,02	0,12	0,02	13
Galt n°3	200	York River	0,01	0,18	0,06	4
C126	500	Indian Cove	0,18	0,33	0,04	33
	800	Indian Cove	0,52	0,54	0,05	47
	1100	Indian Cove	0,50	0,52	0,04	47
	1200	Shiphead	0,25	0,86	0,06	21
	1500	Forillon	0,46	0,55	0,11	41
	2330	Indian Point	0,77	0,51	0,06	57
Tar Point	485	York River	0,2	0,73	0,09	20
C079	549	York River	0,12	2,4	0,23	4
	1650	York River	0,03	0,12	0,07	14
	1894	York River	0,05	0,38	0,7	4
Douglas	100	Battery Point	0,14	3,19	0,26	4
C097	1855	Supergroupe de Québec	0,22	2,55	0,14	8
Cap-des-Rosiers	Surface	Mélange de Cap-Chat	0,67	4,49	1,09	11

ANNEXE 8
REMARQUES SUR LA FIGURE 3.20
PROFONDEURS D'ENTREE DES KEROGENES DANS LES FENÊTRES À HUILE ET À GAZ

La profondeur de la fenêtre à huile (0,6 < R_{oeq} % < 1,1, Tissot et Welte, 1984) est estimée à partir de la courbe généralisée de Suggate (1998) pour une température de surface de 15 °C, qui lie la profondeur à la réflectance de la vitrinite pour des roches du Miocène, Pliocène et Quaternaire issues de différents puits dans le monde. Le gradient géothermique considéré est constant au cours du temps et fixé à 23 °C/km au niveau du Nord-Est de la Gaspésie (valeur moyenne des gradients compris entre 20 et 30 °C/km). La fenêtre à huile s'étend de 4500 à 6100 m de profondeur et est suivie de la fenêtre à huile + condensat à partir de 6100 m (R_{oeq} > 1,1 %).

Il faut noter que Suggate (1998) présente des courbes généralisées de R_{oeq} en fonction de la profondeur pour des gradients géothermiques constants au cours du temps et allant de 15 à 100 °C/km, rendant la comparaison des profondeurs des fenêtres à huile et gaz possible pour différentes valeurs de gradient géothermique. Ces courbes ne sont pas uniques. Ainsi, la Figure 1 compare les courbes de Suggate (1998) pour des gradients de 23, 25 et 30 °C/km, aux courbes de Dow (1977) et Sweeney et Burham (1990) établies à partir de roches du Miocène supérieur du Golfe du Mexique, d'une température de surface de 10 °C, et de gradients géothermiques de 25 et 30 °C/km. Il apparaît que les courbes de Suggate (1998) et celles des autres auteurs divergent avec l'augmentation du gradient géothermique, certainement à cause des différences entre les sites étudiés, le type des kérogènes et les températures de surface considérées. Il est cependant étonnant de noter que la courbe de Dow (1977) pour un gradient de 30 °C/km paraisse plus « froide » que la courbe de Sweeney et Burnham (1990) pour un gradient plus faible : il est donc préférable de ne pas considérer, dans cette étude, la courbe de Dow (1977). Les courbes de Suggate (1998) sont déterminées à partir d'une température de surface (T = 15 °C) plus proche de celles estimées au sommet des formations cambriennes à dévoniennes par Scotese et McKerrow (1990), que la température de surface (T = 10 °C) considérées par Sweeney et Burnham (1990). Les gradients géothermiques ainsi que les températures de surface utilisés font

préférentiellement considérer la courbe de Suggate (1998) plutôt que celle de Sweeney et Burnham (1990) pour le calcul des profondeurs de la fenêtre à huile et fenêtre à gaz.

