



GTEC01

Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

RAPPORT FINAL

Par

**Michel Malo
Félix-Antoine Comeau
Stephan Séjourné**

Soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

23 Septembre 2015 - Québec

Rapport de recherche 1631

Institut national de la recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement, 490 de la Couronne, Québec, Qc, G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2619 ; Télécopieur : (418) 654-2600 ; Site internet : <http://www.ete.inrs.ca/>

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	5
AVANT-PROPOS	9
LISTE DES FIGURES	11
1. INTRODUCTION	15
1.1. Mise en contexte du rapport dans le cadre des ÉES	15
1.2. Choix des analogues et intérêt de l'étude	15
1.3. Description du contenu du rapport.....	16
2. GÉOLOGIE DES BASSINS DE LA GASPÉSIE, DU BAS-SAINT-LAURENT ET DU GOLFE DU SAINT-LAURENT	18
2.1. Les zones cambro-ordoviciennes en Gaspésie.....	23
2.2. Le bassin siluro-dévonien de la ceinture de Gaspé	24
2.2.1. <i>Lithostratigraphie</i>	24
2.2.2. <i>Géologie structurale et tectonique</i>	27
2.3. Le bassin permio-carbonifère des Maritimes.....	28
2.3.1. <i>Lithostratigraphie du bassin de Madeleine</i>	29
2.3.2. <i>Géologie structurale et tectonique dans le bassin de Madeleine</i>	31
3. LA STRUCTURE DE MASSÉ.....	34
3.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Massé.....	34
3.1.1. <i>Cadre géologique régional</i>	34
3.1.2. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	35
3.1.3. <i>Estimation de la ressource</i>	36
3.2. Les analogues potentiels	36
3.3. Les dolomies hydrothermales de la Formation de Slave Point.....	37
3.3.1. <i>Localisation géographique</i>	37
3.3.2. <i>Cadre géologique</i>	41
3.3.3. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	44
3.3.4. <i>Techniques d'exploitation</i>	45
4. LA STRUCTURE DE GALT	47
4.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Galt	47
4.1.1. <i>Cadre géologique régional</i>	47
4.1.2. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	47
4.1.3. <i>Estimation de la ressource</i>	49
4.2. Les analogues potentiels	50
4.3. Le Mississippian Limestone.....	50
4.3.1. <i>Localisation géographique</i>	50
4.3.2. <i>Cadre géologique</i>	53
4.3.3. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	57
4.3.4. <i>Techniques d'exploitation</i>	58

5. LA STRUCTURE DE BOURQUE	60
5.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Bourque	60
5.1.1. <i>Cadre géologique régional</i>	60
5.1.2. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	60
5.1.3. <i>Estimation de la ressource</i>	61
5.2. Les analogues potentiels	61
6. LA STRUCTURE D’HALDIMAND	62
6.1. Les caractéristiques géologiques.....	62
6.1.1. <i>Cadre géologique régional</i>	62
6.1.2. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	62
6.1.3. <i>Estimation de la ressource</i>	63
6.2. Les analogues potentiels	64
6.3. La Formation d’Oriskany.....	65
6.3.1. <i>Localisation géographique et historique</i>	65
6.3.2. <i>Cadre géologique</i>	67
6.3.3. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	70
6.4. Le membre médian de la Formation de Bakken	71
6.4.1. <i>Localisation géographique et historique</i>	71
6.4.2. <i>Cadre géologique</i>	72
6.4.3. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	73
6.4.4. <i>Techniques d’exploitation</i>	73
7. LA STRUCTURE D’OLD HARRY.....	77
7.1. Les caractéristiques géologiques.....	77
7.1.1. <i>Cadre géologique régional</i>	77
7.1.2. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	78
7.1.3. <i>Estimation de la ressource</i>	78
7.2. Les analogues potentiels	78
7.3. Les grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord.....	80
7.3.1. <i>Localisation géographique et historique</i>	80
7.3.2. <i>Cadre géologique</i>	82
7.3.3. <i>Caractéristiques du réservoir</i>	87
7.3.4. <i>Techniques d’exploitation</i>	87
RÉFÉRENCES	88
ANNEXE 1. TABLEAU-SYNTÈSE DE LA STRUCTURE DE MASSÉ ET SON ANALOGUE	98
ANNEXE 2. TABLEAU-SYNTÈSE DES STRUCTURES DE GALT ET DE BOURQUE ET LEUR ANALOGUE.....	99
ANNEXE 3. TABLEAU-SYNTÈSE DE LA STRUCTURE D’HALDIMAND ET SES ANALOGUES	100
ANNEXE 4. TABLEAU-SYNTÈSE DE LA STRUCTURE D’OLD HARRY ET SON ANALOGUE	101

Sommaire

Le présent rapport présente des analogues aux structures géologiques québécoises dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent; il s'agit des structures géologiques de Massé, de Bourque, de Galt, d'Haldimand et d'Old Harry. Pour chacune de ces structures géologiques, nous présentons les caractéristiques géologiques d'un réservoir d'hydrocarbures analogue et du bassin sédimentaire dans lequel on le retrouve.

Dans un premier temps, nous revisitons la géologie des bassins sédimentaires de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent, dont celui de la ceinture de Gaspé qui contient les structures de Massé, de Bourque, de Galt et d'Haldimand, et du bassin des Maritimes qui contient la structure d'Old Harry. Pour chacune des structures québécoises, nous présentons son contexte géologique local dans le bassin, puis les caractéristiques du réservoir et des hydrocarbures extraits pendant les différentes phases d'exploration. Le potentiel connu de ces différentes structures est également présenté.

Dans un deuxième temps, nous présentons le cadre géologique des réservoirs d'hydrocarbures qui sont analogues aux structures québécoises, puis les caractéristiques du réservoir (type de roche, types de pièges, roches mères, caractéristiques des hydrocarbures produits). Les techniques et le type d'exploitation de ces gisements et le statut actuel des activités d'exploration et d'exploitation sont également présentés.

Géologie des bassins de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent

La Gaspésie, le Bas-Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent font partie de la province géologique des Appalaches qui sont divisées dans la région d'étude en trois grands assemblages de roches qui se succèdent dans le temps en fonction des orogénies qui ont formé les Appalaches : l'orogénie taconienne à l'Ordovicien moyen-tardif, l'orogénie acadienne au Dévonien moyen-tardif, et l'orogénie alléghanienne au Permien. Ce sont les roches du Paléozoïque inférieur qui comprend les zones de Humber et de Dunnage, les roches du Paléozoïque moyen contenues dans la ceinture de Gaspé, et les roches du Paléozoïque supérieur qui forment le bassin de Madeleine au Québec. Ces assemblages correspondent à de vastes bassins sédimentaires séparés par des discordances majeures au début des cycles de sédimentation ayant suivi les orogénies, les discordances taconienne et acadienne.

Les structures géologiques de Massé, de Bourque, de Galt et d'Haldimand se trouvent dans le bassin de roches siluro-dévonniennes de la ceinture de Gaspé qui a été plissée et faillée pendant l'orogénie acadienne. La structure d'Old Harry est géologiquement localisée dans un bassin plus jeune comprenant surtout des roches carbonifères qui ont subi des déformations par des failles pendant la formation du bassin sédimentaire et par une tectonique salifère après sa formation.

Caractéristiques des réservoirs des structures géologiques québécoises et des analogues dans d'autres bassins sédimentaires

Structure de Massé

Le réservoir de la structure de Massé se trouve dans les calcaires siluriens de la Formation de

Sayabec. Il est constitué de zones de calcaires dolomitisés et fracturés dans lesquelles une porosité secondaire s'est développée. Il s'agit d'un piège diagenétique dont la couverture est assurée par les roches à grains fins encaissant la zone dolomitisée et par les roches à grains fins de la Formation sus-jacente de la Formation de Saint-Léon. Du gaz et des venues de pétrole ont été observés lors des forages des puits Massé no.1 et no.2.

Les réservoirs associés à des dolomies hydrothermales, c'est-à-dire des carbonates transformés en dolomies résultant de la circulation de fluides hydrothermaux créant une porosité secondaire, représentent des analogues au type de réservoir trouvé dans la structure de Massé. Des champs pétroliers et gaziers associés à des dolomies hydrothermales sont connus dans le bassin de l'Ouest canadien au sein des carbonates de la Formation de Slave Point dans le nord-est de la Colombie-Britannique. C'est le champ gazier de Ladyfern dans cette formation dévonienne que nous avons choisi comme analogue de la structure de Massé.

La Formation de Slave Point est une plateforme carbonatée comprenant des complexes récifaux. Son épaisseur varie de 80 à 120 mètres et on la retrouve à des profondeurs variant de 2 000 à 3 500 mètres. Elle est recouverte par les unités argileuses des formations d'Otter Park et de Muska qui constituent la roche couverture. Le piège du réservoir est diagenétique. Des fluides hydrothermaux ont dolomitisé les calcaires engendrant une porosité pour emmagasiner les hydrocarbures.

Structure de Galt

Le réservoir de la structure de Galt se trouve dans les calcaires dévoniens de la Formation de Forillon. Il s'agit du réservoir principal qui a fait l'objet du forage horizontal de Galt no.4. D'autres réservoirs potentiels sont connus dans la structure de Galt, soit dans les formations de York River, d'Indian Cove, et d'Indian Point. Le piège est un anticlinal ouvert à faible plongée possédant une fermeture dans quatre directions. Ce sont des fractures subverticales qui contrôlent la porosité. Une porosité secondaire due à la dolomitisation est observée localement. L'épaisseur de la zone productrice dans le puits Galt no.4 est de 200 mètres. La roche couverture est assurée par les roches à grains fins de la Formation de Shiphead. Le puits Galt no.4 a été foré horizontalement sans fracturation hydraulique pour intercepter les fractures naturelles verticales contenant les hydrocarbures.

Les réservoirs avec une porosité secondaire associée à des fractures naturelles constituent des analogues pour le réservoir dans la Formation de Forillon de la structure de Galt. Les calcaires fracturés d'âge mississippien (Carbonifère inférieur), le *Mississippian Limestone*, du bassin d'Anadarko dans les états de l'Oklahoma et du Kansas, aux États-Unis, représentent l'analogue choisi pour la structure de Galt.

Les pièges dans le *Mississippian Limestone* sont de type structural et associés à des zones fracturées dans les calcaires. L'épaisseur moyenne du *Mississippian Limestone* varie de 500 à 2 500 mètres, mais les zones fracturées des réservoirs ont des épaisseurs ne dépassant pas 250 mètres d'épaisseur. On retrouve ces zones entre 500 et 2 500 mètres. Les hydrocarbures ont été exploités initialement dans les années 1940 par des puits verticaux, alors que des puits horizontaux sont utilisés depuis 2007. Dans certains cas, on a recours à la fracturation hydraulique dans ces puits horizontaux pour augmenter la perméabilité et la production.

Structure de Bourque

Les récifs de la Formation de West Point constituaient la cible initiale des puits Bourque no.1 et no.2. Les récifs dévoniens de Leduc en Alberta représentaient l’analogie recherché pour ces puits. Les puits Bourque no.1 et no.2 ont toutefois traversé des zones de calcaires fracturés dans le Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé. Les réservoirs rencontrés sont dans la Formation de Forillon. Une zone poreuse de plus de 100 mètres a été notée à partir de 1 465 mètres dans le puits Bourque no.1, tandis que le puits Bourque no.2 a traversé deux zones de 300 mètres d’épaisseur avec des caractéristiques de réservoir. Du gaz naturel et des condensats ont été récupérés dans le puits Bourque no.2. Une porosité vacuolaire est rencontrée dans les calcaires de la Formation de Forillon, mais les zones saturées en hydrocarbures sont dans des calcaires très fracturés. Les roches silicoclastiques à grains fins de la Formation sus-jacente de Shiphead représentent la roche couverture.

Tout comme pour la structure de Galt, ce sont les calcaires fracturés de la Formation de Forillon qui représentent le réservoir ciblé ayant emmagasiné des hydrocarbures. Le *Mississippian Limestone* du bassin d’Anadarko représente donc le même analogue pour les deux structures de Bourque et de Galt.

Structure d’Haldimand

Les grès de la Formation de York River représentent le réservoir ciblé dans la structure d’Haldimand. Il s’agit d’un piège stratigraphique, soit une ou plusieurs zones poreuses dans l’ensemble de la formation. Les roches silicoclastiques à grains plus fins au sein même de la formation constituent la roche couverture. Ces faciès plus fins peuvent limiter les zones poreuses latéralement ou verticalement. La porosité principale est reliée à des fractures sub-verticales. La porosité primaire de la matrice des grès est faible et parfois saturée en pétrole et gaz naturel. En utilisant les fractures naturelles verticales, il n’a pas été nécessaire de recourir à la fracturation hydraulique dans le puits Haldimand no.4 qui a été foré horizontalement.

Le réservoir de grès à faible perméabilité primaire de la structure d’Haldimand peut être considéré comme un réservoir étanche de grès (*tight sand oil*). Les grès dévoniens de la Formation d’Oriskany, dans la partie nord-est du bassin des Appalaches aux États-Unis, sont un bon équivalent des grès de la Formation de York River. Toutefois, l’essentiel de la production d’hydrocarbures au sein des grès de la Formation d’Oriskany consiste en du gaz naturel. Étant donné que la structure d’Haldimand semble produire principalement du pétrole, les grès du membre médian de la Formation de Bakken, située au Dakota du Nord et en Saskatchewan dans le bassin de Williston, sont également choisis comme analogues.

Les grès dévoniens de la Formation d’Oriskany font partie du bassin des Appalaches dans le nord-est des États-Unis. Le gaz naturel a été exploité principalement en Virginie-Occidentale dans le champ d’Elk-Poca dans les années 1930, puis en Pennsylvanie dans le champ d’Erie dans les années 1940. L’épaisseur des grès de la Formation d’Oriskany varie de 15 à 100 mètres, mais l’épaisseur des zones réservoirs varie de 2 à 50 mètres. La formation se retrouve à des profondeurs de 500 à 2 500 mètres. Les réservoirs sont constitués de grès étanches dont la porosité est dominée par de fractures, bien qu’une porosité primaire importante (jusqu’à 20%)

puisse être observée localement. La très grande majorité des champs d'hydrocarbures au sein de la Formation d'Oriskany contient essentiellement du gaz naturel qui a été exploité principalement de façon conventionnelle.

Le membre médian de la Formation de Bakken est une unité de grès du Dévonien supérieur et du Mississippien inférieur faisant partie du bassin de Williston, présent au Canada en Saskatchewan et au Manitoba, et aux États-Unis au Dakota du Nord et au Montana. Le grès du membre médian de la Formation de Bakken forme un réservoir de grès étanche (*tight sand oil*) dont l'épaisseur est mince, de l'ordre de 2 à 10 mètres. La porosité est faible et la porosité secondaire de fractures contrôle la production de cette unité. Le pétrole de ce grès étanche est exploité grâce à la technologie des forages horizontaux combinés à la fracturation hydraulique.

Structure d'Old Harry

Les unités réservoirs ciblées dans la structure d'Old Harry se situent dans des formations silicoclastiques des groupes de Macumber et de Pictou au-dessus des unités du Groupe de Windsor. Ce sont des roches du Carbonifère supérieur. Il n'y a eu aucun forage dans la structure d'Old Harry et il n'est pas possible de donner les caractéristiques du réservoir. On peut toutefois donner les caractéristiques pétrographiques et stratigraphiques des unités lithostratigraphiques potentielles pour la roche réservoir et de couverture. C'est la Formation de Bradelle qui pourrait constituer le réservoir. Cette formation est constituée de grès d'une épaisseur de 30 mètres dans les autres puits déjà forés dans le golfe du Saint-Laurent et on a noté une porosité primaire pouvant atteindre 10%. Les grès de la Formation de Brion Island du Groupe de Cumberland pourraient aussi être un réservoir potentiel. La Formation de Green Gables constituée de shales dans le secteur de la structure d'Old Harry représente la roche couverture.

Les grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord représentent l'analogie choisi pour la structure d'Old Harry. Ces grès fluviatiles se retrouvent dans le Groupe de Conybeare, plus particulièrement dans la Formation de Schooner. Les réservoirs sont dans des pièges stratigraphiques constitués de chenaux de grès à l'intérieur d'une séquence de mudstones qui assurent l'étanchéité des réservoirs. Les lits de grès varient de 1 à 25 mètres pouvant atteindre 50 mètres. La porosité primaire est en moyenne de 12%. La couverture ultime des réservoirs est assurée par les évaporites des groupes de Rotliegend et d Zechstein.

Avant-propos

Le présent rapport s'adresse à la Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles (DGHB) du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN). Ce rapport a été réalisé suite à un mandat donné par la DGHB à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) afin de réaliser une étude pour analyser des bassins géologiques comparables à ceux dans lesquels se trouvent les prospectes en hydrocarbures dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent. Cette étude s'inscrit dans le Chantier technique des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) du gouvernement du Québec. La première ÉES porte sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures au Québec et la deuxième sur l'île d'Anticosti. Cette étude s'inscrit plus particulièrement dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles du début de 2015 suite au bilan des connaissances actuelles en matière des hydrocarbures réalisé par le gouvernement du Québec à l'automne 2014.

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

Liste des figures

Figure 1 – Carte géologique simplifiée des Appalaches canadiennes montrant les zones du Paléozoïque inférieur et l'ensemble des bassins du Paléozoïque supérieur.....	19
Figure 2 – Carte géologique simplifiée des Appalaches de la Gaspésie et de la partie orientale du Bas-Saint-Laurent montrant les divisions lithostratigraphiques des trois grands assemblages de roches paléozoïques des Appalaches canadiennes	20
Figure 3 – Principales divisions tectonostratigraphiques des zones de Humber et de Dunnage du nord de la Gaspésie	21
Figure 4 – Carte des zones structurales acadiennes en Gaspésie et des principaux plis et failles ..	22
Figure 5 – Colonne stratigraphique simplifiée des roches de la ceinture de Gaspé.....	25
Figure 6 – Contexte géologique régional du bassin des Maritimes et localisation du bassin de Madeleine	29
Figure 7 – Lithostratigraphie du bassin de Madeleine	31
Figure 8 – Contexte tectonique de la formation du bassin des Maritimes pendant la collision continentale finale des Appalaches	32
Figure 9 – Vue en coupe du style structural des failles de coulissage subverticales	33
Figure 10 – Localisation des dômes de sel et de l'étendue de la zone de retrait évaporitique dans le bassin de Madeleine	33
Figure 11 – Localisation des structures de Massé, de Bourque, de Galt et d'Haldimand et des forages pétroliers et gaziers dans la région du Bas-Saint-Laurent – Gaspésie.....	35
Figure 12 – Carte de la localisation des champs d'hydrocarbures associés aux dolomies hydrothermales dans le Black River/Trenton, nord-est des États-Unis	37
Figure 13 – Carte géologique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.....	38
Figure 14 – Projection en surface de la distribution du Groupe de Beaverhill Lake au sein du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.....	39
Figure 15 – Stratigraphie du Groupe de Beaverhill Lake	39
Figure 16 – Coupe structurale au sein du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.....	40
Figure 17 – Distribution des champs gaziers au sein de la Formation de Slave Point en Colombie-Britannique	41
Figure 18 – Distribution de l'épaisseur de la phase transgressive du Groupe de Beaverhill Lake, soit les formations de Slave Point et de Swan Hills	42
Figure 19 – Colonne stratigraphique du Dévonien moyen du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.....	43
Figure 20 – Architecture du Dévonien moyen dans le nord-est de la Colombie-Britannique	43

Figure 21 – Modèle diagénétique du contrôle par les failles de la circulation des fluides hydrothermaux au sein de la Formation de Slave Point, basé sur le réservoir de Ladyfern situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique	45
Figure 22 – Éléments structuraux et domaines magnétiques du socle dans le nord-est de la Colombie-Britannique	46
Figure 23 – Coupe structurale schématique de direction N-S de la structure de Galt montrant les premiers forages et les réservoirs potentiels	48
Figure 24 – Schéma approximatif du forage horizontal de Galt no.4	49
Figure 25 – Carte de localisation du bassin d’Anadarko	51
Figure 26 – Carte des puits pétroliers et gaziers forés au sein du <i>Mississippian Limestone</i>	52
Figure 27 – Coupe structurale généralisée du bassin d’Anadarko	53
Figure 28 – Étapes de développement du bassin d’Anadarko	54
Figure 29 – Carte paléogéographique du bassin d’Anadarko durant le Mississippien	55
Figure 30 – Colonne stratigraphique généralisée du bassin d’Anadarko.....	56
Figure 31 – Carte isopaque du <i>Mississippian Limestone</i>	57
Figure 32 – Le forage horizontal possède une longueur de contact avec la formation productrice plus grande que le puits vertical.....	59
Figure 33 – Géologie de la structure d’Haldimand	63
Figure 34 – Schéma conceptuel des différents types de ressources d’hydrocarbures.....	65
Figure 35 – Localisation du bassin des Appalaches aux États-Unis	66
Figure 36 – Localisation de l’Oriskany Sandstone au sein du bassin des Appalaches aux États-Unis	66
Figure 37 – Stratigraphie du bassin des Appalaches.....	68
Figure 38 – Coupe schématique du bassin des Appalaches	69
Figure 39 – Relation stratigraphique entre l’Oriskany Sandstone et les roches mères des formations de Needmore et de Marcellus	71
Figure 40 – Localisation du bassin de Williston	72
Figure 41 – Stratigraphie du bassin de Williston	74
Figure 42 – Carte de l’épaisseur de la séquence sédimentaire du bassin de Williston aux États-Unis	75
Figure 43 – Schéma des six séquences stratigraphiques formant la séquence sédimentaire du bassin de Williston	76
Figure 44 – Localisation de la structure d’Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent ainsi que des puits Bradelle et de l’Île Brion	77
Figure 45 – Configuration des continents actuels au sein de la Pangée, à la fin du Carbonifère...	79

Figure 46 – Carte paléogéographique de l’Europe au Carbonifère (Mississippien).....	80
Figure 47 – Localisation du bassin permien dans la partie sud de la Mer du Nord	81
Figure 48 – Éléments structuraux de la partie sud de la Mer du Nord.....	82
Figure 49 – Stratigraphie du bassin permien de la partie sud de la Mer du Nord.....	84
Figure 50 – Coupe structurale du bassin permien dans la partie sud de la Mer du Nord.....	85
Figure 51 – Stratigraphie du Carbonifère dans la partie sud de la Mer du Nord	86

1. Introduction

1.1. Mise en contexte du rapport dans le cadre des ÉES

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a rendu public son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel inclut la réalisation de deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) : une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une spécifique à l'île d'Anticosti. L'ÉES Anticosti s'intégrera à l'ÉES globale, et ce, tout en permettant un éclairage spécifique à l'île d'Anticosti.

La réalisation des ÉES se traduit en cinq grands chantiers : environnement, société, économie, transport et aspects techniques. Ce rapport cadre dans le chantier portant sur les aspects techniques, qui doit couvrir les aspects concernant les meilleures pratiques et technologies dans l'industrie pétrolière et gazière pendant l'exploration et l'exploitation des ressources.

1.2. Choix des analogues et intérêt de l'étude

L'objectif de l'étude est d'identifier les bassins géologiques qui présentent des caractéristiques comparables à celles des structures géologiques québécoises dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent afin d'améliorer les connaissances sur le potentiel de ces structures et sur les enjeux techniques qui pourraient leur être associés.

Les analogues des structures géologiques québécoises sont des champs de gaz ou de pétrole qui sont en exploitation. Ils ont été choisis en fonction de plusieurs critères :

- le contexte stratigraphique et tectonique du bassin géologique qui contient ces champs en exploitation;
- le type de roches qui forme le réservoir contenant les hydrocarbures;
- le type de réservoir (conventionnel ou non) et ses caractéristiques (porosité, perméabilité);
- le type de piège dans lequel on trouve le réservoir.

Le principal élément d'analogie est le type de réservoir, c'est-à-dire le type de roches qui forment le réservoir. Dans le cas de la structure de Massé et des réservoirs de la Formation de Slave Point dans l'Ouest canadien (Annexe 1), il s'agit de réservoirs constitués de dolomies hydrothermales (en anglais, *hydrothermal dolomite*), c'est-à-dire des calcaires dolomités par le passage de fluides hydrothermaux. Pour les structures géologiques de Galt et de Bourque, nous avons choisi les réservoirs au sein du Mississippian Limestone dans les États de l'Oklahoma et du Kansas (Annexe 2). Le réservoir de la structure d'Haldimand est constitué d'un grès à faible porosité, tout comme les réservoirs de la Formation d'Oriskany dans les Appalaches de l'Est américain et ceux du membre médian de la Formation de Bakken dans le bassin de Williston de l'Ouest canadien (Annexe 3). L'Oriskany produit surtout du gaz naturel, tandis que le Bakken est un producteur de pétrole. Les réservoirs recherchés dans la structure d'Old Harry se trouveraient dans des grès fluviatiles avec une bonne porosité (Annexe 4). Les réservoirs exploités dans les roches carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord sont très semblables. Les formations géologiques de la structure d'Old Harry et de la Mer du Nord près des côtes de l'Allemagne et de la Hollande se sont déposées au même moment pendant le Carbonifère et dans des bassins

voisins qui ont ensuite été séparés par l'ouverture de l'océan Atlantique actuel. Les champs d'hydrocarbures sont en milieu marin tout comme les réservoirs recherchés dans la structure d'Old Harry.

Des réservoirs semblables seront souvent exploités par des techniques semblables. C'est ici que réside l'intérêt d'identifier des champs en exploitation qui pourraient nous indiquer comment seront éventuellement exploités les réservoirs au sein des structures géologiques que nous avons étudiées. Les réservoirs dans des dolomies hydrothermales comme ceux dans la Formation de Slave Point possèdent une très bonne porosité. Ils contiennent des ressources conventionnelles exploitées par des forages verticaux (Annexe 1). Les réservoirs dans des calcaires fracturés comme dans le Mississippian Limestone contiennent des ressources conventionnelles. On a recours à des forages horizontaux pour recouper les fractures souvent verticales de manière à augmenter la production (Annexe 2). Les réservoirs dans des grès à faible porosité dans le membre médian de la Formation de Bakken utilisent des forages horizontaux avec la fracturation hydraulique (Annexe 3). Des réservoirs semblables avec des fractures naturelles peuvent toutefois être exploités sans fracturation hydraulique avec des forages horizontaux comme pour les réservoirs de calcaires fracturés. Les champs d'hydrocarbures de la Mer du Nord sont exploités en milieu marin par des forages verticaux (Annexe 4). Des forages horizontaux sont parfois utilisés dans le cas des réservoirs fracturés dans la partie sud de la Mer du Nord (Annexe 4).

D'autres analogues auraient pu être choisis, mais nous croyons que ceux que nous avons retenus sont représentatifs des types de réservoirs qui sont recherchés par les compagnies d'exploration dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent, et du golfe du Saint-Laurent.

1.3. Description du contenu du rapport

Dans le présent rapport, nous présentons des analogues aux structures géologiques québécoises dans les régions de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent; il s'agit des structures géologiques de Massé, de Bourque, de Galt, d'Haldimand et d'Old Harry. Pour chacune de ces structures géologiques, nous présentons les caractéristiques géologiques d'un gisement d'hydrocarbures analogue et du bassin sédimentaire dans lequel on le retrouve.

Dans un premier temps, nous revisitons la géologie des bassins sédimentaires de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent, dont celui de la ceinture de Gaspé qui contient les structures de Massé, de Bourque, de Galt et d'Haldimand, et du bassin des Maritimes qui contient la structure d'Old Harry. Pour chacune des structures québécoises, nous présentons son contexte géologique local dans le bassin, puis les caractéristiques du réservoir et des hydrocarbures extraits pendant les différentes phases d'exploration. Le potentiel connu de ces différentes structures est également présenté.

Dans un deuxième temps, nous présentons le cadre géologique des gisements d'hydrocarbures qui sont analogues aux structures québécoises, puis les caractéristiques du réservoir (type de roche, types de pièges, roches mères, caractéristiques des hydrocarbures produits). Les techniques et le type d'exploitation de ces gisements et le statut actuel des activités d'exploration et d'exploitation sont également présentés.

En dépit de la proximité des caractéristiques géologiques des analogues avec les structures québécoises il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de formuler des prévisions quant aux paramètres de production future des structures québécoises sur la base d'une comparaison simple et directe avec ces analogues. Ceci est dû aux incertitudes qui demeurent quant aux paramètres réservoirs des structures, et au fait que les méthodes de production pour les analogues ont évolué au cours du temps et qu'il n'est pas toujours possible de distinguer ces différentes méthodes, même lorsque des historiques de production et des courbes de déclin sont disponibles. La comparaison qui est présentée ici entre certaines structures québécoises et leurs analogues potentiels doit donc être comprise dans une démarche de mise en contexte géologique qui vise à mieux comprendre les enjeux et les difficultés de l'exploration et de la production de ces structures, mais ce travail ne saurait être utilisé à des fins prédictives quant à la production future et aux méthodes qui seront retenues pour optimiser cette production.

2. Géologie des bassins de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent

La Gaspésie, le Bas-Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent sont situés au sein de la chaîne des Appalaches canadiennes, une chaîne de montagnes formée par différentes orogénies paléozoïques. Trois principales orogénies ont façonné les Appalaches canadiennes dans le segment oriental des Appalaches du Québec, il s'agit des orogénies : taconienne à l'Ordovicien, acadienne au Silurien-Dévonien et alléghanienne au Permien-Carbonifère. Les Appalaches canadiennes ont été divisées en quatre grands assemblages de roches qui se succèdent dans le temps en fonction de ces processus orogéniques (Williams, 1995). Ce sont les roches du Paléozoïque inférieur, divisées en zones, les roches du Paléozoïque moyen, divisées en ceintures, les roches du Paléozoïque supérieur, formant le bassin des Maritimes et les roches du Mésozoïque, reconnues dans la baie de Fundy en Nouvelle-Écosse (Figure 1) (Williams, 1995). Ces grands assemblages correspondent principalement à des bassins sédimentaires qui se répartissent géographiquement au Québec depuis les plus vieux accolés au Bouclier canadien (les zones du Paléozoïque inférieur; plate-forme de carbonates, zones de Humber et de Dunnage; Figure 1) vers les plus jeunes en bordure de l'océan Atlantique (les bassins du Paléozoïque supérieur; roches carbonifères et plus jeunes; Figure 1). Les ceintures de roches du Paléozoïque moyen se situent entre les deux autres assemblages des points de vue spatial et temporel (ceintures du Paléozoïque moyen; roches siluro-dévoniennes; Figure 1). Dans le segment oriental des Appalaches du Québec, on reconnaît les trois premiers assemblages de roches du Paléozoïque. Dans l'ensemble du Québec, on ne reconnaît pas de roches sédimentaires mésozoïques, mais des plutons crétacés sont présents dans le sud du Québec, les collines montréalaises, et deux dykes mésozoïques ont été répertoriés à l'île d'Anticosti.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

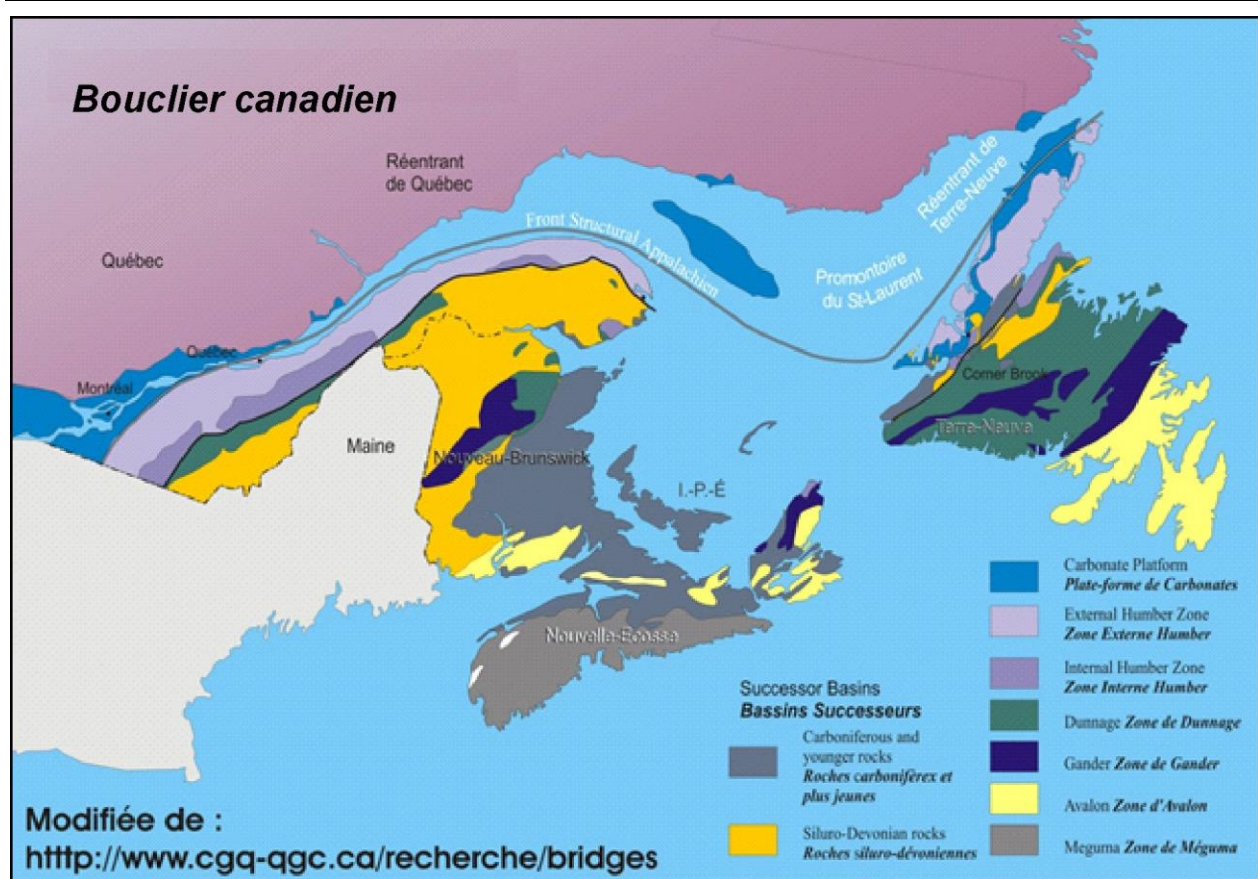


Figure 1 – Carte géologique simplifiée des Appalaches canadiennes montrant les zones du Paléozoïque inférieur (Plate-forme de Carbonates, Zone Externe de Humber, Zone Interne de Humber, Zone de Dunnage, Zone de Gander, Zone d’Avalon, Zone de Méguma, l’ensemble des ceintures du Paléozoïque moyen (Roches siluro-dévonniennes), et l’ensemble des bassins du Paléozoïque supérieur (Roches carbonifères et plus jeunes). Modifiée du site internet : <http://www.cgq-qgc.ca/recherche/bridges>.

La Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent sont formés des roches du Paléozoïque inférieur (communément appelées le Cambro-Ordovicien), des roches du Paléozoïque moyen (communément appelées le Siluro-Dévonien), et des roches du Paléozoïque supérieur. Le golfe du Saint-Laurent est entièrement inclus dans les roches du Paléozoïque supérieur. Le Cambro-Ordovicien de la Gaspésie comprend les zones de Humber et de Dunnage des Appalaches canadiennes (Figure 2). La zone de Humber représente l’ancienne marge passive continentale de Laurentia tandis que la zone de Dunnage représente les vestiges de l’océan ordovicien Iapetus, à l’est de Laurentia. Les roches siluro-dévonniennes de la Gaspésie sont incluses dans la ceinture de Gaspé, un des bassins successeurs de l’orogénie taconienne du Paléozoïque moyen des Appalaches (Figure 2). Enfin, les roches du Paléozoïque supérieur font partie du bassin des Maritimes et comprennent, en Gaspésie, des roches du Dévonien supérieur et du Carbonifère inférieur, tandis que dans le golfe du Saint-Laurent, la séquence s’étend jusqu’au Permien inférieur. Les roches cambro-ordoviciennes ont été affectées par les deux premières orogénies des Appalaches, les orogénies taconienne (Ordovicien moyen à tardif) et acadienne (Silurien à Dévonien moyen), tandis que les roches siluro-dévonniennes ont été déformées principalement par

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

l'orogénie acadienne. L'orogénie salinique (van Staal et al., 2009) ayant affecté principalement les Appalaches du Nouveau-Brunswick au Silurien a également eu des effets éloignés vers le nord dans les roches de la ceinture de Gaspé et engendré une discordance à la fin du Silurien, la discordance salinique (Bourque et al., 2001; Bourque, 2001; Malo, 2001). En Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent, les roches des trois assemblages du Paléozoïque sont peu affectées par l'orogénie alléghanienne, tandis que c'est cette orogénie alléghanienne qui a affecté les roches du bassin des Maritimes dans le golfe du Saint-Laurent.

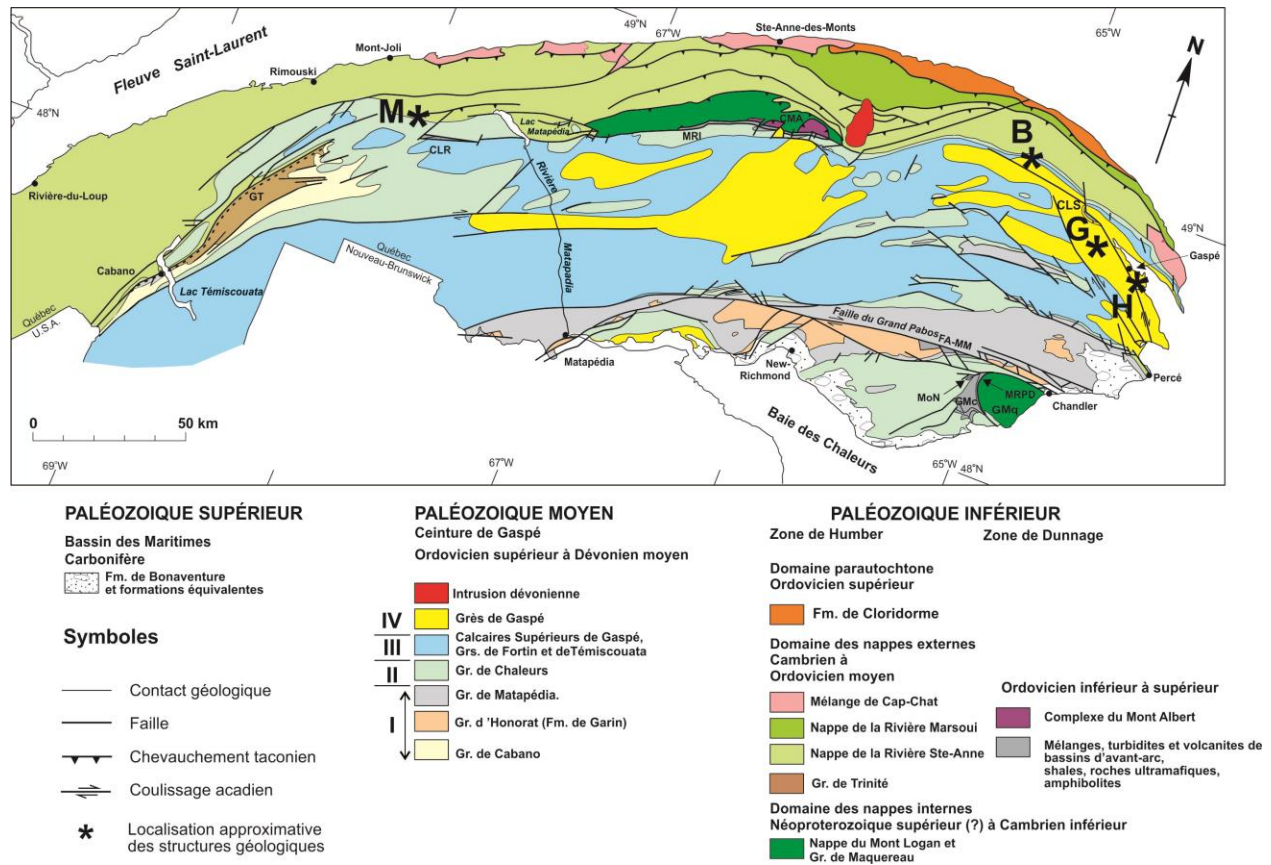


Figure 2 – Carte géologique simplifiée des Appalaches de la Gaspésie et de la partie orientale du Bas-Saint-Laurent montrant les divisions lithostratigraphiques des trois grands assemblages de roches paléozoïques des Appalaches canadiennes. B : Bourque, CLR : Complexe de la Rédemption, CLS : Complexe de Lady Step, CMA : Complexe du Mont-Albert, FA : Formation d'Arsenault, G : Galt, GMc : Groupe de Mictaw, GMq : Groupe de Maquereau, GT : Groupe de Trinité, H : Haldimand, M : Massé, MM : Mélange de McCrea, MoN : Mélange ophiolitique de Nadeau, MRI : Mélange du Ruisseau Isabelle, MRPD : Mélange de la Rivière Port-Daniel; I, II, III, IV : ensemble lithostratigraphique de la ceinture de Gaspé.

Dans le segment oriental des Appalaches du Québec, l'orogénie taconienne est le résultat de la collision entre la marge passive de Laurentia (zone de Humber) et un arc magmatique continental développé au-dessus d'une zone de subduction inclinée vers l'est (De Broucker, 1987), suivie de

l'obduction d'une large nappe ophiolitique, le Complexe du Mont Albert (voir plus bas) (Pincivy et al., 2003; Malo et al., 2008). Les vestiges de l'arc magmatique et de la croûte océanique obductée se retrouvent dans les différents mélanges de la zone de Dunnage (Figure 2). L'orogénie taconienne s'est déroulée pendant l'Ordovicien tardif entre 459 et 448 Ma (Figure 3) (Malo et al., 2008). L'orogénie acadienne est interprétée comme le résultat de la collision continentale entre la terrane d'Avalon le long de la marge irrégulière de Laurentia et les terranes taconiennes déjà accrétées (Malo et al., 1995). L'orogénie acadienne en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent n'inclut pas les processus orogéniques de l'orogénie néo-acadienne liés plus spécifiquement à l'accrétion de la terrane de Méguma et qui ont eu lieu dans les Appalaches des provinces maritimes (van Staal et al., 2009). Les processus de collision acadiens de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent se sont déroulés du Silurien précoce (Wenlockien) jusqu'au Dévonien moyen (Malo, 2001).

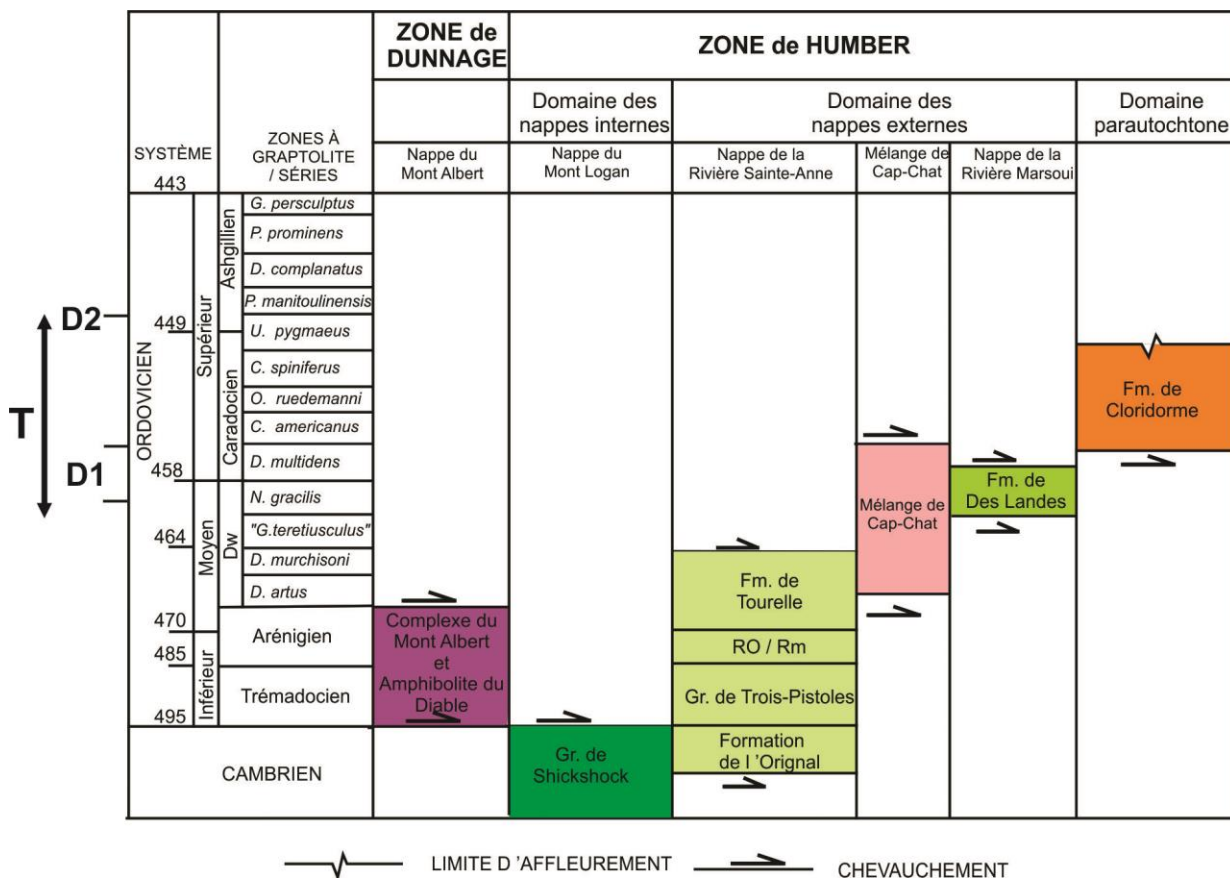


Figure 3 – Principales divisions tectonostratigraphiques des zones de Humber et de Dunnage du nord de la Gaspésie. D1 : 1^{ère} phase de déformation, D2 : 2^e phase de déformation, Fm. : formation, Gr. : groupe, T : orogénie taconienne, RO : Formation de Rivière-Ouelle, Rm : Formation de Romieu.