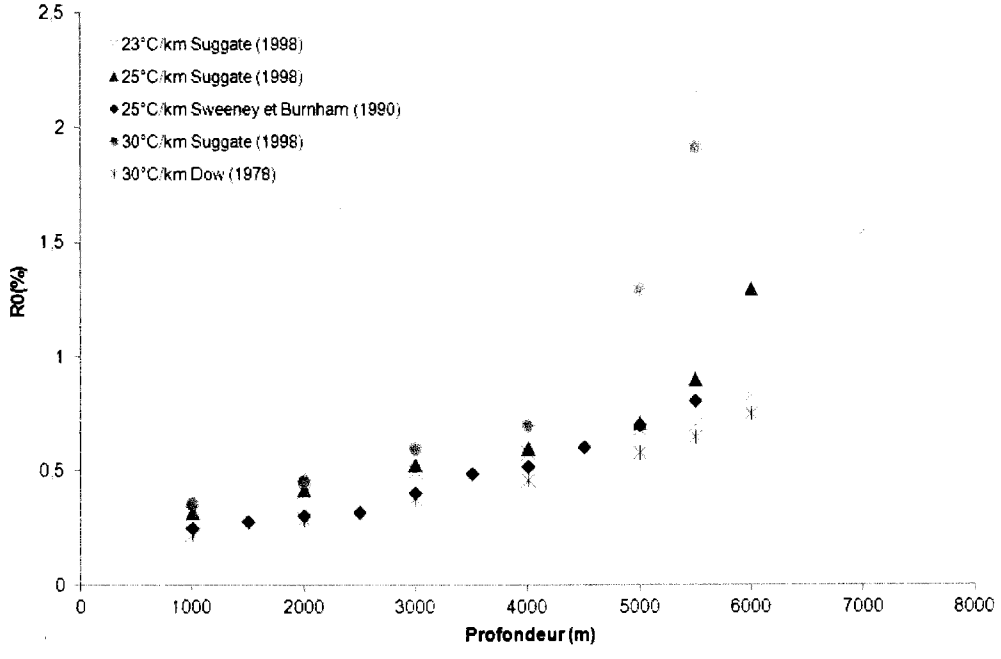


Figure 1 : Comparaison des courbes R_{oeq}-profondeur de Dow (1977), Sweeney et Burnham (1990) et Suggate (1998) pour des gradients géothermiques de 23, 25 et 30 °C/km.

Dans la présente étude et dans le cas de l'enfouissement maximal durant le dépôt de la Formation de Malbaie (Figure 3.20 A), la Formation de York River commence à générer de l'huile avant l'orogenèse acadienne. Dans le cas d'un enfouissement maximal durant le Carbonifère, la Formation de York River peut générer de l'huile avant l'orogenèse acadienne, mais également durant le dépôt des unités carbonifères et l'orogenèse alléghanienne (Figure 3.20 B).

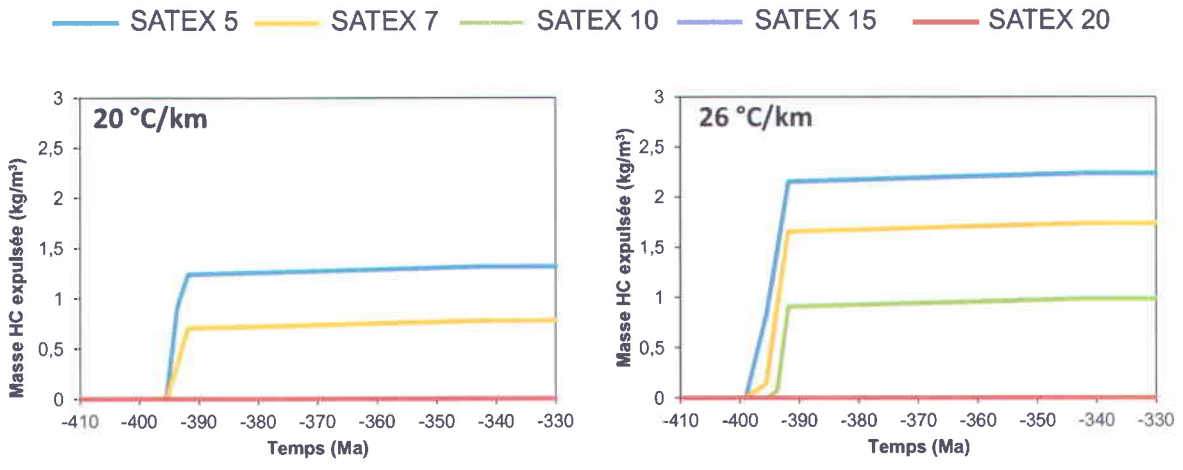
ANNEXE 9
CALCUL DU FACTEUR EXISTANT ENTRE LES MASSES GÉNÉRÉES PAR LES ROCHES MÈRES CAMBRO-ORDOVICIENNE ET SILURO-DÉVONIENNE