D'une façon globale, l'évolution de l'orogénie acadienne en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent s'est faite selon trois stades successifs (Figure 4). En premier, le stade distensif correspondant à la phase de déformation précoce contemporaine de l'orogénie salinique au

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

Nouveau-Brunswick (van Staal et al., 2009). Elle a produit des failles listriques normales et une géométrie en blocs basculés, avec des variations importantes dans l'épaisseur des formations. La déformation distensive a affecté les couches du Llandovérien supérieur jusqu'au Praguien (Bourque, 2001). Ensuite, le stade compressif correspondant aux premières étapes de la phase de déformation principale acadienne a conduit à la formation d'une ceinture de chevauchement (Kirkwood, 1995; Kirkwood et al., 2004). Cette déformation affecte toutes les roches siluro-dévonniennes de la ceinture de Gaspé. Finalement, le stade coulissant correspondant à l'étape ultime de la phase de déformation acadienne qui a produit les grandes failles dextres qui découpent la Gaspésie et le long desquelles on note des déplacements latéraux importants, comme les failles du Grand Pabos, du Bras Nord-Ouest, de Grande-Rivière, ou encore de Shickshock Sud (Figure 2).

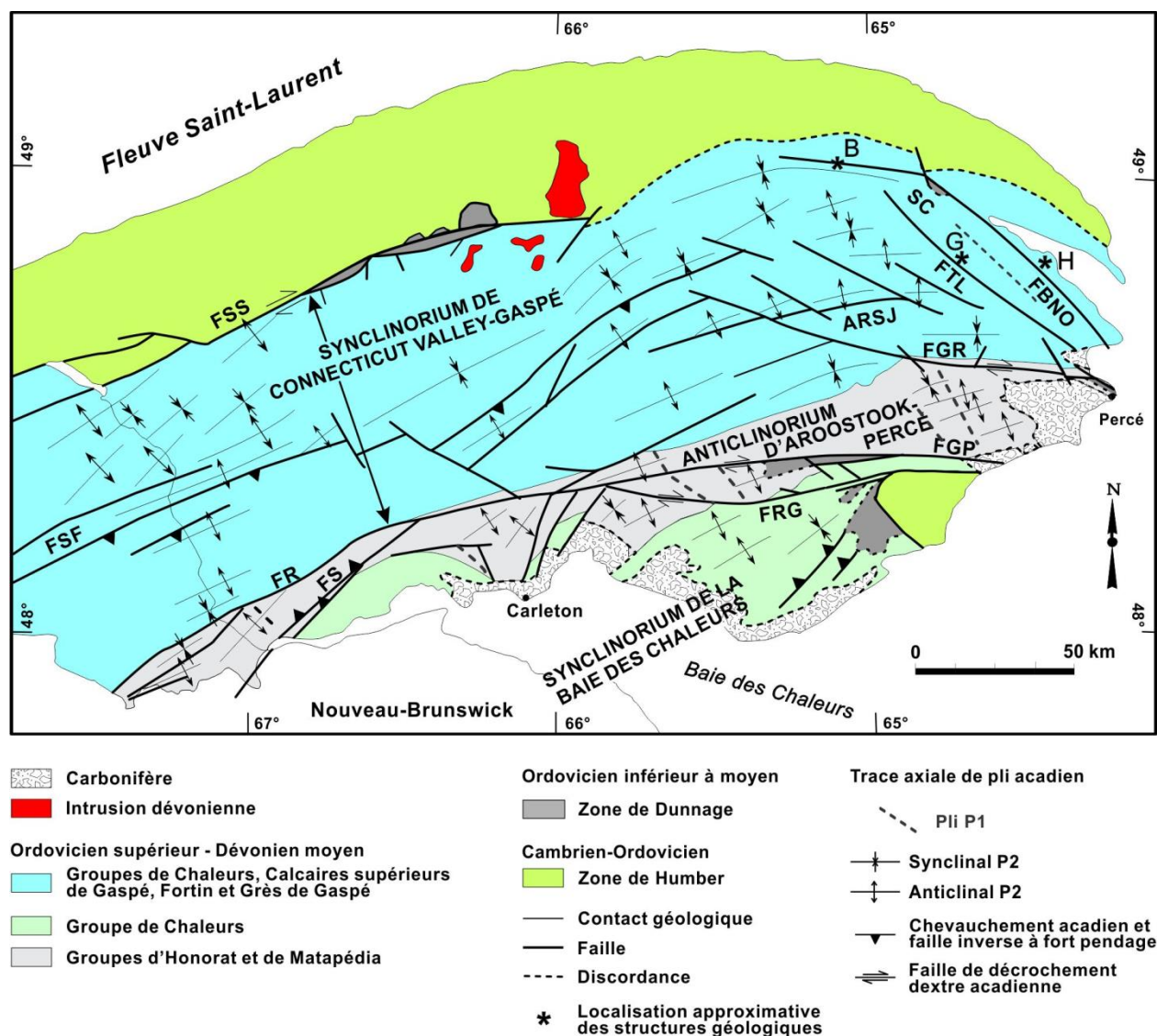


Figure 4 – Carte des zones structurales acadiennes en Gaspésie et des principaux plis et failles. ARJN : anticlinal de la Rivière Saint-Jean, B : Bourque, FBNO : faille du Bras

Nord-Ouest, FGP : faille du Grand Pabos, FGR : faille de Grande-Rivière, FRG : faille de Rivière Garin, FR : faille de Restigouche, FS : faille de Sellarsville, FSF : faille de Sainte-Florence, FSS : faille de Shickshock Sud, FTL : faille du Troisième Lac, G : Galt, SC : synclinal de Champou, H : Haldimand.

L'orogénie alléghanienne est le résultat de la collision continentale finale du paléo-continent de Gondwana sur l'ancien craton nord-américain de Laurentia, collision qui a entraîné la formation du supercontinent Pangée. Cette collision oblique a entraîné de grandes failles de coulissage dextre qui ont réactivé des failles normales précoces. Le bassin des Maritimes s'est développé en grande partie pendant cette collision oblique qui a entraîné la formation de sous-bassins de types *pull-apart* et des zones locales de déformation en transpression. La présence de couches importantes de dépôts évaporitiques dans la séquence stratigraphique du bassin des Maritimes a entraîné une tectonique salifère et la formation de dômes de sel.

2.1. Les zones cambro-ordoviciennes en Gaspésie¹

La zone de Humber en Gaspésie comprend un ensemble de nappes, chacune possédant sa stratigraphie propre (Figure 3). La nappe du Mont Logan et le Groupe de Maquereau, au sud (Figure 2), correspondant au domaine interne de la zone de Humber comprennent les roches les plus vieilles, les roches volcaniques et les grès arkosiques des groupes de Shickshock et de Maquereau, reflétant les faciès de la phase de rifting. La nappe de la Rivière Sainte-Anne, du domaine des nappes externes, contient des roches allant du Cambrien à l'Ordovicien moyen et ayant enregistré la plus grande partie de l'histoire sédimentaire cambro-ordovicienne de la marge de Laurentia. Ce sont les roches du prisme de marge passive représenté par les grès, mudstones, siltstones et conglomérats de la Formation de l'Original, des formations de Saint-Damase, de Kamouraska et de Rivière-du-Loup du Groupe de Trois-Pistoles et des formations de Rivière Ouelle et de Romieu (Figure 3). Les grès verts en bancs épais et massifs caractéristiques de la Formation de Tourelle au sein de la nappe de la Rivière Sainte-Anne représentent les dépôts syn-orogéniques taconiens. La nappe de la Rivière Marsoui est formée de mudstone et siltstone noirs, souvent chertueux, de la Formation de Des Landes. C'est la partie profonde du bassin d'avant-pays, ce dernier étant représenté par les turbidites de la Formation de Cloridorme du domaine parautochtone taconien de la Gaspésie (Figure 3) (Slivitzky et al., 1991). Le Mélange de Cap Chat de la zone de Humber est une unité chaotique composée de blocs de toutes tailles, jusqu'à plus d'un kilomètre de longueur, dans une matrice silicoclastique fine. Les blocs sont formés principalement de lithologies des formations de Rivière Ouelle, de Tourelle, de Des Landes et de l'Original (Slivitsky et al., 1991; Cousineau, 1998; Pinet, 2011).

La zone de Dunnage est représentée par les ophiolites du Complexe du Mont Albert et sa semelle amphibolitique, l'Amphibolite du Diable (Figure 3), et une série de mélanges tectoniques et/ou olistostromaux sédimentaires le long de grandes failles (Shickshock Sud, Bras Nord-Ouest, Grand Pabos; Figure 2). Ces boutonnières contiennent des serpentinites (Mélange du Ruisseau

¹ Cette description s'applique également à la partie orientale du Bas-Saint-Laurent qui inclut la structure de Massé.

Isabelle, Mélange de McCrea, Mélange ophiolitique de Nadeau, Mélange de la Rivière Port-Daniel), des roches volcaniques (Complexe de Lady Step), des turbidites de bassin d'avant-arc (formations d'Arsenault et de Neckwick), et des shales noirs (mélanges du Ruisseau Isabelle, de McCrea, de la Rivière Port-Daniel), et des amphibolites (Mélange ophiolitique de Nadeau) (De Broucker, 1987; Malo et al., 1992; De Souza et al., 2012).

Les grandes structures régionales de la zone de Humber sont des grands chevauchements de direction NE-SO à ENE-OSO avec des plis de même direction (Figure 2). Le transport structural le long de ces failles est vers le NO et les plis sont déversés dans la même direction. Cette géométrie est le résultat de trois phases de déformation dont deux sont associées à l'orogénie taconienne (D1 et D2) et une troisième à l'orogénie acadienne. Les trois phases de déformation sont reconnues dans les nappes internes et externes, tandis que le domaine parautochtone n'a pas été affecté par la déformation taconienne D1. Le transport tectonique des nappes dans la zone de Humber s'est fait dans un style de *piggy-back*, c'est-à-dire en transportant, du sud vers le nord, les roches les plus vieilles sur les roches les plus jeunes (Malo et al., 2008).

La déformation régionale enregistrée dans les roches de la zone de Dunnage est acadienne. Dans les boutonnières du sud de la Gaspésie (Maquereau-Mictaw et McCrea-Arsenault), les plis sont droits, à faible plongée, et de direction NE-SO. Un clivage ardoisier de même direction est aussi bien développé.

2.2. Le bassin siluro-dévonien de la ceinture de Gaspé²

2.2.1. Lithostratigraphie

La ceinture de Gaspé se divise en trois zones structurales qui sont, du nord au sud : le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, l'anticlinorium d'Aroostook-Percé et le synclinorium de la Baie des Chaleurs (Figure 4). La stratigraphie générale des roches siluriennes et dévoniennes varie entre le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, au nord de la Gaspésie, et le synclinorium de la Baie des Chaleurs, au sud. Les roches volcaniques siluriennes et dévoniennes de la ceinture de Gaspé (Figure 5) témoignent par ailleurs d'un environnement tectonique localement en extension, principalement pendant le Pridolien et le Lochkovien.

Trois discordances majeures marquent la séquence stratigraphique de la ceinture de Gaspé (Figure 4) : la discordance taconienne qui sépare les roches cambro-ordoviciennes des zones de Humber et de Dunnage de celles siluro-dévoniennes de la ceinture de Gaspé, la discordance salinique qui se situe à l'intérieur de la séquence de la ceinture de Gaspé (Silurien supérieur) et finalement la discordance acadienne qui sépare les roches du Carbonifère de celles plus vieilles des zones de Humber et de Dunnage, et de la ceinture de Gaspé.

Les roches de la ceinture de Gaspé s'étendent de l'Ordovicien supérieur (Caradocien) au Dévonien supérieur (Frasnien). La figure 5 présente une colonne stratigraphique simplifiée de la ceinture de Gaspé. Cette séquence stratigraphique comporte quatre grands ensembles

² La ceinture de Gaspé s'étend de la Gaspésie vers le sud du Québec, incluant le Bas-Saint-Laurent. Cette description s'applique donc à la partie orientale du Bas-Saint-Laurent qui inclut la structure de Massé.

lithostratigraphiques et temporels.

L'ensemble lithostratigraphique I (Figure 5), le plus vieux, comprend les roches silicoclastiques et les carbonates à grains fins d'eau profonde des groupes d'Honorat et de Matapédia, de l'Ordovicien supérieur-Silurien inférieur (Caradocien-Llandovertien), qui correspondent aux sédiments turbiditiques qui ont comblé le bassin successeur post-taconien (Figure 5). On retrouve cet ensemble principalement dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, (Figure 5). L'Honorat est une unité terrigène de claystone, mudstone, siltstone, grès lithique et quartzeux, conglomérat et calcaire silteux. Le Groupe de Matapédia sus-jacent est dominé par les carbonates, formé à sa base par une unité de mudstone calcaireux à calcaire argileux (Formation de Pabos), surmontée par une unité de calcilutite en lits minces (Formation de White Head). Les groupes d'Honorat et de Matapédia sont latéralement remplacés par les grès lithiques et conglomérats turbiditiques interstratifiés de siltstone et mudstone du Groupe de Cabano dans la région ouest du Bas-Saint-Laurent (Figure 2). Ce dernier groupe est plus semblable à l'Honorat qu'au Matapédia.

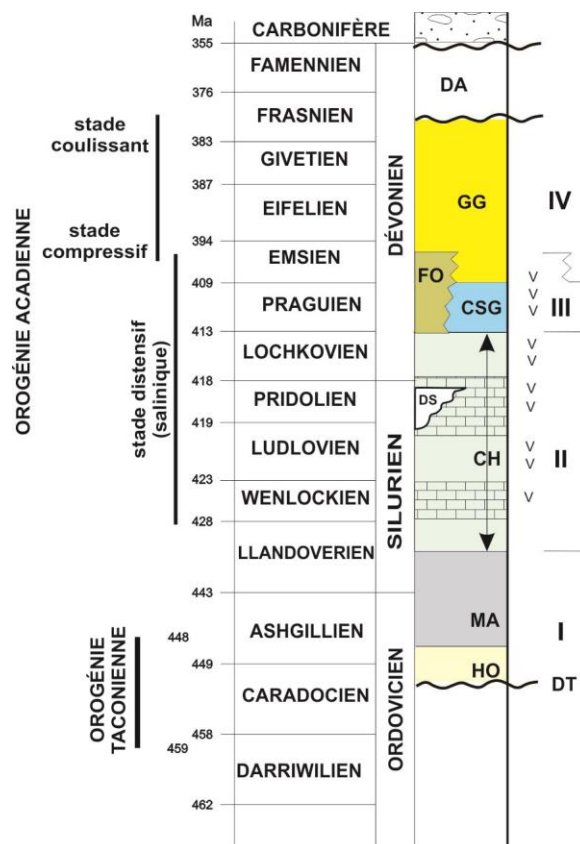


Figure 5 – Colonne stratigraphique simplifiée des roches de la ceinture de Gaspé. CH : Groupe de Chaleurs, DA : discordance acadienne, DS : discordance salinique, DT : discordance taconienne, FO : Groupe de Fortin, HO : Groupe d'Honorat, MA : Groupe de Matapédia, Ma : millions d'années, V : présence de roches volcaniques dans les unités lithologiques, I, II, III, IV : ensemble lithostratigraphique de la ceinture de Gaspé.

L'ensemble lithostratigraphique II comprend des roches silicoclastiques et des carbonates variés

de plate-forme peu profonde à profonde du Groupe de Chaleurs, d'âge Silurien - Dévonien inférieur (Llandovérien-Lochkovien) (Figure 2; Figure 5). Cet ensemble est hétérogène et constitué de trois assemblages : un assemblage terrigène inférieur, un assemblage médian à carbonates et un assemblage supérieur à dominance terrigène mais contenant des récifs et des roches volcaniques. La composition de ces trois assemblages varie du nord vers le sud, du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé vers le synclinorium de la Baie des Chaleurs, mais également de l'ouest vers l'est (Bourque et al., 2001). L'assemblage terrigène inférieur présente de manière générale une séquence à granulométrie croissante vers le haut de claystone, mudstone et grès avec des quantités variables de conglomérat. Il est cependant variable d'un secteur à l'autre (formations de Clemville, de Weir, d'Anse Cascon, d'Anse à Pierre-Loiselle, de Burnt Jam Brook, de Mann, de Source et d'Awantjish). L'assemblage médian à carbonates constitue un niveau distinctif de calcaires de plate-forme et de bassin reconnu pratiquement à la grandeur des régions de la Gaspésie et de la partie orientale du Bas-Saint-Laurent. Les calcaires de plate-forme (formations de Sayabec et de La Vieille) sont composés de faciès péritidaux, récifaux et infratidaux supérieurs. Les calcaires de bassin (Formation de Laforce), qui leur sont équivalents, sont des calcarénites et calcirudites lithoclastiques gréseuses. L'assemblage terrigène supérieur est typiquement à grains fins : mudstone, siltstone et grès fins (formations de Saint-Léon, de Gascons et d'Indian Point). Il contient de surcroît trois lithologies formant des masses distinctives dans les silicoclastites fines : des conglomérats (Formation de Griffon Cove River, membre d'Owl Cape, membre d'Harrison) issus de l'érosion reliée à la discordance salinique, des roches volcaniques (membres de Lac McKay, de Ristigouche, de Baldwin, de Black-Cape et d'Archibald Settlement) et des calcaires récifaux (Formation de West Point).

L'ensemble III comprend les carbonates et les roches silicoclastiques de plate-forme externe et de bassin des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin, d'âge Dévonien inférieur (Praguien-Emsien) (Figure 2; Figure 5). Cet ensemble n'est présent que dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé et il est absent dans le sud de la Gaspésie. Ces roches sont représentées par deux assemblages : les calcaires à grains fins du Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé et leur équivalent latéral, le Groupe de Fortin. Trois formations représentent les Calcaires supérieurs de Gaspé : les formations inférieure et supérieure de Forillon et d'Indian Cove, respectivement, composées de calcaires à grains fins bien lités, et la formation médiane de Shiphead composée de mudstone. Localement, des corps volcaniques importants sont présents (Figure 5). L'assemblage du Fortin est constitué d'une épaisse séquence monotone de shale et de siltstone foncés avec des intercalations de grès et, par endroits, de volcanites (Hesse et Dalton, 1995). Il est aussi partiellement équivalent latéralement au Groupe des Grès de Gaspé. Le Groupe de Témiscouata dans le secteur du Lac Témiscouata (Figure 2) est l'équivalent direct du Groupe de Fortin en Gaspésie.

L'ensemble IV est constitué des roches silicoclastiques à grains grossiers, littorales et terrestres, du Groupe des Grès de Gaspé, d'âge Dévonien inférieur – Dévonien supérieur (Emsien-Frasnien) (Figure 3; Figure 5). Ces grès présentent une suite de faciès allant de marin littoral à terrestre, de la base vers le haut de la séquence. Le groupe est composé, de la base au sommet, de la Formation de York Lake, un terme de transition entre calcaires et grès, de la Formation de York River, des grès littoraux marins, de la Formation de Battery Point, des termes grésos-conglomératiques terrestres, et de la Formation de Malbaie, des conglomérats terrestres. Localement, s'intercalent entre les formations de York River et de Battery Point, la Formation de Lake Branch.

2.2.2. *Géologie structurale et tectonique*

La géométrie de la déformation des roches de la ceinture de Gaspé est le résultat de deux phases de déformation acadiennes (Figure 5). Le grain structural majeur des roches de la ceinture de Gaspé de direction NE-SO est celui de la phase de déformation acadienne D2 (Figure 4), la phase principale de raccourcissement qui comprend un stade compressif, puis un stade coulissant (Kirkwood, 1995; Malo, 2001; Kirkwood et al., 2004). La première phase de déformation D1 est contemporaine de l'orogénie salinique reconnue au sud de la Gaspésie (van Stall et al., 2009); elle s'exprime en Gaspésie par des failles normales synsédimentaires en bordure du bassin et par des plis précoces P1 (Figure 4). Les failles normales synsédimentaires sont présentes dans les secteurs central et nord-est de la Gaspésie. La faille de Shickshock Sud, qui a connu un mouvement de faille normale pendant la sédimentation, est l'exemple de ces failles d'effondrement dans l'avant-pays acadien dans le secteur central. Dans le secteur nord-est, ce sont les failles de direction NO-SE qui ont été actives pendant la sédimentation (failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac; Figure 5) (Roksandic et Granger, 1981; Lavoie, 1992; Bourque et al., 2000; Bourque, 2001). Les plis P1 dans le nord-est de la Gaspésie sont génétiquement reliés aux mouvements précoces en faille normale des failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac (Figure 4) (Malo, 2001).

Les plis régionaux acadiens P2 sont généralement droits et ouverts, faiblement plongeants vers le NE et le SO (Figure 4). Un clivage ardoisier S2 est associé aux plis régionaux. Près des failles majeures les plis sont plus serrés et plongent plus fortement. Les plis sont généralement déversés vers le NO dans le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé, et vers le SE dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs (Figure 4).

Les failles majeures sont de direction NE-SO dans les secteurs ouest (vallée de la Matapédia et partie orientale du Bas-Saint-Laurent) et central, de direction NO-SE au NE de la Gaspésie et de direction E-O au sud (Figure 4). Les failles de direction E-O du système de faille du Grand Pabos (failles de Grande Rivière, de Grand Pabos et de la Rivière Garin; Figure 4) sont des failles de coulissage dextre (Malo et Béland, 1989; Kirkwood et Malo, 1993), de même que la faille de Shickshock Sud dans le centre-nord de la Gaspésie (Sacks et al., 2004). Dans l'anticlinorium d'Aroostook-Percé, les éléments structuraux acadiens sont tous compatibles avec un modèle classique de tectonique coulissante dextre (Malo et Béland, 1989). Sur les profils sismiques, la faille de Sainte-Florence apparaît comme une faille de chevauchement de vergence NO (pendage plus faible que 45°; Morin et Laliberté, 2002; Pinet, 2013). Ce profil sismique nous révèle d'ailleurs des éléments nouveaux sur la géométrie de la déformation acadienne. Les chevauchements aveugles, la zone triangulaire au front de la déformation, les duplex et les failles de chevauchement à faible pendage sont caractéristiques d'une déformation de type *thin-skin tectonics* d'une ceinture de plis et chevauchements (Kirkwood et al., 2004). Cette interprétation a été contestée par Pinet (2013) qui interprète la géométrie des réflecteurs de façon plus conventionnelle avec des plis droits et des failles inverses vers le NO qui émergent en surface. Au sud du profil sismique, la faille de Restigouche qui sépare le synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de l'anticlinorium d'Aroostook-Percé (Figure 4) est interprétée comme une faille oblique-dextre (Trudel et Malo, 1993). Les failles de direction NE-SO du secteur sud de la Gaspésie sont généralement inclinées vers le NO et le mouvement inverse est vers le SE (par

exemple : la faille de Sellarsville et les failles dans le synclinorium de la Baie des Chaleurs; Figure 4). Les failles majeures du NE de la Gaspésie, dont les failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac, sont de direction NO-SE (Figure 4). L'analyse structurale des roches dévoniennes le long des failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac (Béland, 1980; Berger et Ramsay, 1993) et de la carte géologique indique que ce sont des failles de coulissage acadiennes. L'histoire structurale de ces failles est par ailleurs plus complexe. Tel que mentionné plus haut, ces failles ont été actives comme failles normales pendant la sédimentation. Il y a aussi des indications que la faille du Bras Nord-Ouest a joué en faille de coulissage dextre avant le Silurien (Béland, 1980; Berger et Ramsay, 1993). Dans la région NE de la Gaspésie, la faille de direction ENE-OSO bordant au sud l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean est interprétée comme une faille de rétrochevauchement vers le SE (ARSJ; Figure 4) (Kirkwood et al., 2004).