Roche mère	IH initial	COT initial	Masse volumique ρ	Masse HC potentielle $\frac{IH \times COT \times \rho}{10^3}$	Masse HC (résultats simulations)
	mg/g C	%	kg roche/m^3	kg HC/m^3	kg HC/m^3
Cambro-Ordovicien	500	2	2675,75	26,76	18 (max)
Siluro-Dévonien	250	0,5	2685,25	3,36	2,06 (max)
			Rapport C.-O./S.-D.	**7,97**	**8,73**

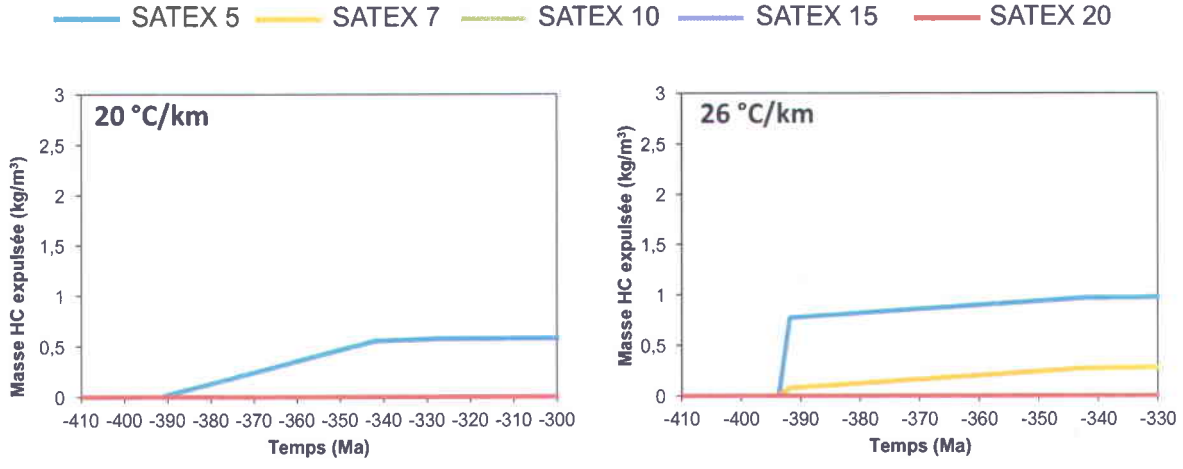
ANNEXE 10

IMPACT DE LA VARIATION DE LA SATEX SUR L'EXPULSION DES HYDROCARBURES À PARTIR DE LA ROCHE MÈRE SILURO-DÉVONIENNE ET POUR LES PUITS YORK (BLOC SUD) ET GASPÉ NORD (BLOC NORD)

Puits York



Puits Gaspé Nord



ANNEXE 11

COURBES POROSITÉ-PROFONDEUR ET PERMÉABILITÉ-PROFONDEUR DES DIFFÉRENTES LITHOLOGIES PROPOSÉES DANS LA BIBLIOTHÈQUE DU LOGICIEL TEMIS SUITE

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les unités carbonifères et les roches du Groupe des Grès de Gaspé

Bonaventure		Malbaie		Battery Point		York River sommet		York River base	
Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité
m		m		m		m		m	
0	0,5135	0	0,491	0	0,5083	0	0,5029	0	0,501
200	0,4629	250	0,447	200	0,4614	200	0,4597	200	0,4586
250	0,4503	500	0,401	250	0,4496	250	0,4489	250	0,448
500	0,4175	1000	0,323	500	0,4158	500	0,4129	500	0,401
1000	0,3635	1500	0,2554	1000	0,3598	1000	0,3529	1000	0,321
1500	0,3129	2000	0,2004	1500	0,3076	1500	0,2977	1500	0,2526
2000	0,2734	2500	0,16	2000	0,2663	2000	0,2536	2000	0,1979
2500	0,2335	3000	0,1256	2500	0,2263	2500	0,2135	2500	0,1578
3000	0,1866	3500	0,0974	3000	0,1807	3000	0,1701	3000	0,1234
3500	0,1394	4000	0,077	3500	0,1353	3500	0,128	3500	0,096
4000	0,1083	4500	0,0632	4000	0,1053	4000	0,0999	4000	0,076
5000	0,0871	5000	0,0526	4500	0,0942	4500	0,0881	4500	0,0627
10000	0,047	5500	0,0475	5000	0,0835	5000	0,0774	5000	0,0524
		6000	0,0425	5500	0,0793	5500	0,0729	5500	0,0476
		10000	0,026	6000	0,0751	6000	0,0685	6000	0,0428
				10000	0,0445	10000	0,0406	10000	0,0269
Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3	
1702680		1026992		1630889		1328011		1309271	
Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3	
2666,0		2703,0		2671,0		2678,125		2699,375	

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les roches du Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé

Indian Cove		Shiphead sommet		Shiphead base		Forillon sommet		Forillon base	
Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité	Profondeur	Porosité
m		m		m		m		m	
0	0,5105	0	0,551	0	0,605	0	0,53	0	0,5383
200	0,4611	200	0,4726	200	0,4874	200	0,4664	200	0,469
250	0,4488	250	0,4613	500	0,3985	500	0,396	250	0,4568
500	0,3985	500	0,403	1000	0,2945	1000	0,302	500	0,401
1000	0,3125	1000	0,317	1500	0,216	1500	0,226	1000	0,314
1500	0,2407	1500	0,2474	2000	0,163	2000	0,168	1500	0,2431
2000	0,1842	2000	0,1964	2500	0,1265	2500	0,129	2000	0,1898
2500	0,1445	2500	0,158	3000	0,093	3000	0,098	2500	0,151
3000	0,1118	3000	0,1216	3500	0,0765	3500	0,079	3000	0,1162
3500	0,0882	3500	0,0954	4000	0,0612	4000	0,0632	3500	0,0916
4000	0,0701	4000	0,0754	4500	0,0535	4500	0,051	4000	0,0726
4500	0,0571	4500	0,0652	5000	0,047	5000	0,042	4500	0,0614
5000	0,0473	5000	0,0566	5500	0,0448	5500	0,0378	5000	0,0525
5500	0,0427	5500	0,0531	6000	0,0426	6000	0,0336	5500	0,0486
6000	0,038	6000	0,0497	10000	0,034	10000	0,024	6000	0,0448
10000	0,025	10000	0,034					10000	0,0305
Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3		Surface spécifique m^2/m^3	
1664400		4421579		1,6728693E7		2697421		3528722	
Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3		Masse volumique kg/m^3	
2700,0		2677,0		2664,5		2697,0		2685,25	

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les roches du Groupe de Chaleurs supérieur

Indian Point	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5315
200	0,4673
250	0,4513
500	0,4055
1000	0,3275
1500	0,2621
2000	0,2126
2500	0,1735
3000	0,1354
3500	0,1046
4000	0,0823
4500	0,0713
5000	0,0619
5500	0,058
6000	0,0541
10000	0,035

Surface spécifique
m2/m3
4421579

Masse volumique
kg/m3
2680,0

Roncelles	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,536
200	0,4684
250	0,4536
500	0,4025
1000	0,3185
1500	0,2494
2000	0,1974
2500	0,1585
3000	0,1226
3500	0,0959
4000	0,0758
4500	0,0647
5000	0,0556
5500	0,0517
6000	0,0479
10000	0,032