2.3. Le bassin permo-carbonifère des Maritimes

Le bassin des Maritimes est un vaste bassin sédimentaire marin (offshore; Figure 6) qui occupe le golfe du Saint-Laurent entre les provinces du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île du Prince Édouard, à l'est, et la province de Terre-Neuve, à l'ouest. Certaines parties du bassin se trouvent en milieu terrestre (*onshore*) (par ex. : les Îles-de-la-Madeleine; Figure 6). Le bassin des Maritimes se divise en plusieurs bassins (ou sous-bassins) dont celui de Madeleine qui occupe la majeure partie québécoise du golfe du Saint-Laurent (Figure 6).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

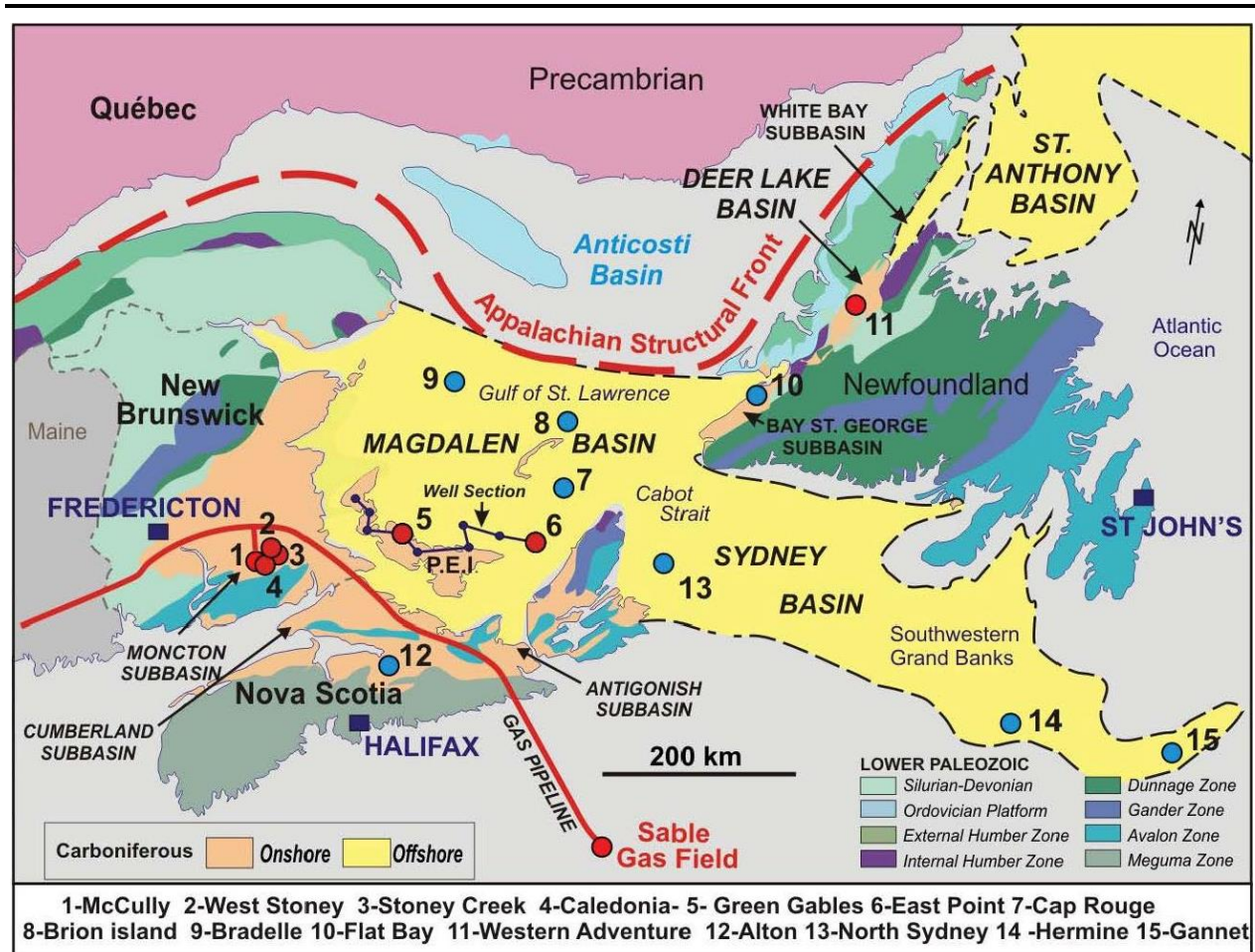


Figure 6 – Contexte géologique régional du bassin des Maritimes et localisation du bassin de Madeleine (Magdalen Basin). Les numéros réfèrent à des puits pétroliers et gaziers. Tirée de Lavoie et al. (2009).

2.3.1. Lithostratigraphie du bassin de Madeleine

Le bassin de Madeleine comprend des roches sédimentaires du Dévonien moyen au Permien inférieur (Figure 7). Son épaisseur maximale atteint environ 12 km au sud-est des Îles-de-la-Madeleine. Les unités les plus anciennes, d'âge Dévonien supérieur, consistent en des roches volcaniques et détritiques continentales (grès rouges) déposées en discordance sur les unités dévoniennes déformées par l'orogénie acadienne. L'essentiel des séries sédimentaires est toutefois d'âge Carbonifère. En Gaspésie, la Formation de Bonaventure constituée de lits rouges (grès et conglomérats) est un exemple de ces séries carbonifères reposant en discordance sur les roches plus anciennes des zones de Humber et de Dunnage, et de la ceinture de Gaspé (Figure 2). La séquence plus complète du bassin de Madeleine comprend les unités lithostratigraphiques suivantes (Figure 7; Lavoie et al., 2009):

- Le Groupe de Horton (Carbonifère inférieur – Tournaisien) est dominé par des sédiments alluviaux et lacustres. On distingue à la base des lits rouges grossiers, dans la partie

médiane des shales noirs, des grès et des conglomérats, et au sommet des lits rouges à nouveau. D'importantes variations latérales de faciès et d'épaisseurs soulignent l'environnement de déposition dans des sous-bassins d'effondrement bien individualisés. Dans le cœur du bassin de Madeleine, le Groupe de Horton pourrait atteindre jusqu'à 8 km d'épaisseur.

- Le Groupe de Windsor (Carbonifère inférieur – Viséen à Namurien inférieur) est dominé par des séquences carbonatées fossilifères, des évaporites et des sédiments clastiques continentaux. Des récifs sont localement développés, notamment à la base du groupe. La grande continuité latérale des unités du Groupe de Windsor, en dépit de variations d'épaisseur localement importantes, confère à ce groupe un rôle de marqueur dans les corrélations à l'échelle du bassin. Les formations de Cap-du-Diable et Havre-aux-Maisons exposées à la surface des Îles-de-la-Madeleine sont considérées comme stratigraphiquement équivalentes au Groupe de Windsor (Brisebois, 1981).
- Le Groupe de Mabou (Carbonifère inférieur – Viséen à Namurien inférieur) est principalement composé de shales associés à des calcaires fossilifères interlités de niveaux évaporitiques, et localement des grès fluviatiles.
- Le Groupe de Cumberland (Carbonifère supérieur – Namurien supérieur à Westphalien inférieur) est composé d'épaisses séries de grès fluviatiles à la base, interlités au sommet avec des lits de charbon et des shales bitumineux.
- Le Groupe de Pictou (Carbonifère supérieur – Westphalien à Permien inférieur) est souligné à sa base par des grès fluviatiles grossiers interdigités avec des lits de charbon (la Formation de Bradelle). La Formation de Green Gables sus-jacente est caractérisée par des shales et localement des grès fluviatiles ou des lits de charbon. La Formation de Cable Head consiste en des grès grossiers dont la continuité stratigraphique permet d'établir des corrélations à l'échelle régionale. La Formation de Naufrage sus-jacente est composée de grès chenalisés et de grès calcareux. Elle est surmontée d'une unité non-nommée composée de grès grossiers et de grès conglomératiques et des sédiments éoliens exposés à la surface de l'archipel des Îles-de-la-Madeleine (Formation de Cap-aux-Meules; Brisebois, 1981).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

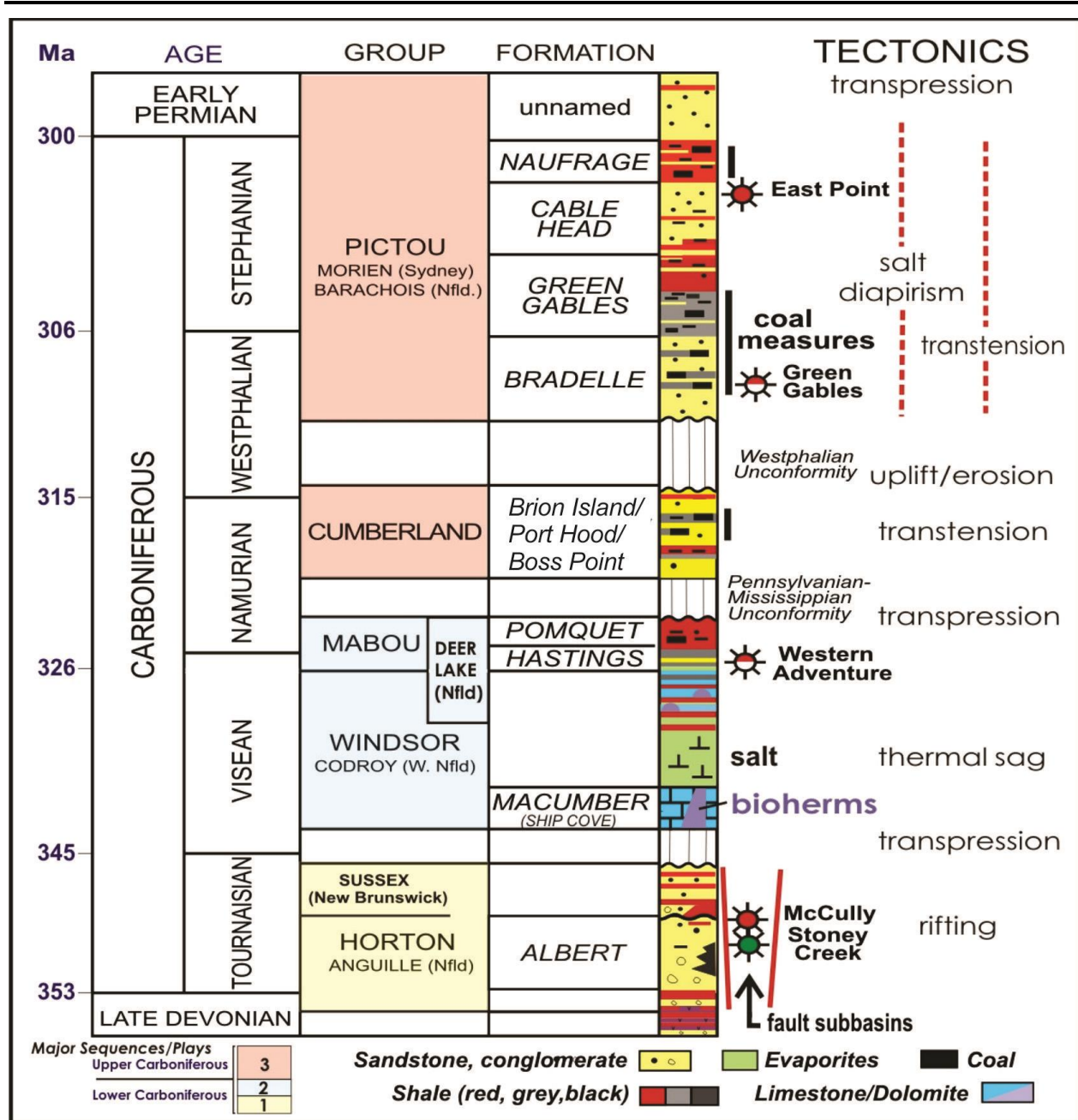


Figure 7 – Lithostratigraphie du bassin de Madeleine. Modifiée de Lavoie et al. (2009).

2.3.2. Géologie structurale et tectonique dans le bassin de Madeleine

L'évolution tectonostratigraphique du bassin de Madeleine est largement contrôlée par le contexte extensif et décrochant qui prédominait dans la région entre le Dévonien tardif et le Carbonifère précoce suite à la collision continentale entre les anciens cratons l'Amérique du Nord et de l'Afrique de l'Ouest (Figure 8), puis par le contexte décrochant d'avant-pays qui s'est développé du Carbonifère tardif au Permien précoce (Rehill, 1996).

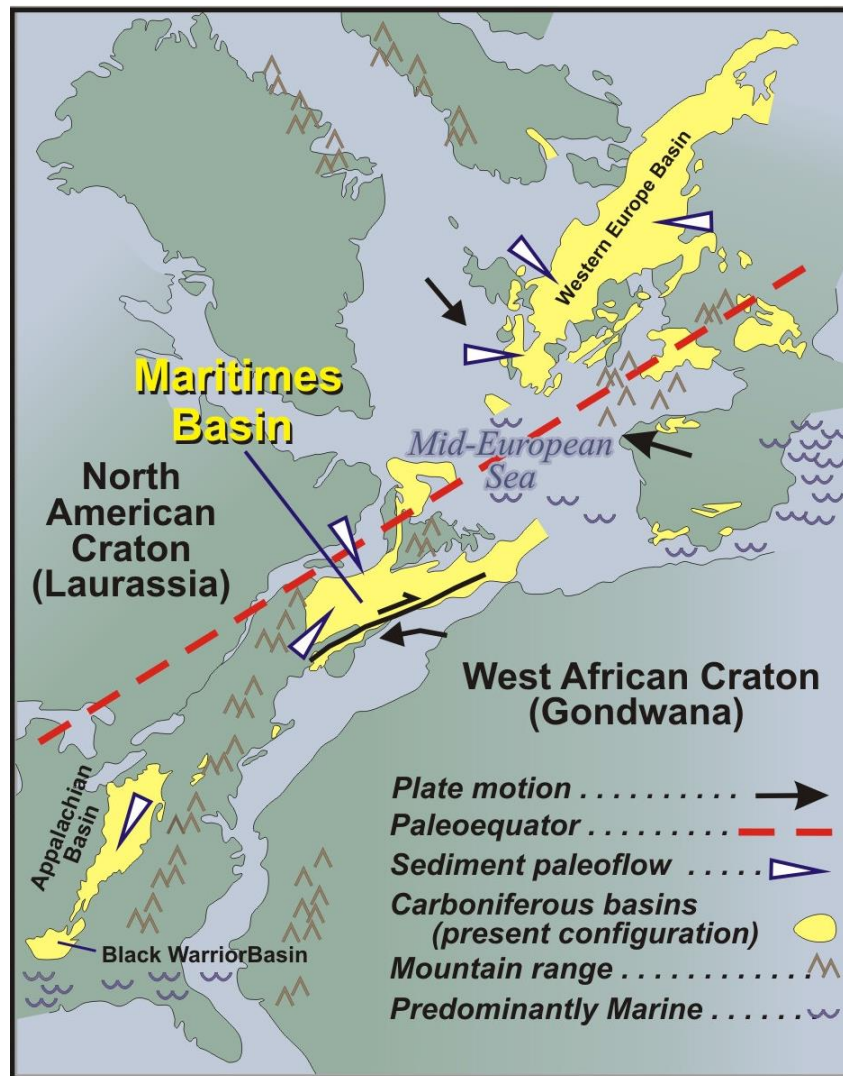


Figure 8 – Contexte tectonique de la formation du bassin des Maritimes pendant la collision continentale finale des Appalaches. Modifiée de Calder (1988). Tirée de Lavoie et al. (2009).

Des failles décrochantes régionales ont été actives tout au long du développement du bassin des Maritimes, individualisant ainsi des sous-bassins en *pull-apart* qui ont été par la suite inversés. Ce style structural est particulièrement développé dans les séries sédimentaires du Groupe de Horton (Figure 9). Pour les unités plus jeunes (Groupe de Windsor et unités sus-jacentes), c'est une tectonique salifère qui domine le bassin de Madeleine avec la mise en place de dômes de sel et de structures associées dans la partie sud-est du bassin (Figure 10). L'instabilité gravitaire des niveaux évaporitiques a ainsi conduit à la formation de dômes (diapirs) de sel (Warren, 2006).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

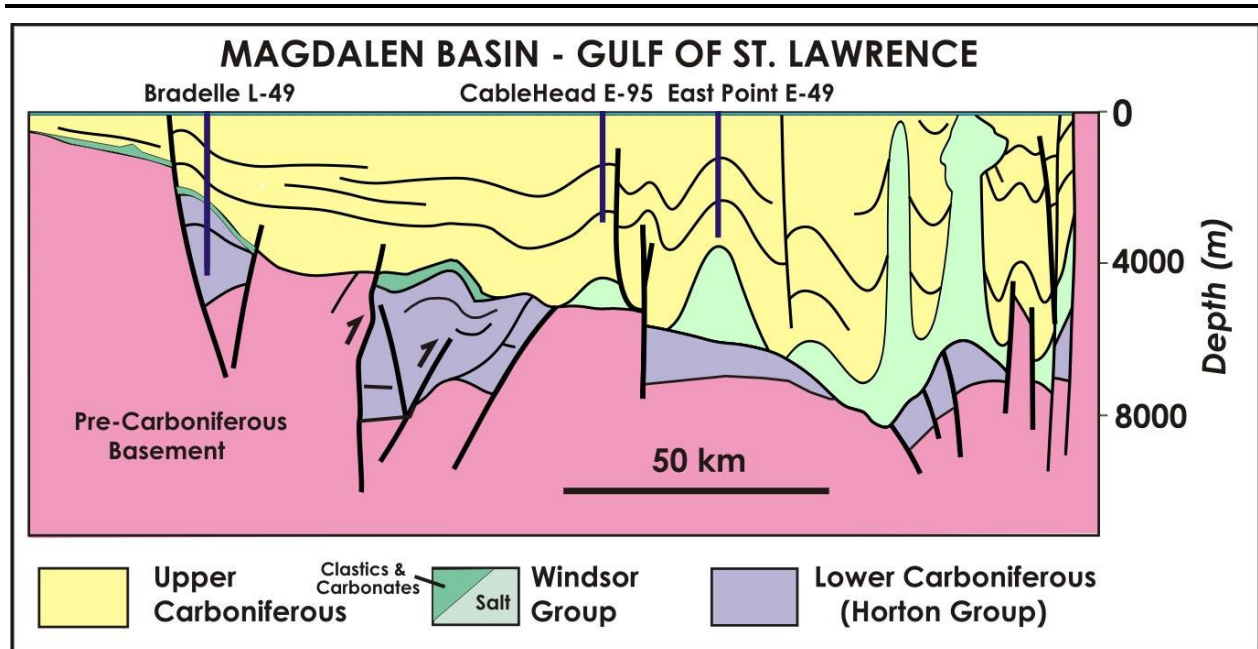


Figure 9 – Vue en coupe du style structural des failles de coulissage subverticales. Les failles ont joué en failles inverses dans le Groupe de Horton. Vue des dômes de sel en vert pâle à droite. Tirée de Lavoie et al. (2009).

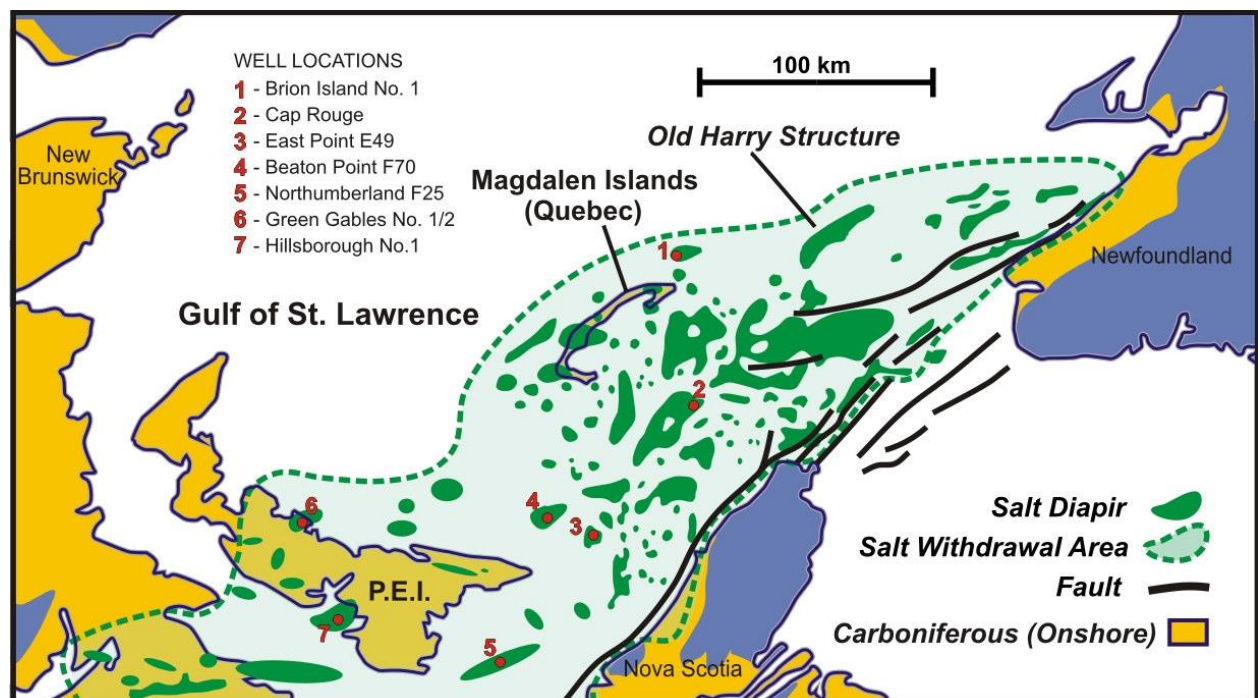


Figure 10 – Localisation des dômes de sel (*Salt Diapir*) et de l'étendue de la zone affectée par la tectonique salifère (*Salt Withdrawal Area*) dans le bassin de Madeleine. Tirée de Lavoie et al. (2009). Compilation de Hayward et al. (2005); Durling et Martel (2004); Langdon et Hall (1994).

3. La structure de Massé

3.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Massé

3.1.1. Cadre géologique régional

La structure de Massé se situe dans la région du Bas-Saint-Laurent, à l'ouest immédiat de la Gaspésie (Figure 2; Figure 11). Au point de vue géologique, la structure de Massé se situe dans la partie nord du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de la ceinture de Gaspé près de sa limite avec les roches cambro-ordoviciennes de la zone de Humber (Figure 11). Dans cette région, c'est la discordance taconienne qui délimite les deux assemblages de roches du Cambro-Ordovicien, au nord, et du Siluro-Dévonien, au sud (Figure 2). Il faut toutefois préciser que le secteur de la structure de Massé se trouve dans le prolongement nord-est des failles inverses de la région du Témiscouata qui se poursuivent dans la zone de Humber au nord-est (Figure 2; Figure 11). La faille de Shickshock Sud pourrait aussi se poursuivre vers le sud-ouest vers ces failles inverses de la région du Témiscouata. L'extension de ces failles en sous-surface pourrait avoir une influence sur la géométrie de la structure de Massé. Le réservoir recherché dans la structure de Massé se trouve dans les calcaires de la Formation de Sayabec qui fait partie de l'ensemble lithostratigraphique II de la ceinture de Gaspé (Figure 2; Figure 5). Cette unité carbonatée est généralement bien cimentée et caractérisée par de très faibles valeurs de perméabilité et de porosité, mais certains affleurements clés à la limite du Bas-Saint-Laurent ont récemment révélé la présence de niveaux altérés par dolomitisation hydrothermale, caractérisés par une porosité secondaire importante (jusqu'à 25%) et localement par la présence de bitumes qui confirment le potentiel réservoir de cette formation (Lavoie et Morin, 2004; Lavoie et Chi, 2006). Le réseau de failles mentionné plus haut pourrait avoir permis la circulation des fluides hydrothermaux qui ont entraîné la dolomitisation des calcaires du Sayabec. Les affleurements des calcaires du Sayabec qui sont dolomitisés se trouvent d'ailleurs à proximité de la faille de Shickshock Sud (Lavoie et Morin, 2004). Notons que d'autres exemples de roches dolomitisées sont connus le long de la faille de Shickshock Sud (Sacks et al., 2004; Lavoie et al., 2010).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

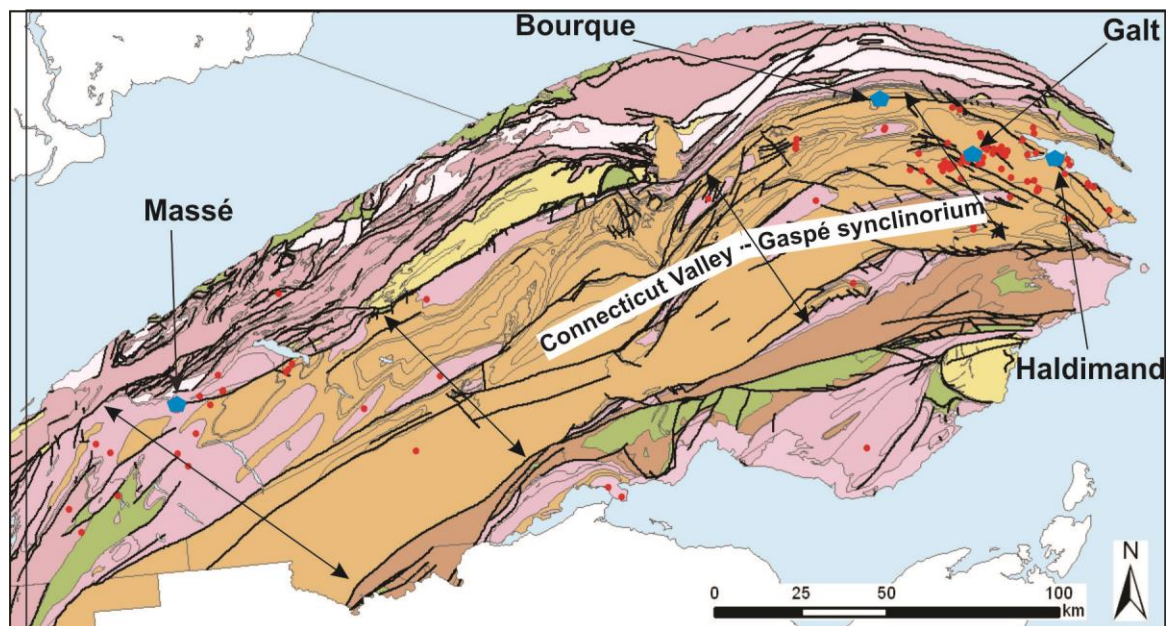


Figure 11 – Localisation des structures de Massé, de Bourque, de Galt et d’Haldimand et des forages pétroliers et gaziers (points rouges) dans la région du Bas-Saint-Laurent – Gaspésie

3.1.2. Caractéristiques du réservoir

Les puits de Massé no.1 et no.2 ont rencontré des zones de calcaires fracturés et dolomités dans la Formation de Sayabec, mais également des zones fracturées dans les mudstones et siltstones de la Formation de Saint-Léon.

La zone dolomitée dans la Formation de Sayabec de Massé no.1 se situe à 1 874 mètres de profondeur et atteint 10 mètres d’épaisseur. La porosité est de 20,8% et la perméabilité est de 1 624 mD. Le gaz rencontré est composé à 89% de méthane, sans trace de H₂S (Ressources et Énergie Squatex, 2014).

Le puits Massé no.2 a rencontré trois zones fracturées dont deux dans la Formation de Saint-Léon à 693 et 820 mètres de profondeur, et une troisième dans la Formation de Sayabec à 1 896 m. Les fractures sont nombreuses dans la Formation de Sayabec et s’étendent dans les grès sous-jacents de la Formation de Val-Brillant. Du gaz et des venues de pétrole ont été observés dans la boue de forage sous la profondeur de 1 040 mètres et ce jusqu’à la fin du forage. Le pétrole est brun foncé (D8); il a une densité API de 19,85° et un contenu en soufre de 0,953%. Le pétrole contient une quantité de gaz liquide (C₂-C₈) (Ressources et Énergie Squatex, 2015).

Dans ce type de piège diagénétique, la couverture est assurée par l’impermeabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitée. Les roches à grains fins de la Formation de Saint-Léon qui atteint 800 mètres d’épaisseur par-dessus la Formation de Sayabec constituent également une roche couverture. Des roches mères ordoviciennes et dévoniennes sont connues dans la région du Lac Matapédia (Roy, 2004), à proximité de la structure de Massé. Elles proviennent des argilites noires ordoviciennes du Mélange du Ruisseau Isabelle et des calcaires

argileux dévoniens de la Formation de Forillon (Roy, 2004)

3.1.3. Estimation de la ressource

On dispose d'un unique estimé pour un réservoir potentiel de gaz naturel dans les dolomies hydrothermales de la Formation de Sayabec pour la structure de Massé. Selon cet estimé, le potentiel médian en place calculé est de l'ordre de $226 \times 10^6 \text{ m}^3$ (8×10^9 pieds cube) de gaz. Les dimensions exactes de ce réservoir ne sont toutefois pas encore déterminées avec précision (Ressources et Énergie Squatex, 2014).

3.2. Les analogues potentiels

Les réservoirs associés aux dolomites hydrothermales sont de grands producteurs d'hydrocarbures en Amérique du Nord et font l'objet d'une attention accrue à l'échelle mondiale. Les dolomies hydrothermales résulteraient du passage de fluides salins enrichis en magnésium au sein de roches carbonatées, généralement calcaires. Lorsque ces fluides sont plus chauds que la roche encaissante, ils modifieraient la roche carbonatée et créeraient ainsi une porosité dite « secondaire ». Prenant leur source à de grandes profondeurs dans un socle rocheux mafique (riche en magnésium, tels que les gabbros et les basaltes), la migration de ces fluides vers les roches carbonatées serait contrôlée par des failles actives épisodiquement. Trois éléments clefs sont nécessaires pour générer des dolomies hydrothermales (Bottomley et al., 2005; Davies et Smith, 2006; Smith, 2006; Lavoie et Chi, 2009) :

- présence de faciès carbonatés dont la porosité et la perméabilité primaires ont été préservées;
- un cadre tectonique extensif, donnant lieu à des mouvements de failles normales et en décrochement;
- un gradient géothermique élevé, fournissant une source de fluides hydrothermaux.

Parmi les thématiques d'exploration (en anglais, *play*) les plus connues figurent les calcaires du Black River/Trenton (Ordovicien supérieur) présents dans les bassins de Michigan et des Appalaches (Figure 12). En 1884, le champ pétrolier et gazier de Lima-Indiana, en Ohio, fut la première découverte majeure associée à cette thématique. La deuxième découverte majeure, le champ gazier d'Albian-Scipio (Smith, 2006), survient dans l'État du Michigan au cours des années 1950.

Des champs pétroliers et gaziers associés à des dolomies hydrothermales ont également été découverts au sein d'unités dévoniennes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (en anglais, *Western Canada sedimentary basin*) (Phipps, 1982; Lonnee et Machel, 2006). La thématique d'exploration de dolomies hydrothermales retrouvées au sein des carbonates dévoniens de la Formation de Slave Point (Groupe de Beaverhill Lake), dans le nord-est de la Colombie-Britannique, constitue l'analogie choisie pour la structure de Massé. C'est au sein de cette unité qu'a été découvert en 2000 l'important champ gazier de Ladyfern (Boreen, 2001).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

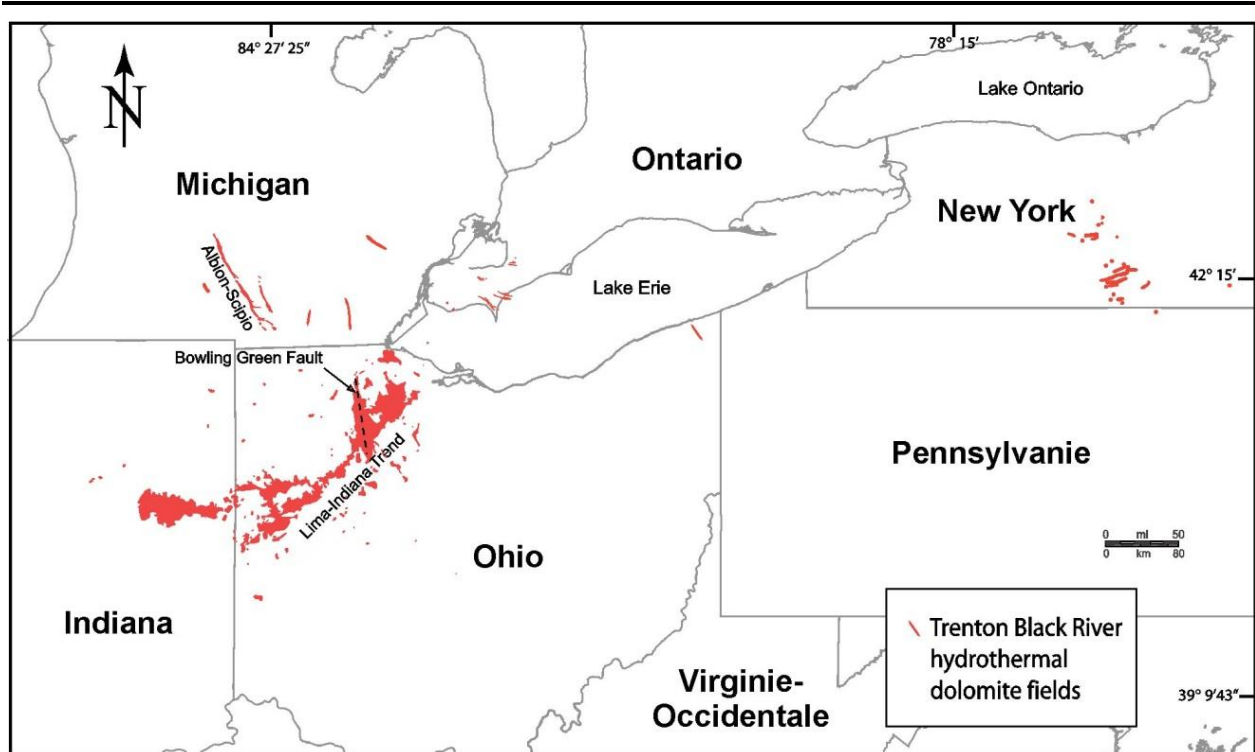


Figure 12 – Carte de la localisation des champs d’hydrocarbures associés aux dolomies hydrothermales dans le Black River/Trenton, nord-est des États-Unis. Modifiée de Smith (2006).

3.3. Les dolomies hydrothermales de la Formation de Slave Point

3.3.1. Localisation géographique

La Formation de Slave Point est une unité carbonatée du Dévonien moyen faisant partie du Groupe de Beaverhill Lake, distribué sur la majeure partie du bassin sédimentaire de l’Ouest canadien, soit du sud-ouest du Manitoba au nord-est de la Colombie-Britannique (Figure 13; Figure 14). Toutefois, la Formation de Slave Point est confinée dans la partie nord-ouest de l’Alberta et au nord-est de la Colombie-Britannique (Figure 14; Figure 15; Figure 16). Cette unité est l’hôte d’importants réservoirs de gaz naturel associés à des dolomies hydrothermales, dont la plupart de ceux présentement en production sont situés en Colombie-Britannique (Figure 17).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

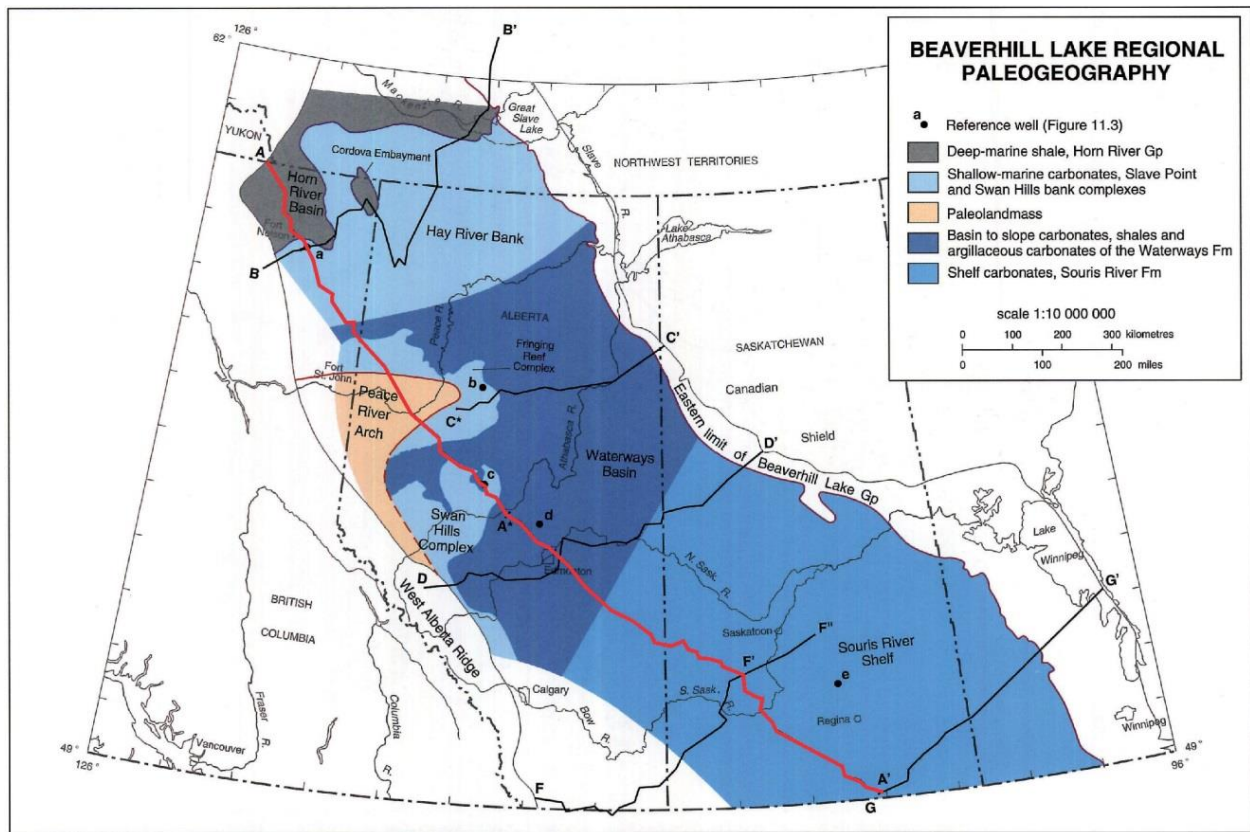


Figure 14 – Projection en surface de la distribution du Groupe de Beaverhill Lake au sein du bassin sédimentaire de l’Ouest canadien. Modifiée d’Oldale et al. (1994).

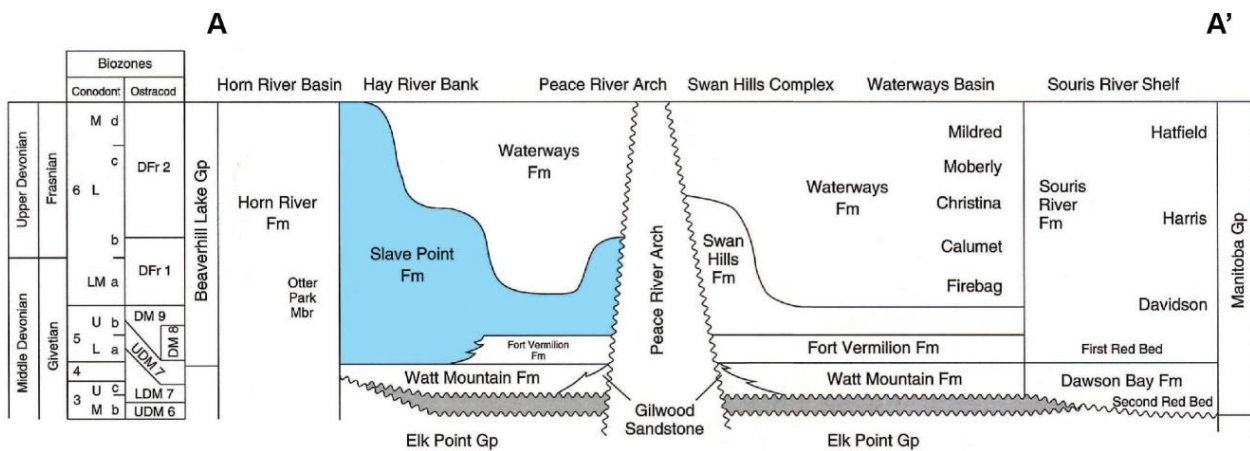


Figure 15 – Stratigraphie du Groupe de Beaverhill Lake le long du profil A-A’ de la Figure 14. Modifiée d’Oldale et al. (1994).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

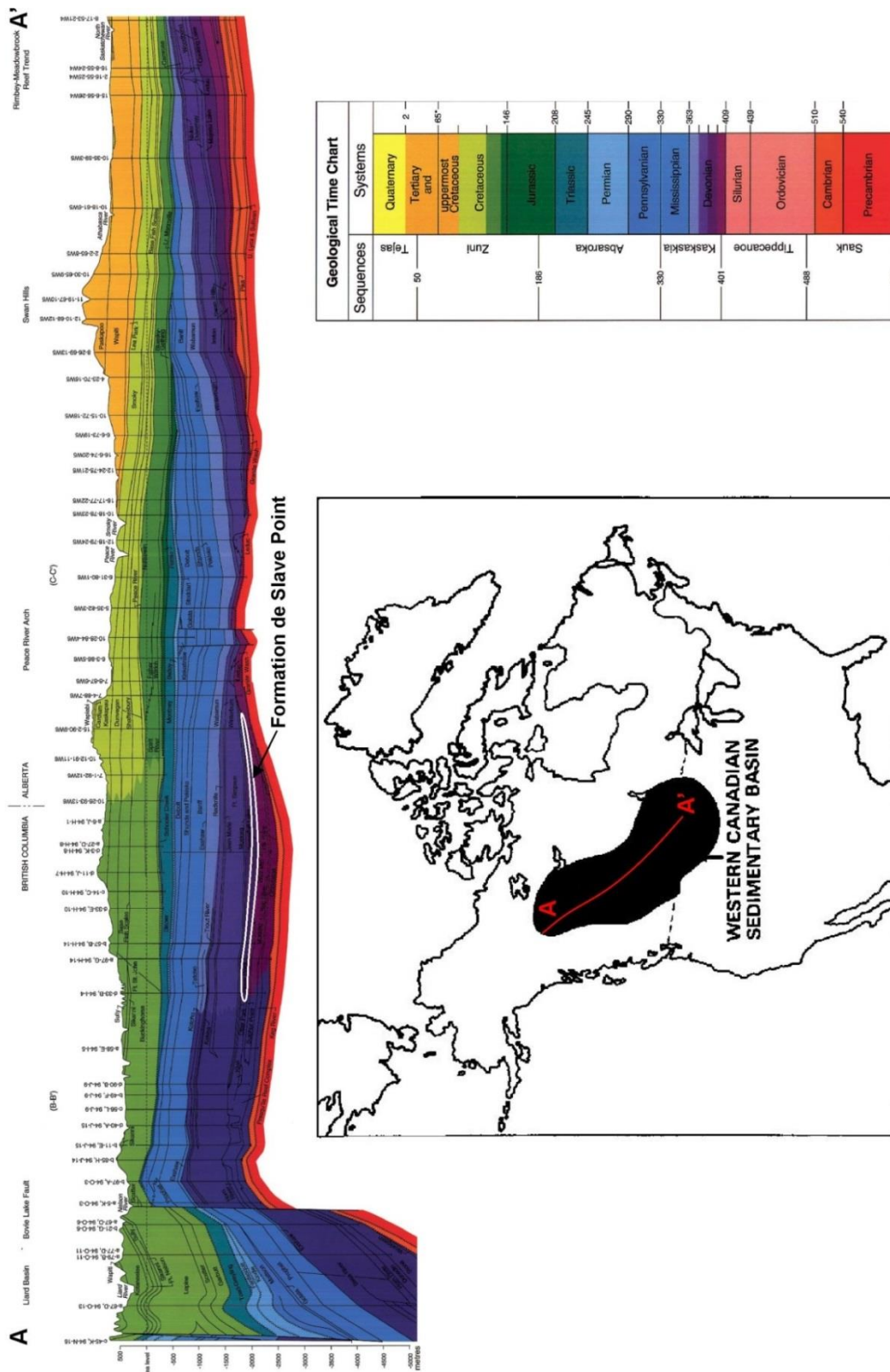


Figure 16 – Coupe structurale au sein du bassin sédimentaire de l’Ouest canadien. Modifiée de Creaney et Allen (1990) et Wright et al. (1994).