Surface spécifique
m2/m3
4235149

Masse volumique
kg/m3
2683,5

West Point dévonien	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5
500	0,395
1000	0,305
1500	0,23
2000	0,17
2500	0,13
3000	0,1
3500	0,08
4000	0,064
4500	0,05
5000	0,04
5500	0,035
6000	0,03
10000	0,02

Surface spécifique
m2/m3
1300000

Masse volumique
kg/m3
2710,0

West Point silurien	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5154
200	0,4624
250	0,4502
500	0,3979
1000	0,3099
1500	0,237
2000	0,1802
2500	0,1406
3000	0,1084
3500	0,0859
4000	0,0684
4500	0,0556
5000	0,046
5500	0,0415
6000	0,0369
10000	0,0248

Surface spécifique
m2/m3
2118865

Masse volumique
kg/m3
2699,25

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les roches du Groupe de Chaleurs inférieur

Gascons	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5083
200	0,4614
250	0,4496
500	0,4158
1000	0,3598
1500	0,3076
2000	0,2663
2500	0,2263
3000	0,1807
3500	0,1353
4000	0,1053
4500	0,0942
5000	0,0835
5500	0,0793
6000	0,0751
10000	0,0445

Surface spécifique
m^2/m^3
1915673

Masse volumique
kg/m^3
2671,0

Laforce	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5105
200	0,4611
250	0,4488
500	0,3985
1000	0,3125
1500	0,2407
2000	0,1842
2500	0,1445
3000	0,1118
3500	0,0882
4000	0,0701
4500	0,0571
5000	0,0473
5500	0,0427
6000	0,038
10000	0,025

Surface spécifique
m^2/m^3
1955036

Masse volumique
kg/m^3
2700,0

Burnt Jam Brook	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,611
200	0,4894
250	0,4757
500	0,405
1000	0,311
1500	0,2394
2000	0,1924
2500	0,156
3000	0,1176
3500	0,0934
4000	0,0738
5000	0,0606
10000	0,042

Surface spécifique
m^2/m^3
1,903654E7

Masse volumique
kg/m^3
2651,0

White Head	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,515
200	0,4622
500	0,3955
1000	0,3035
1500	0,228
2000	0,169
2500	0,1295
3000	0,099
3500	0,0795
4000	0,0636
4500	0,0505
5000	0,041
5500	0,0364
6000	0,0318
10000	0,022

Surface spécifique
m^2/m^3
1872605

Masse volumique
kg/m^3
2703,5

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les roches cambro-ordoviciennes

Flysch	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5176
200	0,4638
250	0,4503
500	0,4121
1000	0,3481
1500	0,2912
2000	0,2471
2500	0,2074
3000	0,1645
3500	0,1243
4000	0,097
4500	0,086
5000	0,0758
5500	0,0718
6000	0,0677
10000	0,0413

Surface spécifique
m^2/m^3
2155310

Masse volumique
kg/m^3
2673,75

Rivière Ouelle	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5728
200	0,4785
250	0,4643
500	0,399
1000	0,302
1500	0,2264
2000	0,1726
2500	0,135
3000	0,1014
3500	0,0819
4000	0,0653
4500	0,0558
5000	0,0482
5500	0,0451
6000	0,0421
10000	0,0315

Surface spécifique
m^2/m^3
8237796

Masse volumique
kg/m^3
2675,75

Saint-Roch et Trois-Pistoles	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,512
200	0,462
250	0,4495
500	0,408
1000	0,338
1500	0,2768
2000	0,2288
2500	0,189
3000	0,1492
3500	0,1138
4000	0,0892
4500	0,0774
5000	0,0672
5500	0,0629
6000	0,0586
10000	0,036

Surface spécifique
m^2/m^3
1683432

Masse volumique
kg/m^3
2683,0

Caractéristiques (porosité, perméabilité et densité) des lithologies décrites pour les lithologies « Fracturation » et « Grès pur »