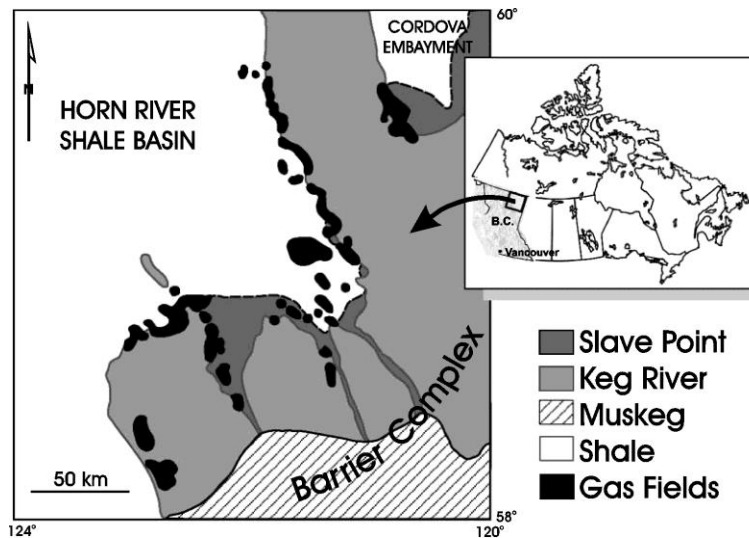


Figure 17 – Distribution des champs gaziers au sein de la Formation de Slave Point en Colombie-Britannique. Modifiée de Lonnee et Machel (2006).

3.3.2. Cadre géologique

Le Groupe de Beaverhill Lake atteint au maximum une épaisseur de 240 mètres. Cette succession peut être divisée en deux phases de déposition (Oldale et al., 1994) :

- une phase transgressive récifale, dominée des carbonates récifaux. Au nord-ouest de l’Arche de Peace River, un bloc de craton surélevé, la succession est plus épaisse, pouvant atteindre plus de 120 mètres, et porte le nom de Formation de Slave Point. Au sud-est de l’arche, la phase régressive s’amincit, passant à 60 mètres de moyenne, et consiste en la Formation de Swan Hills (Figure 15; Figure 18);
- une phase régressive de remplissage, représentée par les shales et les carbonates argileux de la Formation de Waterways (Figure 15).

Le Groupe de Beaverhill Lake est déposé en discordance sur le Groupe d’Elk Point et est surmonté par le Groupe de Woodbend (Figure 19). La partie inférieure du Groupe d’Elk Point consiste en des faciès évaporitiques qui ont été déposés dans des creux topographiques du craton (Figure 20), tandis que la partie supérieure du Groupe d’Elk Point comprend des carbonates de plateforme. Les hauts topographiques formés par les récifs à l’intérieur de cette succession portent le nom de « Presqu’île Barrier » (Qing, 1992). La Formation de Slave Point a été déposée lors d’un épisode de transgression marine à l’échelle de tout le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien. L’unité consiste en une épaisse plateforme carbonatée comprenant des complexes récifaux à la bordure des hauts topographiques (Figure 19; Figure 20). La Formation de Slave Point est recouverte par les unités argileuses des formations d’Otter Park et de Muska, qui constituent de bonnes roches couvertures.

L’enfouissement de la Formation de Slave point débuta rapidement après sa déposition. En effet, le bassin subit une subsidence par la réactivation de failles au Mississippien (Carbonifère inférieur). Ainsi, une épaisse couche de sédiments, d’environ 1 500 mètres d’épaisseur, se déposa

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

par-dessus la Formation de Slave Point (Morrow et al., 2002). L'enfouissement maximal, d'environ 3 500 mètres, fut atteint à la fin du Crétacé.

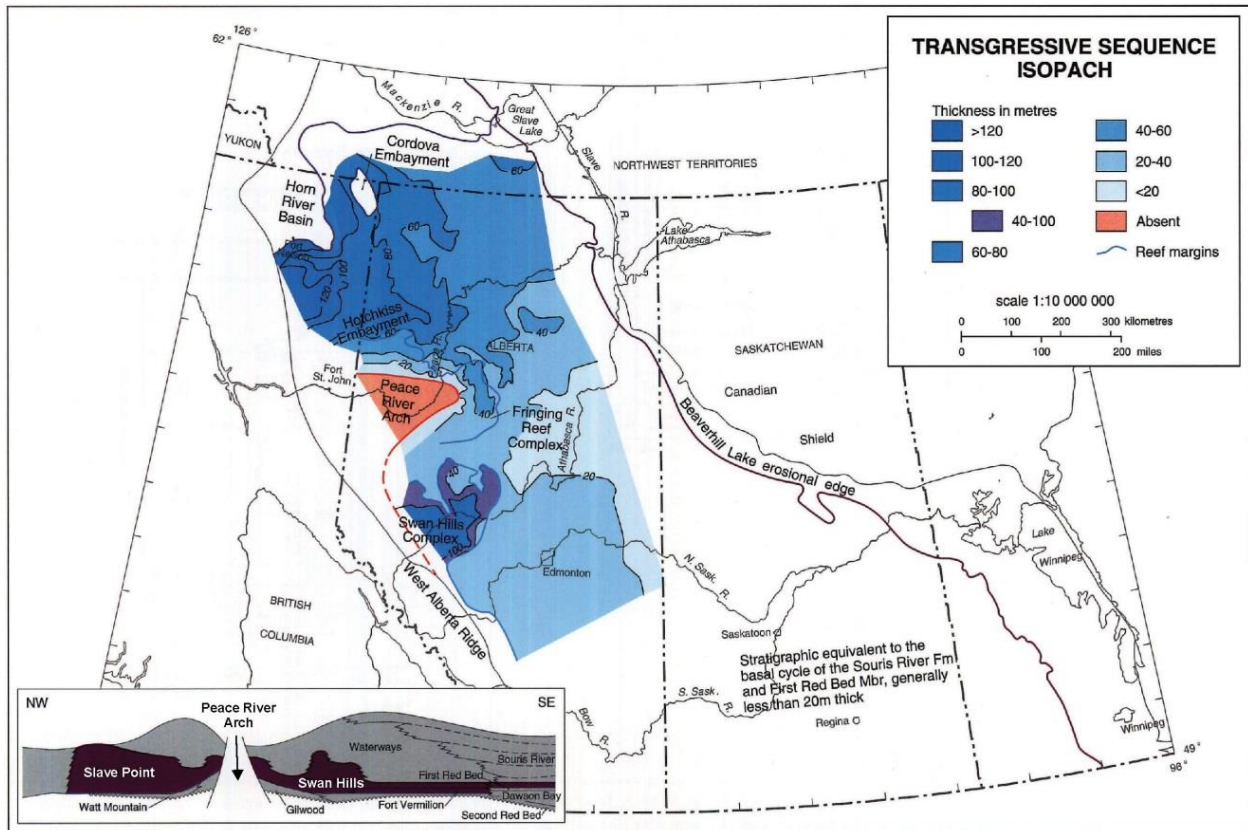


Figure 18 – Distribution de l'épaisseur de la phase transgressive du Groupe de Beaverhill Lake, soit les formations de Slave Point et de Swan Hills. Modifiée d'Oldale et al. (1994).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

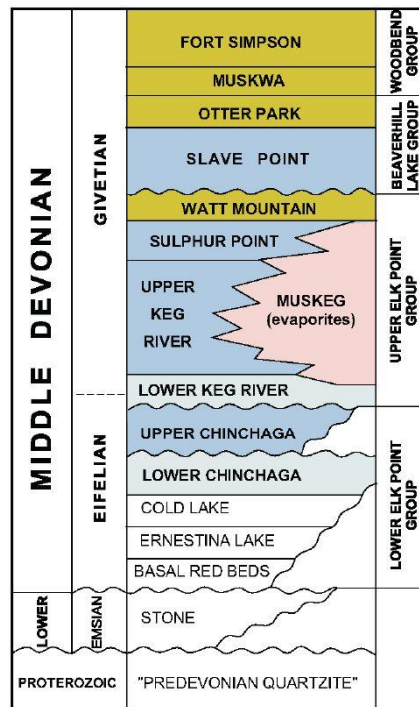


Figure 19 – Colonne stratigraphique du Dévonien moyen du bassin sédimentaire de l’Ouest canadien, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Tirée de Petrel Robertson Consulting (2003).

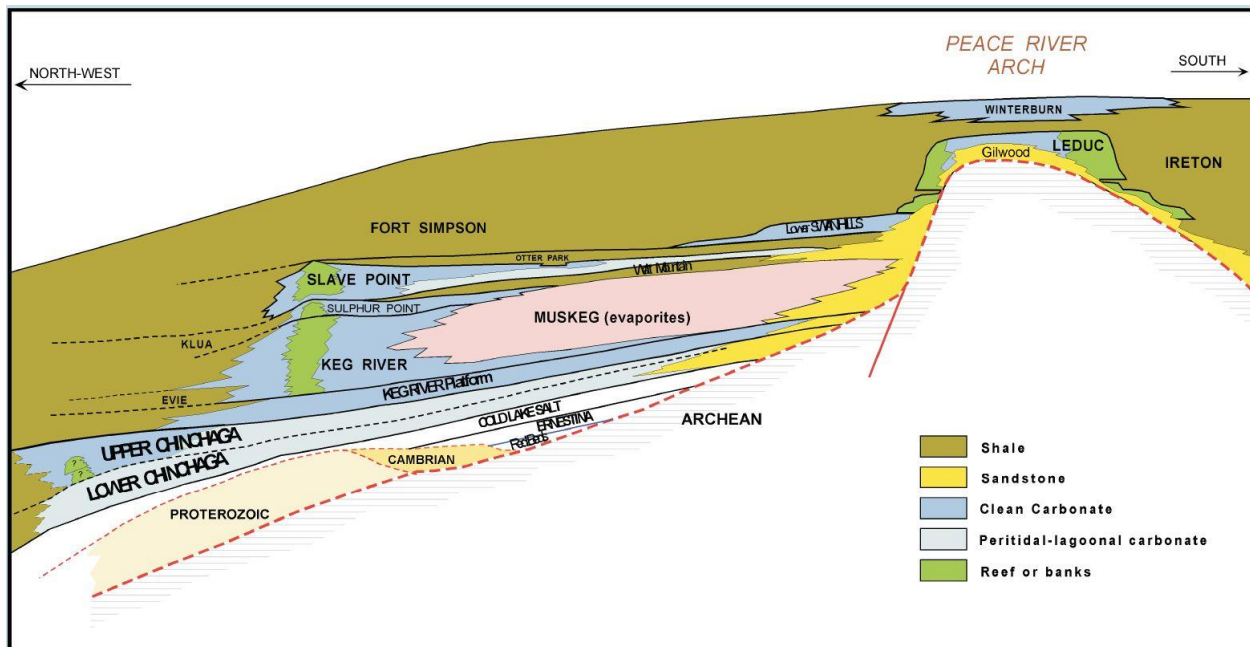


Figure 20 – Architecture du Dévonien moyen dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Tirée de Petrel Robertson Consulting (2003).

3.3.3. Caractéristiques du réservoir

Les caractéristiques du réservoir de dolomies hydrothermales de la Formation de Slave Point sont résumées dans le tableau-synthèse (voir Annexe 1).

En Colombie-Britannique, la Formation de Slave Point peut atteindre une épaisseur de 120 mètres à certains endroits, mais est en moyenne de l'ordre de 80 à 100 mètres d'épaisseur (Figure 18). L'unité se retrouve à des profondeurs variant de 2 000 à 3 500 mètres (Oldale et al., 1994; Boreen, 2001).

Le piège du réservoir est de type stratigraphique et diagénétique. La zone réservoir atteint une épaisseur allant de 5 à 15 mètres. La porosité des carbonates de la Formation de Slave Point varie de moins de 1% à 12%, avec une perméabilité de 0,1 à 20 mD. Toutefois, dans la zone dolomitisée, la porosité peut atteindre 30% avec une perméabilité supérieure à 100 mD (Boreen, 2001; Petrel Robertson Consulting, 2003; Lonnee et Machel, 2006).

La couverture est assurée par les calcaires argileux de la Formation d'Otter Park du Groupe de Beaverhill Lake ainsi que par les shales de la Formation de Muskwa du Groupe de Woodbend (Figure 19). De plus, la Formation de Muskwa est considérée comme étant la roche mère des hydrocarbures (Morrow et al., 2002). Il est à noter que la Formation de Muskwa est en contact latéral au nord-ouest des constructions récifales (Figure 20). C'est cette configuration qui a donc permis la migration des hydrocarbures au sein du réservoir des dolomies hydrothermales de la Formation de Slave Point. L'essentiel des hydrocarbures produit au sein dolomies hydrothermales de la Formation de Slave Point est du gaz naturel.

Les éléments structuraux ont joué un rôle majeur sur la paléogéographie du socle et par le fait même, sur le développement des réservoirs au Dévonien. En effet, les marges du bassin et les constructions récifales étaient préférentiellement situées le long de failles de décrochement profondes qui ont été actives pendant le dépôt de la Formation de Slave Point (Petrel Robertson Consulting, 2003). La réactivation épisodique de ces failles (Figure 21) a donné lieu à une vaste fracturation, créant ainsi des chemins de migration pour les fluides hydrothermaux pour atteindre et ainsi lessiver et dolomitiser très tôt les constructions récifales de la Formation de Slave Point (Al-Aasm et al., 2002; Boreen, 2001; Lonnee et Machel, 2006). La Figure 22 montre que la distribution des champs gaziers au sein de la Formation de Slave Point est corrélée avec des anomalies magnétiques positives dans le socle, reflétant ainsi des hauts topographiques.

Toutefois, les caractéristiques des lithologies primaires ont également une influence sur le développement des réservoirs. Les strates ayant initialement une bonne porosité et une bonne perméabilité améliorent grandement l'ampleur et la distribution latérale de la dolomitisation hydrothermale. En revanche, lorsque la dolomitisation hydrothermale se produit dans des faciès ayant une porosité et une perméabilité de qualité moindre, le développement du réservoir peut être limité à un étroit corridor le long de la zone de faille (Petrel Robertson Consulting, 2003).

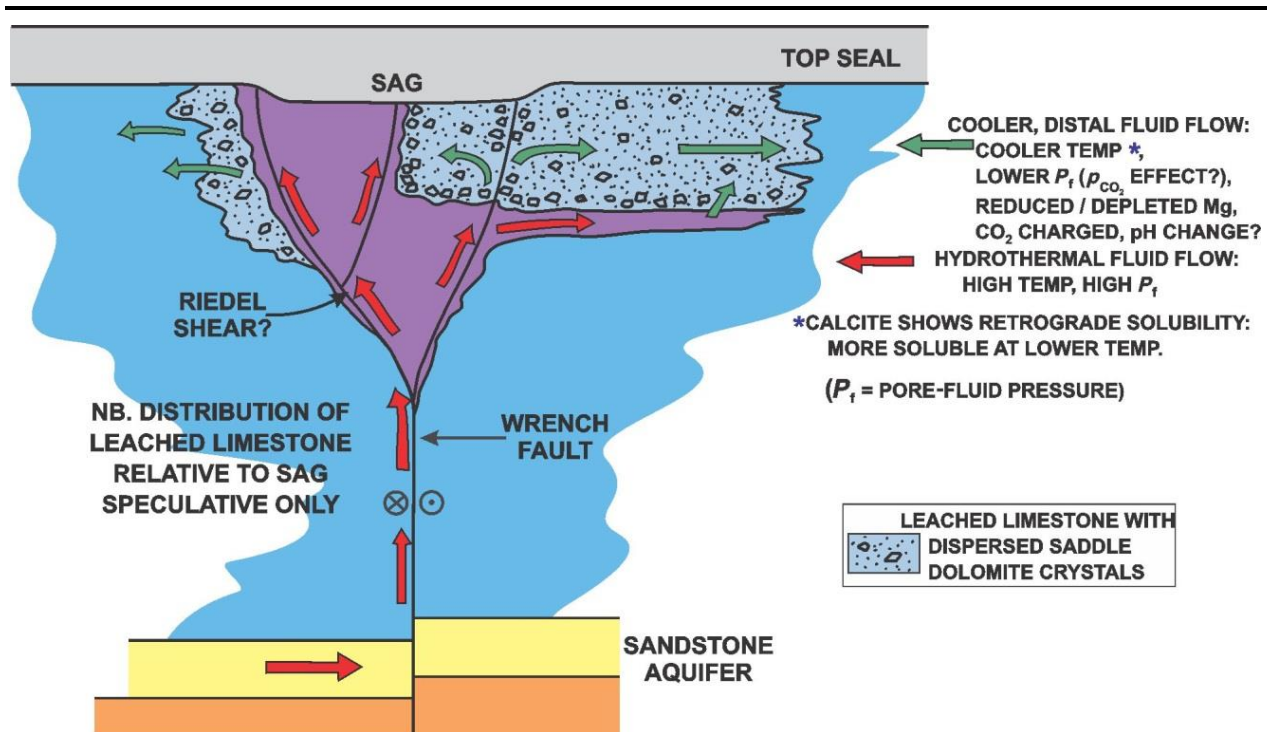


Figure 21 – Modèle diagénetique du contrôle par les failles de la circulation des fluides hydrothermaux au sein de la Formation de Slave Point, basé sur le réservoir de Ladyfern situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Modifiée de Davies et Smith (2006).

3.3.4. Techniques d'exploitation

Dans les années 2000, l'exploitation au sein de la Formation de Slave Point utilisait exclusivement des techniques conventionnelles avec des forages verticaux. Le succès demeurait toutefois marginal en raison de la difficulté à prédire l'extension latérale des zones avec une meilleure porosité. En conséquence, le développement à grande échelle de cette thématique d'exploration a été jugé non rentable en raison de la mauvaise qualité de réservoir. Plus récemment, en Alberta, le forage horizontal et la technologie de la fracturation hydraulique a permis aux opérateurs d'améliorer la capacité de production d'horizons de porosité plus faibles et de permettre ainsi le développement commercial des zones précédemment considérées comme non rentables (Lerner et al., 2013). Malgré tout, en Colombie Britannique, les dolomies hydrothermales de la formation de Slave point est établie comme étant une thématique d'exploration de type conventionnel, c'est à dire qui ne nécessite pas nécessairement l'utilisation de la fracturation hydraulique pour exploiter les réservoirs de gaz naturel (BC MEMPR, 2006).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

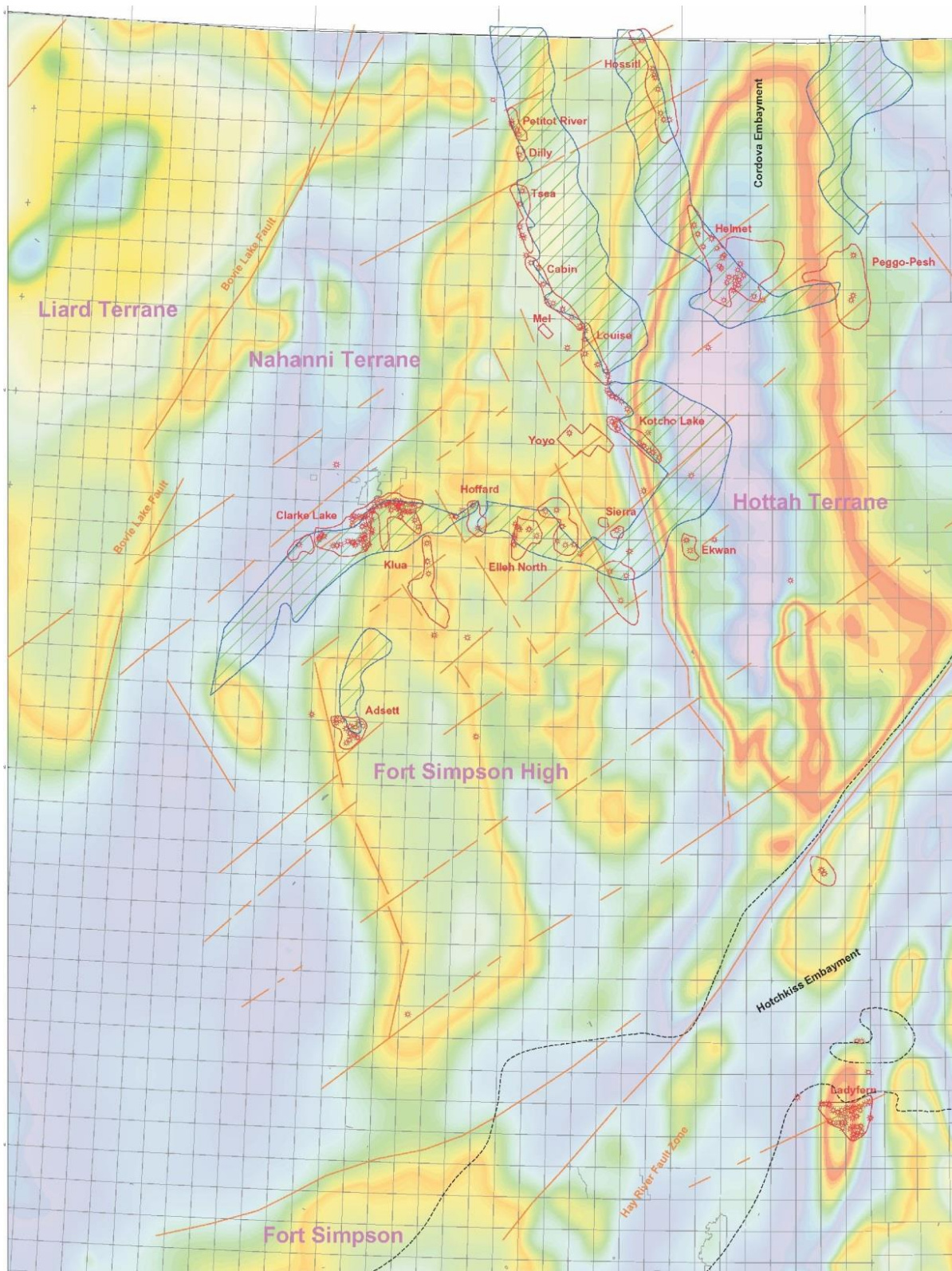


Figure 22 – Éléments structuraux et domaines magnétiques du socle dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Modifiée de Madi et al. (2003).

4. La structure de Galt

4.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Galt

4.1.1. Cadre géologique régional

La découverte de la structure de Galt Figure 11 remonte au début des années 2000. Des travaux d'exploration sur cette structure sont en cours cette année (2015) avec le forage du puits Galt no.5 (<http://www.junex.ca/gaspesie>). Au point de vue géologique, la structure de Galt se situe dans le synclinal de Champou (Figure 4), un synclinal de direction NO-SE dans le secteur est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé (Figure 4; Figure 11). Le contexte structural de ce secteur de la ceinture de Gaspé est très complexe. La structure de Galt est un anticlinal de direction E-O à proximité de la faille du Troisième Lac, une faille de coulissage dextre acadienne. De plus, les failles de chevauchement à vergence sud-est qui ont été reconnues dans l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean sont présentes dans la structure de Galt (Kirkwood et al., 2004).

Les réservoirs qui sont ciblés par les travaux en cours se trouvent dans la Formation de Forillon des Calcaires supérieurs de Gaspé, l'assemblage lithostratigraphique III de la ceinture de Gaspé. Il faut toutefois mentionner que des réservoirs potentiels avaient été reconnus dans d'autres formations telle que la Formation d'Indian Cove (Kirkwood et al., 2004).