Fracturation	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,475
500	0,43
1000	0,39
1500	0,345
2000	0,305
2500	0,26
3000	0,21
3500	0,155
4000	0,122
5000	0,097
10000	0,05

Surface spécifique
m2/m3
650000

Masse volumique
kg/m3
2670,0

Grès pur	
Profondeur	Porosité
m	
0	0,5029
250	0,4489
500	0,425
1000	0,395
1500	0,357
2000	0,322
2500	0,28
3000	0,228
3500	0,167
4000	0,129
5000	0,103
10000	0,05

Surface spécifique
m2/m3
400000

Masse volumique
kg/m3
2675,0

ANNEXE 12
MASSES ET POURCENTAGE DES FRACTIONS « GAZ PRÉCOCE + TARDIF », « HUILE » ET « GAZ SECONDAIRE » POUR LES DIFFÉRENTS TESTS RÉALISÉS DANS LES MODÉLISATIONS

Test de base

	Gaz I et II issus du Kérogène		**Huile issue du Kérogène**		**Gaz II issu de l'Huile**	
	masse (kg)	%	masse (kg)	%	masse (kg)	%
BLOC SUD						
White Head	160000	**44**	5000	**1**	200000	**55**
Gascons	40000	**36**	20000	**18**	50000	**45**
BLOC CENTRE *près FTL*						
West Point dev. *partie centrale*	4000	**33**	100	**1**	8000	**66**
Shiphead	10000	**40**	5000	**20**	10000	**40**
BLOC NORD *près FBNO*						
West Point dev. *vers Nord*	30000	**22**	5000	**4**	100000	**74**
West Point sil.	70000	**35**	50000	**25**	80000	**40**
Forillon	25000	**22**	30000	**26**	60000	**52**

Faille perméable TSAA

	Gaz I et II issus du Kérogène		Huile issue du Kérogène		Gaz II issu de l'Huile	
	masse (kg)	%	masse (kg)	%	masse (kg)	%
Failles perméables TSAA						
BLOC SUD						
White Head	160000	**44**	5000	**1**	200000	**55**
Gascons	34000	**29**	35000	**29**	50000	**42**
BLOC CENTRE						
près FTL						
West Point dev.	4000	**33**	100	**1**	8000	**66**
partie centrale						
Shiphead	9000	**44**	10000	**49**	1500	**7**
Sunny Bank						
Forillon inf.	75000	**25**	70000	**23**	160000	**52**
Forillon sup.	75000	**25**	70000	**23**	160000	**52**
Shiphead	20000	**33**	10000	**17**	30000	**50**
BLOC NORD						
près FBNO						
West Point dev.	4000	**23**	500	**3**	13000	**74**
vers Nord						
West Point sil.	50000	**33**	2000	**1**	100000	**66**
Forillon	160000	**68**	57000	**24**	20000	**8**

Faille perméable TSA

	Gaz I et II issus du Kérogène		Huile issue du Kérogène		Gaz II issu de l'Huile	
	masse (kg)	%	masse (kg)	%	masse (kg)	%
BLOC SUD						
White Head	160000	**44**	5000	**1**	200000	**55**
Gascons	40000	**31**	40000	**31**	50000	**38**
BLOC CENTRE						
près FTL						
Flyschs	30000	**41**	4000	**5**	40000	**54**
West Point sil.	40000	**33**	24000	**20**	56000	**47**
West Point dev.	25000	**27**	28000	**30**	40000	**43**
Forillon	80000	**24**	50000	**15**	200000	**61**
Shiphead	40000	**31**	18000	**14**	70000	**55**
Sunny Bank						
Forillon inf.	75000	**25**	70000	**23**	160000	**52**
Forillon sup.	75000	**25**	70000	**23**	160000	**52**
Shiphead	20000	**33**	10000	**17**	30000	**50**
près FBNO						
West Point sil.	290000	**31**	11000	**1**	640000	**68**
Flyschs	600000	**36**	72000	**4**	980000	**59**
BLOC NORD						
près FBNO						
West Point dev.	30000	**22**	5000	**4**	100000	**74**
vers Nord						
West Point sil.	50000	**33**	2000	**1**	100000	**66**
Forillon	160000	**68**	57000	**24**	20000	**8**