4.1.2. Caractéristiques du réservoir

En 2001, la structure de Galt était considérée comme un champ gazier. Le gaz naturel a été commercialisé pendant quelques années. Il était comprimé et transporté par camion vers les industries de la pêche à Rivière-au-Renard et Gaspé. Les puits Junex et al. Galt no.1 et Soquip et al. Galt no.1 avaient permis de reconnaître trois unités réservoirs potentielles (Kirkwood et al., 2004; Figure 23) : 1) les grès de la Formation de York River contenant du pétrole lourd dans les 500 premiers mètres de la structure, 2) les calcaires dolomités et bréchifiés de la Formation d'Indian Cove avec du pétrole léger entre 500 et 1500 mètres de profondeur, et 3) les calcaires de la Formation de Forillon ayant produit le gaz naturel dans un réservoir profond entre 1 500 et 2 500 m. Du pétrole, du gaz naturel et des condensats ont été observés dans les zones les plus profondes des puits dans la Formation d'Indian Point (Kirkwood et al., 2004).

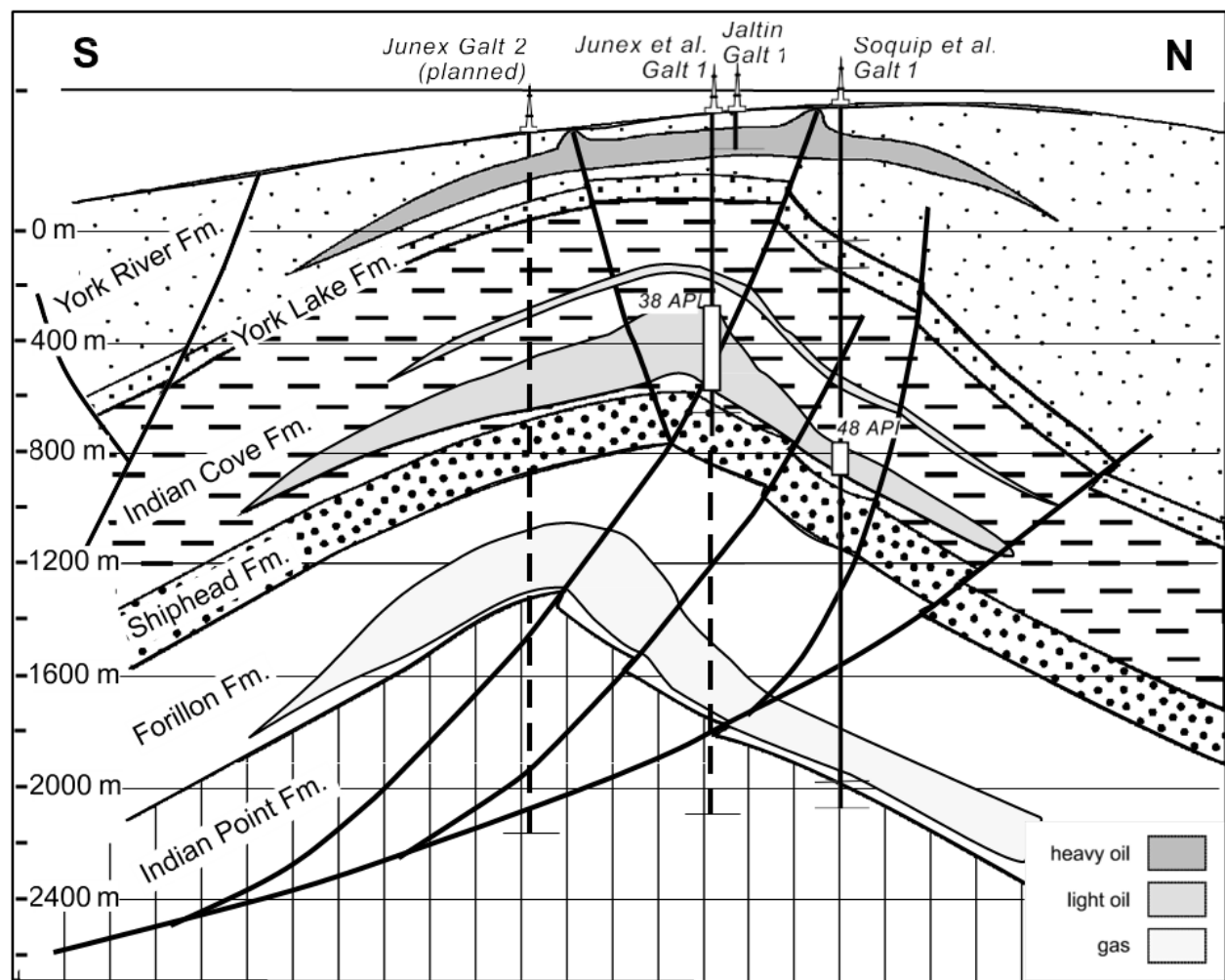


Figure 23 – Coupe structurale schématique de direction N-S de la structure de Galt montrant les premiers forages et les réservoirs potentiels. Tirée de Kirkwood et al. (2004).

L'anticlinal ouvert de Galt de direction E-O forme un dôme avec des fermetures dans les quatre directions, autant vers le nord et le sud dans le sens du pendage des strates (Figure 23), que vers l'est et l'ouest. Il s'agit d'une culmination structurale ce qui est considéré comme un excellent piège pour les hydrocarbures. Le récent forage du puits horizontal Galt no. 4 a mis en évidence la présence de pétrole léger dans le réservoir de la Formation de Forillon (Junex, 2015a). La porosité de fractures est importante, jusqu'à 6% (Aguilera et Lavoie, 2002), et une porosité due à la dolomitisation hydrothermale a été reconnue (Kirkwood et al., 2004). L'épaisseur moyenne de la zone productrice dans le puits Galt no.4 est de 200 m. La longueur totale du forage est de 2 400 mètres dont 1 500 mètres dans le réservoir de Forillon (Junex, 2015a). La technologie du forage horizontal orienté perpendiculairement à la direction dominante des fractures naturelles a permis de recouper des zones fracturées ouvertes et contenant du pétrole (Figure 24). Cette fracturation naturelle a permis de ne pas avoir recours à la fracturation hydraulique. La fracturation naturelle permet d'augmenter la porosité de la roche, mais également sa perméabilité pour favoriser le transport des hydrocarbures dans la matrice rocheuse. La roche couverture pour ce réservoir est constituée des roches silicoclastiques fines de la Formation de Shiphead (Figure 23). Des roches

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

mères ordoviciennes et dévoniennes ont été identifiées dans ce secteur de la Gaspésie (Roy, 2008). Les unités dévoniennes contenant des niveaux de roches mères sont les formations d'Indian Point, de Forillon, de Shiphead et de York River (Roy, 2008), des unités présentes directement dans la structure de Galt. Des analyses de biomarqueurs indiquent qu'il pourrait y avoir une composante ordovicienne dans les huiles récoltées des puits forés dans l'est de la Gaspésie (Roy, 2008). Les analyses géochimiques de Grundman (2013) permettent toutefois d'établir une origine ordovicienne des huiles de la Gaspésie.

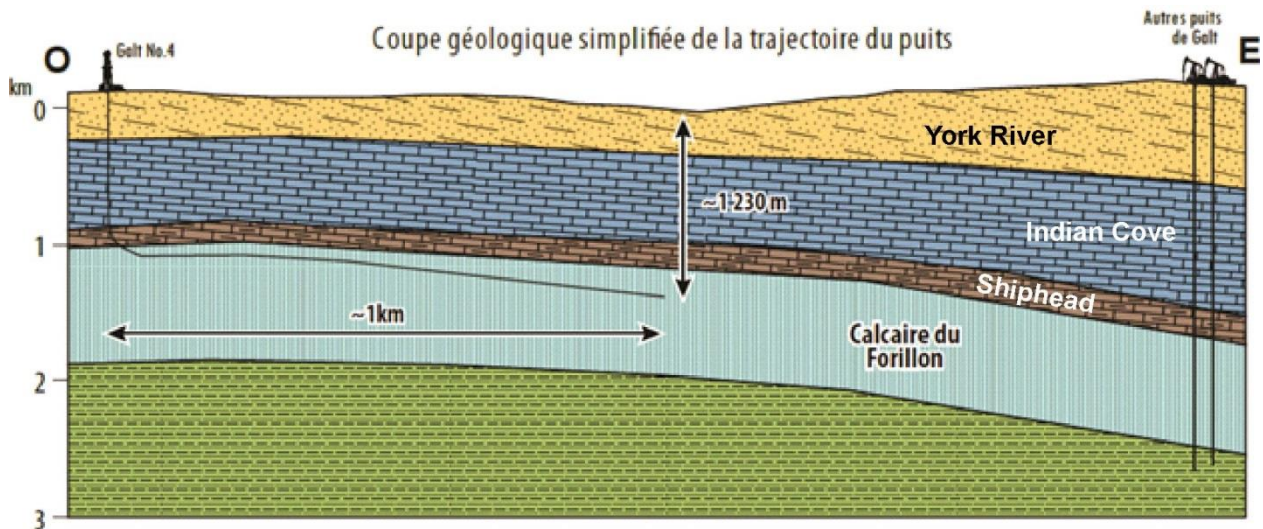


Figure 24 – Schéma approximatif du forage horizontal de Galt no.4. (Source : Junex, 2014).

4.1.3. Estimation de la ressource

En 2001, la structure de Galt était considérée comme un champ gazier avec une ressource en place estimée à 500×10^6 pieds cube sur une superficie de 32 hectares (Lavoie et Bourque, 2001). En 2011, un premier estimé du volume de pétrole en place est publié par l'opérateur pour la Formation de Forillon, sur la base de cinq puits et d'un levé sismique 2D : 26×10^6 barils découverts et 234×10^6 barils non-découverts sont alors proposés (Junex, 2011a). En 2013, le volume de pétrole en place estimé est augmenté de 25 % après le forage d'un sixième puits et l'addition de la Formation d'Indian Cove : la ressource est alors portée à 36×10^6 barils découverts et 294×10^6 barils non-découverts (Junex, 2013), sur une superficie d'environ 80 km^2 . En juin 2015, enfin, le volume de pétrole en place estimé est augmenté de 69 % par rapport à l'estimation de 2013. La ressource est alors portée à 81×10^6 barils découverts et 476×10^6 barils non-découverts. Cette nouvelle augmentation résulte de l'analyse des résultats du puits horizontal Galt no.4 et de l'agrandissement de la superficie de la zone prospective. La nouvelle superficie n'est toutefois pas communiquée. Au 31 décembre 2013, la production cumulée pour quatre puits était de 5 527 barils d'une huile titrant 46 à 48° API (NSAI, 2013). Les essais de production réalisés en 2015 pour le seul puits Galt no.4 ont permis d'extraire 7 200 barils (Junex, 2015b).

4.2. Les analogues potentiels

Les réservoirs fracturés naturellement possèdent deux types de porosité :

- 1) celle contenue dans la matrice de roche (dite porosité interstitielle), sous forme de vides ou de trous;
- 2) celle créée par la présence de fractures dans la roche (dite porosité de fracture).

Les fractures se forment généralement dans les roches dites cassantes, c'est-à-dire qui ont une très faible plasticité. C'est notamment le cas pour certains types de grès, pour les dolomies, ainsi que pour les calcaires. La génération de ces fractures est attribuée à deux grandes causes (Aguilera, 1980) :

- 1) la déformation de la roche causée par des événements tectoniques, tel que le plissement des couches rocheuses et le mouvement de failles;
- 2) l'exhumation en surface des roches suite à une période d'érosion, causant ainsi une expansion de la roche et de la fracturation le long de plans de faiblesse.

Les réservoirs fracturés naturellement ont généralement une matrice ayant une faible perméabilité primaire (en anglais, *tight reservoirs*). Les fractures naturelles créant une fracturation secondaire viennent augmenter la porosité totale et l'espace disponible pour emmagasiner des hydrocarbures. Les fractures naturelles viennent également créer des chemins de migration et contrôler la perméabilité du réservoir.

Les calcaires fracturés d'âge mississippien (en anglais, *Mississippian Limestone*) du bassin d'Anadarko dans les états de l'Oklahoma et du Kansas, aux États-Unis, représentent l'analogie choisi pour les structures de Galt et de Bourque.

4.3. Le Mississippian Limestone

4.3.1. Localisation géographique

Le *Mississippian Limestone* est l'ensemble des unités calcaires d'âge mississippien faisant partie du bassin d'Anadarko. Le bassin sédimentaire d'Anadarko, qui couvre environ 130 000 km², est principalement situé au nord-ouest de l'État d'Oklahoma et au sud-ouest de l'État du Kansas, aux États-Unis (Figure 25). Une partie du bassin se retrouve également au nord-est de l'État du Texas, ainsi qu'au sud-est de l'État du Colorado. Toutefois, l'essentiel de la production pétrolière et gazière au sein du *Mississippian Limestone* a été réalisé en Oklahoma et au Kansas, comme l'illustre la localisation des forages au sein de cette unité (Figure 26).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

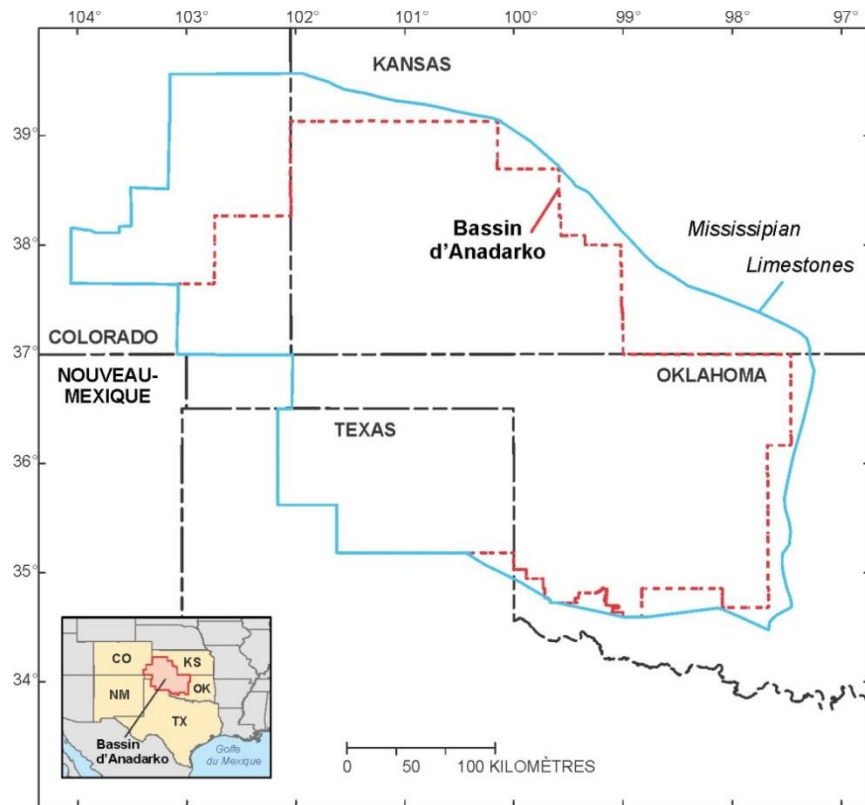


Figure 25 – Carte de localisation du bassin d’Anadarko. Modifiée de Higley (2014). Les limites du *Mississippian Limestone* sont une projection en surface de leur extension en profondeur.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

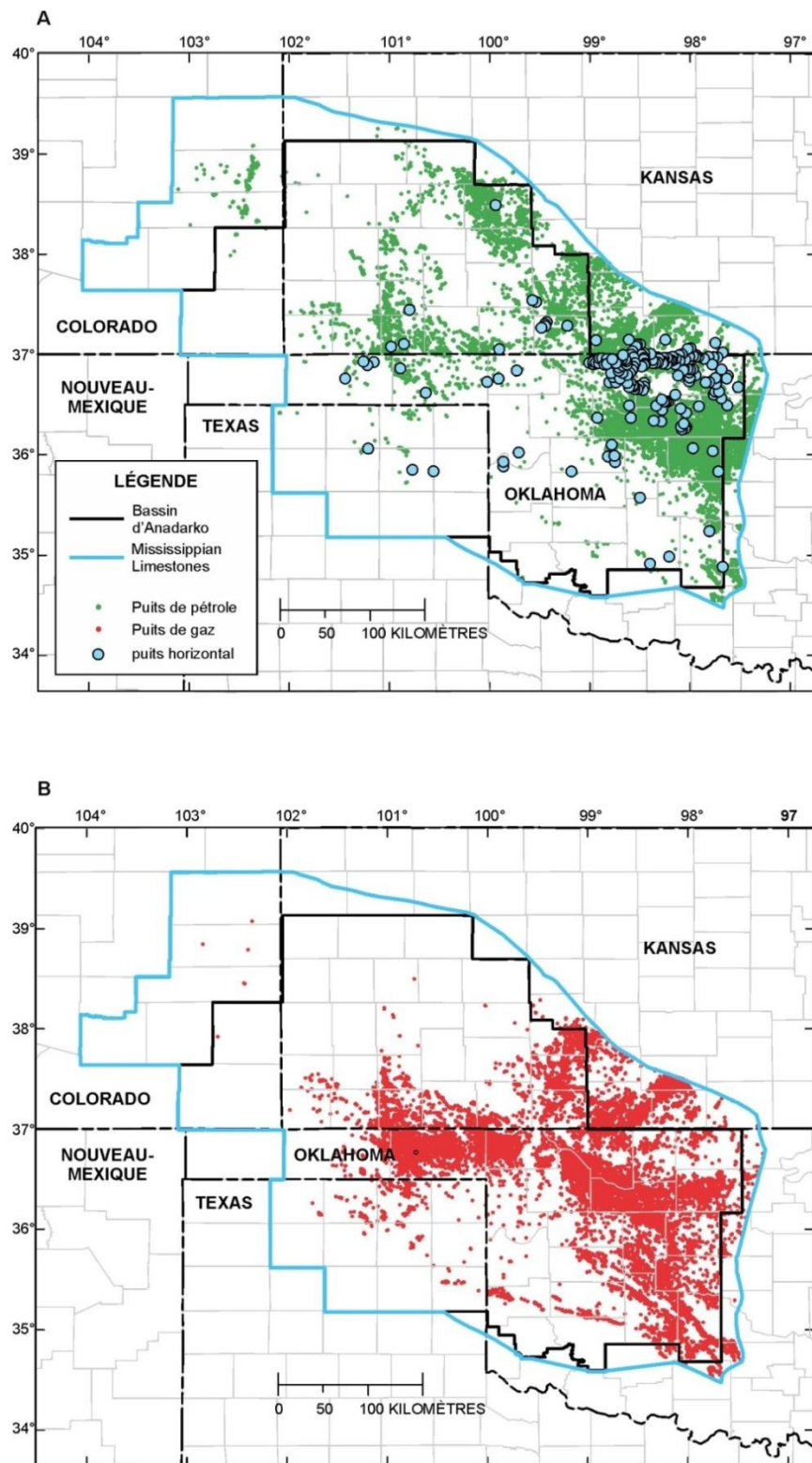


Figure 26 – Carte des puits pétroliers (A) et gaziers (B) forés au sein du *Mississippian Limestone*. Modifiée de Higley (2014). Les puits horizontaux sont indiqués en bleu sur la carte (A).

4.3.2. Cadre géologique

Le bassin d'Anadarko est le bassin sédimentaire situé sur la terre ferme (en anglais, *onshore*) le plus profond des États-Unis. En effet, à certains endroits, le sommet du socle précambrien se situe à plus de 12 km de profondeur (Higley, 2014). Sa forme asymétrique et son approfondissement vers le sud sont le résultat de mouvements tectoniques survenus lors de la formation de la chaîne de montagnes de Wichita durant la période pennsylvanienne, autour de 300 Ma (Figure 27).

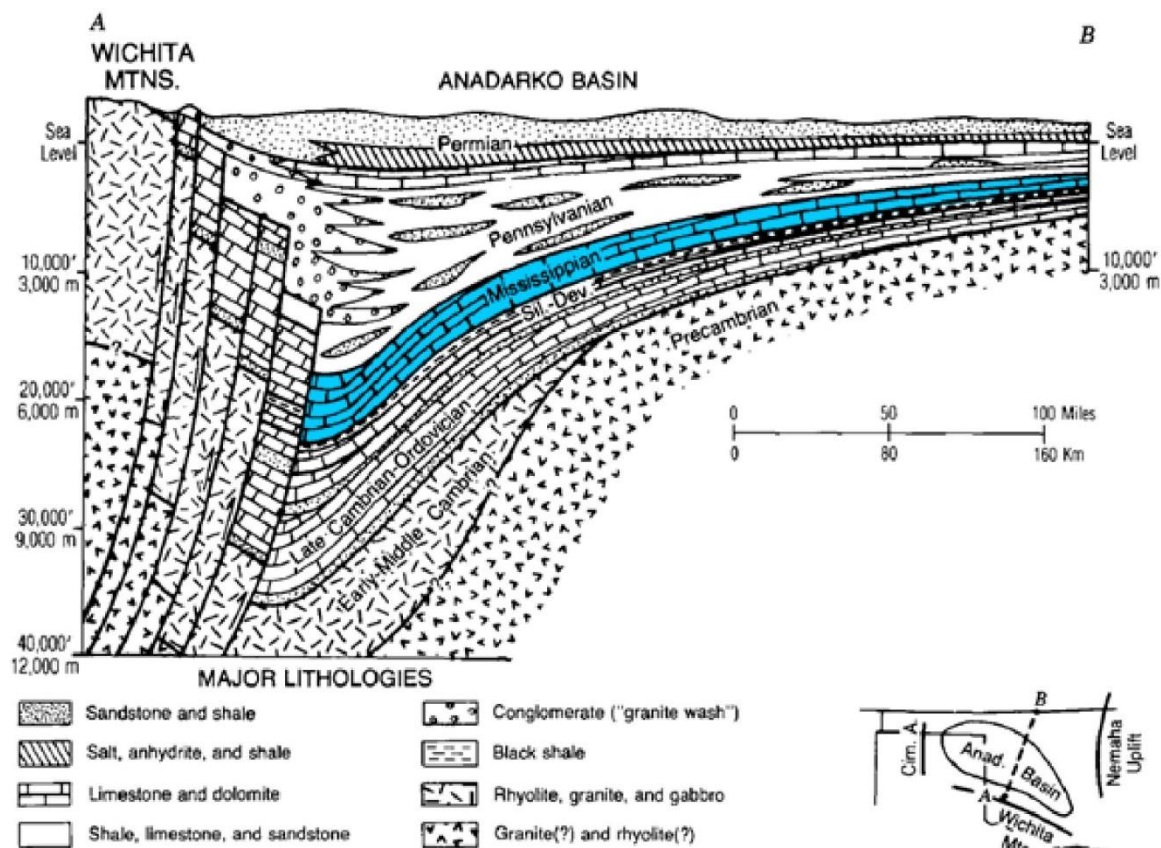


Figure 27 – Coupe structurale généralisée du bassin d'Anadarko, du sud (A) vers le nord (B). Tirée de Johnson (1989).