Fracturation + Failles perméables TSAA et TSA

	Gaz I et II issus du Kérogène		Huile issue du Kérogène		Gaz II issu de l'Huile	
	masse (kg)	%	masse (kg)	%	masse (kg)	%
Fracturation + Failles perméables TSAA						
BLOC SUD						
White Head	180000	**15**	50000	**4**	990000	**81**
Gascons	25000	**24**	20000	**19**	59000	**57**
BLOC CENTRE						
partie centrale						
Forillon	1800	**8**	3500	**15**	18000	**77**
Shiphead	7700	**29**	2900	**11**	16000	**60**
près FBNO						
Forillon Sc2	97000	**26**	100000	**27**	180000	**48**
BLOC NORD						
près FBNO						
West Point dev.	50000	**28**	30000	**17**	100000	**56**
vers Nord						
West Point sil.	40000	**30**	15000	**11**	80000	**59**
Forillon Sc1	180000	**18**	590000	**58**	250000	**25**
Forillon Sc2 et Sc3	44000	**23**	49000	**25**	100000	**52**
Fracturation + Failles perméables TSA						
BLOC SUD						
White Head	180000	**15**	50000	**4**	990000	**81**
Gascons	25000	**24**	20000	**19**	59000	**57**
BLOC CENTRE						
près FTL						
West Point dev.	65000	**26**	24000	**10**	160000	**64**
Forillon	100000	**35**	24000	**8**	160000	**56**
partie centrale						
Forillon	11000	**28**	5300	**13**	23000	**59**
près FBNO						
Forillon Sc2	97000	**26**	100000	**27**	180000	**48**
BLOC NORD						
près FBNO						
West Point dev.	50000	**25**	3000	**1**	150000	**74**
West Point dev. Sc3	340000	**25**	6000	**0**	1000000	**74**
vers Nord						
West Point sil.	40000	**31**	20000	**15**	70000	**54**
Forillon Sc1	180000	**17**	600000	**58**	250000	**24**
Forillon Sc2	44000	**23**	49000	**25**	100000	**52**

Fracturation-fermeture + Failles perméables TSAA et TSA

	Gaz I et II issus du Kérogène		Huile issue du Kérogène		Gaz II issu de l'Huile	
	masse (kg)	%	masse (kg)	%	masse (kg)	%
Fracturation-fermeture + Failles perméables TSAA						
BLOC CENTRE						
Sunny Bank						
Forillon inf. et sup. Sc1	55000	**30**	30000	**16**	100000	**54**
Forillon inf. et sup. Sc2 et Sc3	200000	**29**	250000	**36**	250000	**36**
Shiphead Sc1	27000	**25**	28000	**26**	53000	**49**
près FBNO						
Forillon	40000	**28**	26000	**18**	77000	**54**
Fracturation-fermeture + Failles perméables TSA						
BLOC CENTRE						
près FTL						
Flyschs	20000	**39**	1000	**2**	30000	**59**
Gascons	22000	**35**	7200	**11**	34000	**54**
West Point sil.	34000	**29**	29000	**25**	54000	**46**
West Point dev.	20000	**28**	20000	**28**	32000	**44**
Forillon	5800	**18**	17000	**53**	9500	**29**
Shiphead	16000	**31**	9600	**19**	26000	**50**
Sunny Bank						
Forillon inf. et sup. Sc1	55000	**30**	30000	**16**	100000	**54**
Forillon inf. et sup. Sc2 et Sc3	200000	**29**	250000	**36**	250000	**36**
Shiphead Sc1	27000	**25**	28000	**26**	53000	**49**
près FBNO						
West Point sil.	260000	**28**	26000	**3**	640000	**69**
Forillon	40000	**28**	26000	**18**	77000	**54**
Flyschs	480000	**35**	58000	**4**	830000	**61**