L'histoire du bassin d'Anadarko peut être divisée en quatre épisodes majeurs (Johnson, 1989):

- 1) une période ignée, de la fin du Précambrien au milieu du Cambrien, lors de laquelle se produisirent un soulèvement suivi d'un rift. Des roches intrusives et extrusives se mirent en place, donnant naissance au bassin d'Anadarko (Figure 28 A et B);
- 2) une période de transgression marine, de la fin du Cambrien jusqu'au Mississippien, au cours de laquelle la zone actuelle du bassin d'Anadarko (Figure 29) était située près de l'équateur et faisait partie d'une vaste mer peu profonde, dite épicontinentale. Ainsi, une

épaisse et vaste séquence de carbonates interlités de shale et de grès fut déposée au cours de cette période (Figure 28C);

- 3) une période orogénique, durant le Pennsylvanien, lors de laquelle le bassin d'Anadarko fut faillé et plissé pendant la formation de la chaîne de montagnes de Wichita. Ce soulèvement provoqua le dépôt de sédiments clastiques dû à l'érosion, principalement des grès, ainsi que des shales et quelques calcaires (Figure 28D);
- 4) une période finale de remplissage du bassin et d'érosion, à partir du Permien jusqu'à aujourd'hui, durant laquelle des dépôts continentaux, telles que des évaporites et des lits rouges ainsi que des carbonates, furent déposés durant la période permienne. Les sédiments plus jeunes que le Permien furent par la suite érodés du bassin.

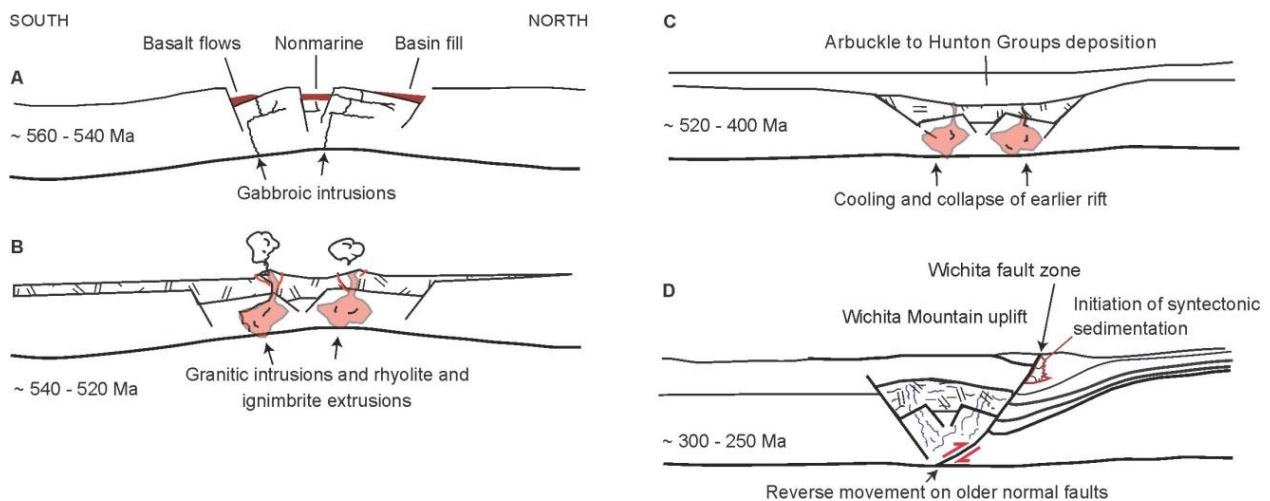


Figure 28 – Étapes de développement du bassin d'Anadarko. Tirée de Higley (2014).

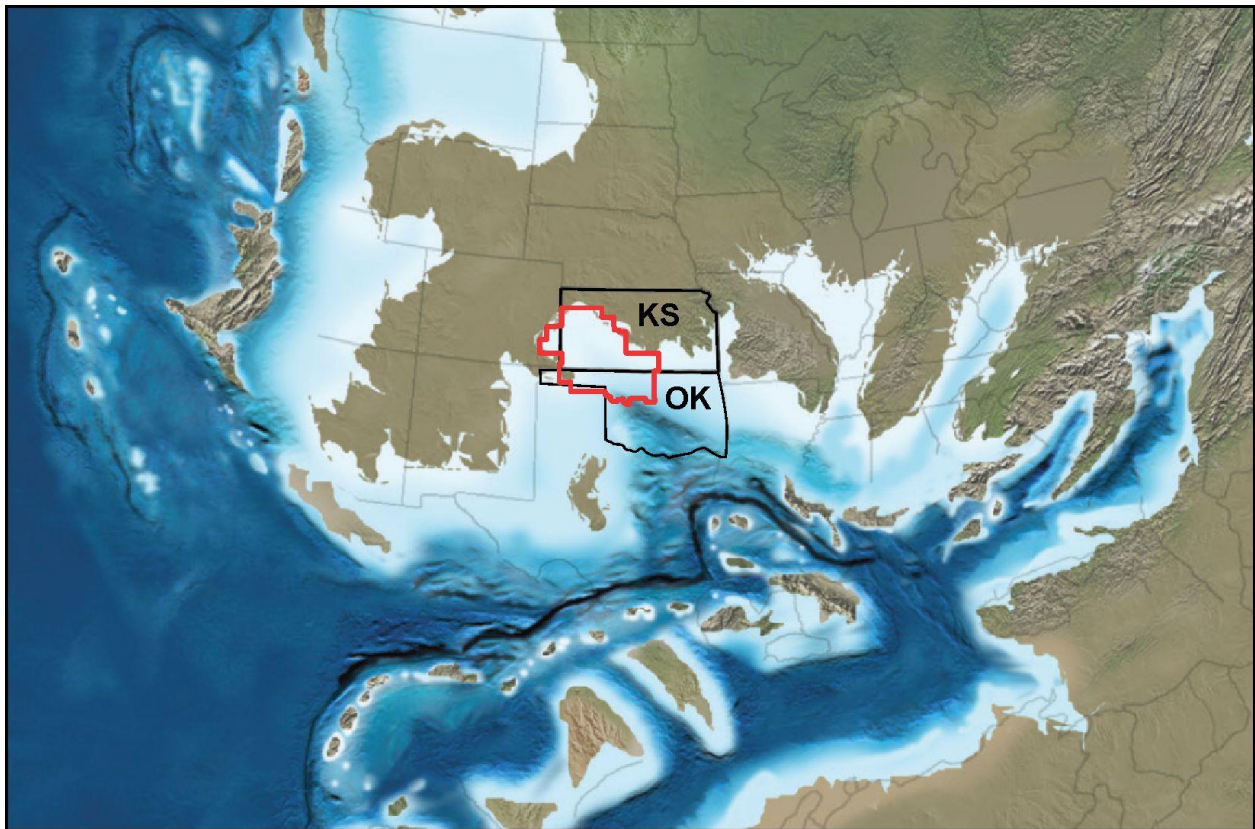


Figure 29 – Carte paléogéographique du bassin d’Anadarko durant le Mississippien. Modifiée d’Evans et Newell (2013).

Le *Mississippian Limestone* est une unité qui regroupe toutes les strates d’âge mississippien (Figure 30) qui surmontent le Woodford Shale d’âge Dévonien supérieur. Ces roches peuvent être divisées en deux séquences lithologiques :

- 1) la séquence inférieure, qui consiste en des calcaires d’eau peu profonde et des cherts. Cette séquence contient le Kinderhook Shale, le Osage Lime (qui regroupe la Formation de Cowley et le Mississipi Chat), ainsi que le Meramec Lime;
- 2) la séquence supérieure, qui consiste en des shales (Formation de Springer) ainsi que des calcaires et des grès (Groupe de Chester).

Dans la partie la plus profonde du bassin d’Anadarko, soit au sud, la séquence inférieure du *Mississippian Limestone* peut atteindre plus de 1 500 mètres d’épaisseur, tandis que la séquence supérieure peut dépasser 750 mètres d’épaisseur (Adler et al., 1971; Higley, 2014). La carte isopaque du *Mississippian Limestone* montre un épaissement vers le sud de l’unité (Figure 31).

Le sommet du *Mississippian Limestone* est marqué par une discordance d’érosion majeure, qui est recouverte par les grès du Groupe de Morrow.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

System	Series	Lithostratigraphic Unit	
Permian	Leonardian	Sumner Gp; Enid Gp.; Hennessey Gp.	
	Wolfcampian	Chase Group Council Grove Group Admire Group	Pontotoc Group
Pennsylvanian	Virgilian	Wabaunsee Group Shawnee Group	Ada Group
		Douglas Group	
	Missourian	Lansing Group Kansas City Group	Hoxbar Group
	Desmoinesian	Marmaton Group Cherokee Group	Deese Group
	Atokan	Atoka Gp.; Thirteen Finger limestone	
Mississippian	Morrowan	Morrow Gp./Fm.; lower Dornick Hills Gp.	
	Chesterian	Springer Formation Chester Group	Mayes Group
	Meramecian	Meramec lime	
	Osagean	Osage lime	
Kinderhookian	Kinderhook Shale		
Devonian	Chautauquan	Woodford Shale, Chattanooga Shale	
	Senecan	Misener sand	
		Erian Ulsterian	
Silurian	Cayugan Niagaran Alexandrian	Hunton Group	
Ordovician	Cincinnatian	Sylvan Shale; Maquoketa Shale	
		Viola Group/Formation	
	Champlainian	Simpson Group	
Cambrian (part)	Canadian	Arbuckle Group	
	Trempealeuan	Reagan Sandstone	
Franconian			

Figure 30 – Colonne stratigraphique généralisée du bassin d’Anadarko. Modifiée d’Higley (2014).

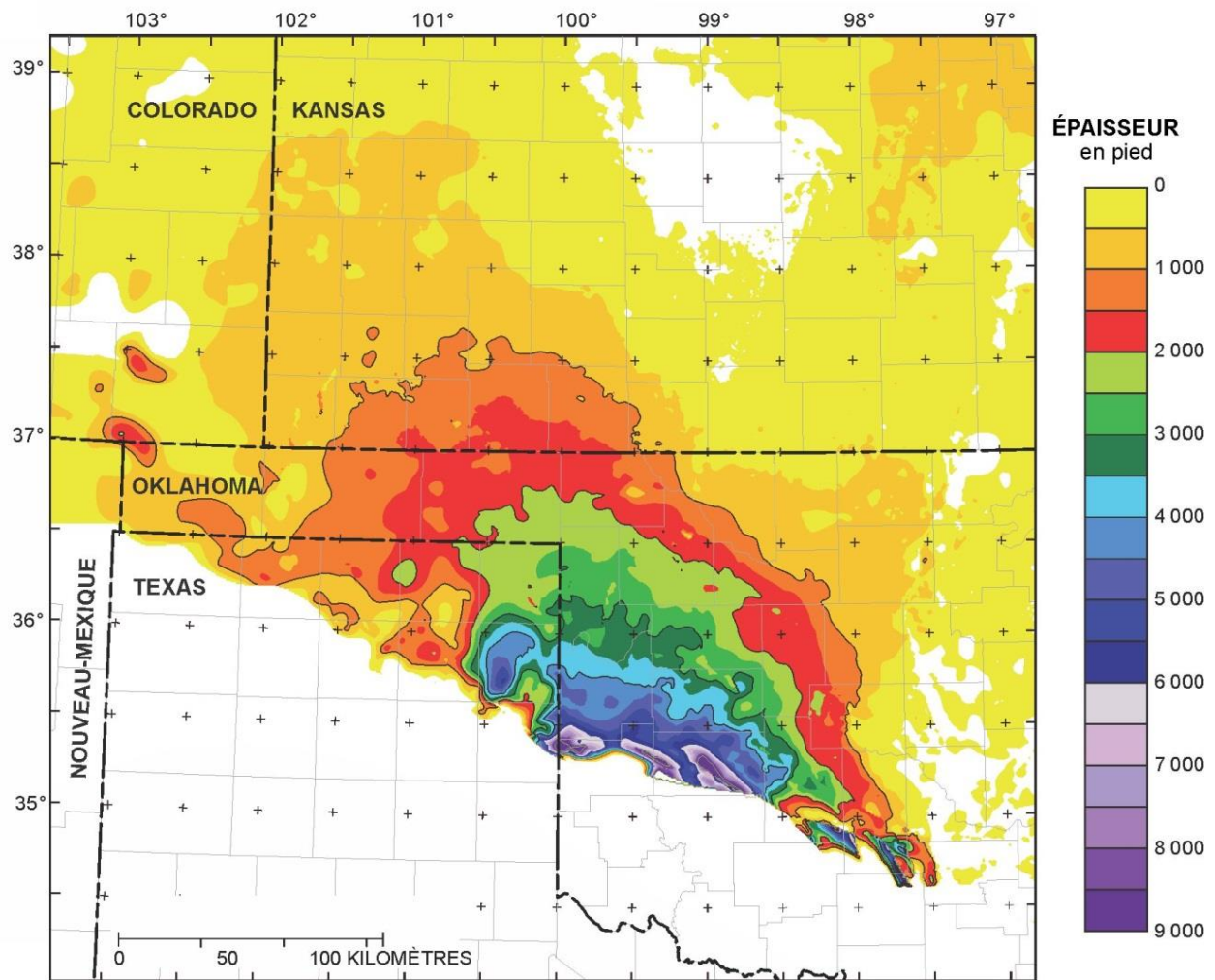


Figure 31 – Carte isopaque du *Mississippian Limestone*. Tirée d'Higley (2014).

4.3.3. Caractéristiques du réservoir

Les caractéristiques du réservoir du *Mississippian Limestone* sont résumées dans le tableau-synthèse (voir Annexe 2).

Le *Mississippian Limestone* englobe plusieurs unités qui ne sont pas toujours bien différenciées, et des questions demeurent à propos de la structure géologique des réservoirs impliqués. Les pièges sont de types structuraux lorsque le pétrole est confiné par une porosité associée aux fractures. Toutefois, les accumulations de gaz naturel sont plutôt causées par des pièges stratigraphiques, attribués à la variation de la qualité du réservoir au sein de l'unité (Ball et al., 1991).

Bien que l'épaisseur moyenne du *Mississippian Limestone* varie entre 500 et 2 500 mètres, la zone réservoir est habituellement inférieure à 250 mètres d'épaisseur (Evans et al, 2013; Higley, 2014). La profondeur moyenne des réservoirs exploités va de 500 à 2 500 mètres (Ball et al,

1991; Higley, 2014).

Les études géochimiques (Higley et al., 2014) montrent que la roche mère des hydrocarbures au sein du *Mississippian Limestone* proviendrait du Woodford Shale, d'âge Dévonien supérieur (Figure 30).

4.3.4. Techniques d'exploitation

Au début du 21^{ème} siècle, des innovations en matière de technologie de forage ont conduit à une augmentation significative de la production dans plusieurs champs pétroliers et gaziers aux États-Unis. En effet, plusieurs réservoirs alors considérés en fin de vie ou tout simplement trop peu productifs connurent un regain d'intérêt grâce à ces innovations technologiques.

Depuis des décennies, la méthode traditionnelle d'exploitation des hydrocarbures se limitait à des forages verticaux afin d'atteindre en sous-surface les zones productives. Toutefois, lorsque les réservoirs d'hydrocarbures avaient une faible perméabilité (en anglais, *tight reservoirs*), les taux de récupération de ces hydrocarbures étaient modestes, car le contact entre le puits et les zones productives était limité et les chemins de migration des hydrocarbures présents dans les pores étaient quasi-absents. Ainsi, des quantités appréciables d'hydrocarbures demeuraient alors dans les réservoirs et ne pouvaient donc être récupérées. Dans les réservoirs possédant une porosité de fracture de fractures significative, il était également difficile de récupérer les hydrocarbures parce que les fractures sont souvent sub-verticales. Un forage vertical intercepte plus difficilement des fractures sub-verticales et sur une zone moins importante (Figure 32).

De plus, l'utilisation de forages horizontaux permet d'intercepter les zones productives plus facilement et sur une plus grande distance (Figure 32). Le *Mississippian Limestone* a été foré verticalement depuis les années 1940, mais ce n'est que depuis 2007 que des forages horizontaux ont été réalisés au sein de cette unité géologique. De plus, lorsque les taux de récupération sont trop bas, certaines compagnies ont recours à la fracturation hydraulique pour augmenter la perméabilité du réservoir, mais cette pratique demeure marginale au sein du *Mississippian Limestone*.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

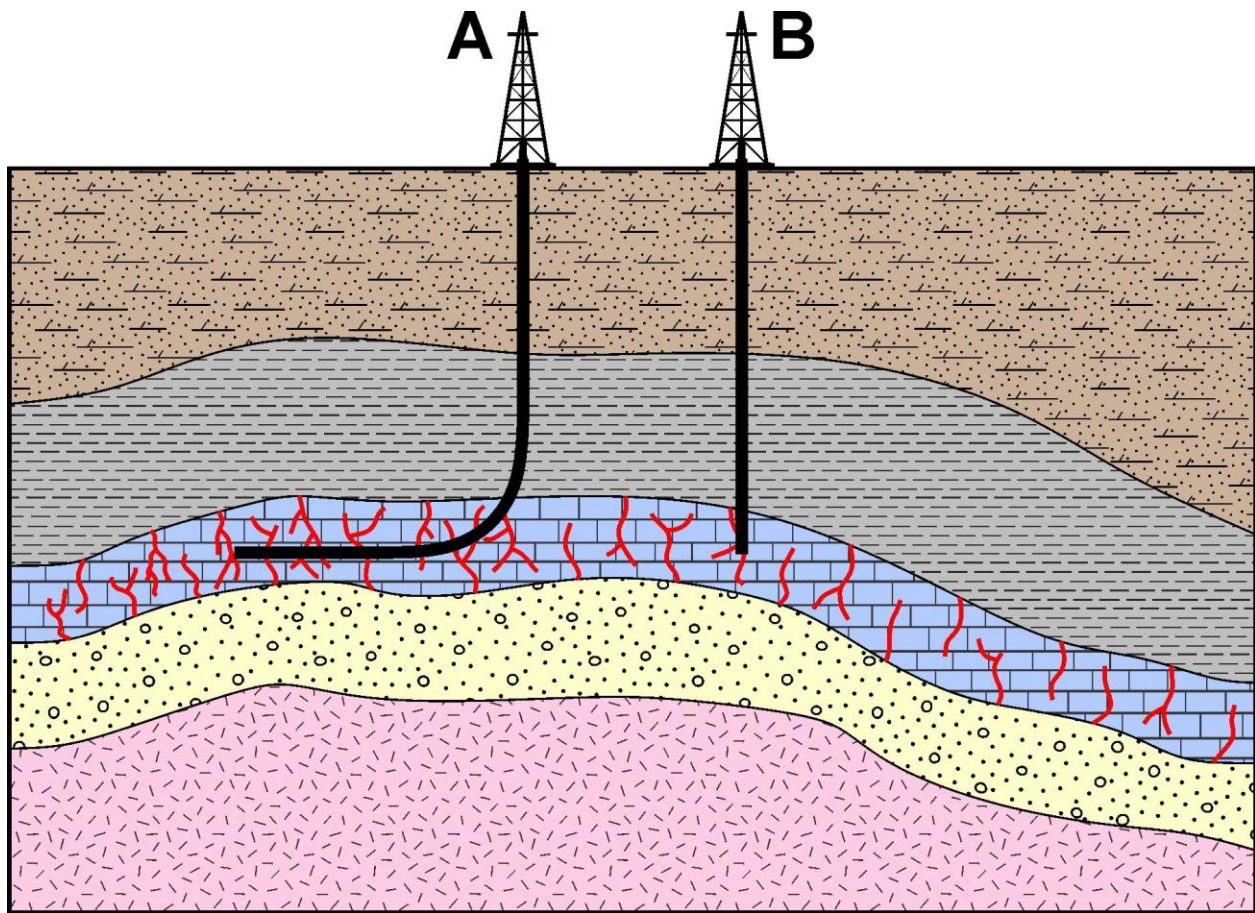


Figure 32 – Le forage horizontal (A) possède une longueur de contact avec la formation productrice plus grande que le puits vertical (B). Modifiée de l'EIA (1993). Les fractures sont représentées en rouge.

5. La structure de Bourque

5.1. Les caractéristiques géologiques de la structure de Bourque

5.1.1. Cadre géologique régional

La découverte de la structure de Bourque remonte au début des années 2010 et ce réservoir n'a pas encore été mis en production. La structure de Bourque se situe dans la région nord-est de la Gaspésie (Figure 4; Figure 11). Au point de vue géologique, la structure de Bourque est dans la partie nord du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de la ceinture de Gaspé près de sa limite nord avec les roches cambro-ordoviciennes de la zone de Humber (Figure 2). C'est la discordance composite taconienne-salinique qui délimite les roches cambro-ordoviciennes au nord de celles siluro-dévonniennes au sud (Figure 2). En surface, les puits Bourque no.1 et no.2 sont de part et d'autre du segment E-O de la faille du Bras Nord-Ouest (Figure 2).

Les récifs de type pinacle de la Formation de West Point de l'assemblage lithostratigraphique II de la ceinture de Gaspé constituaient la cible initiale du projet de forage de Bourque no.1 (Pétrolia, 2012a). Les récifs dévoniens de Leduc en Alberta représentaient l'analogie recherché par Pétrolia lors du forage de Bourque no.1. Le puits Leduc no.1 en Alberta a produit plus de 240 millions de barils de pétrole entre 1947 et 1984 au moment de sa fermeture (<http://www.encyclopediecanadienne.ca/fr/article/la-decouverte-du-petrole-a-leduc-lor-noir-coule-enfin/> - 2015-06-26). Les puits Bourque no.1 et no.2 ont toutefois traversé des zones de calcaires fracturés dans les Calcaires supérieurs de Gaspé de l'assemblage lithostratigraphique III de la ceinture de Gaspé.

5.1.2. Caractéristiques du réservoir

Les données des puits Bourque no.1 et no.2 demeurent encore confidentielles au moment d'écrire ce rapport. Sur la base des communiqués de presse diffusés par l'opérateur, nous pouvons donner quelques caractéristiques des réservoirs rencontrés dans la Formation de Forillon, l'unité basale des Calcaires supérieurs de Gaspé. Des indices de condensats (C₃-C₇) et du pétrole titrant 53° API ont été rencontrés sur un intervalle de 1 857 mètres (de 995 à 2 852 mètres) dans le puits Bourque no.1 d'une profondeur totale de 2 921 m. Les diagraphies indiquent une zone poreuse de plus de 100 mètres d'épaisseur à partir de 1 465 mètres dans Bourque no.1 (Pétrolia, 2012b). Une porosité vacuolaire est rencontrée dans les calcaires de la Formation de Forillon.

Le puits Bourque no.2 a rencontré deux zones de 300 mètres d'épaisseur affichant des caractéristiques de réservoir et du gaz naturel et des condensats ont été récupérés dans deux des trois essais aux tiges (Pétrolia, 2012c). L'une des deux zones montre des roches très fracturées tout comme dans le puits Bourque no.1 (Pétrolia, 2012c). La zone la plus profonde est saturée en hydrocarbures avec une faible perméabilité et une faible porosité primaire (Pétrolia, 2012c). La profondeur totale du puits Bourque no.2 est de 2 680 mètres. Les roches silicoclastiques à grains fins de la Formation de Shiphead pourraient représenter la roche couverture. Tel que mentionné auparavant, des zones de roches mères dévoniennes sont connues dans les Calcaires supérieurs de Gaspé (Roy, 2008), mais l'origine la plus probable des hydrocarbures dans le nord-est de la Gaspésie proviendrait d'une roche mère ordovicienne (Grundman, 2013).

5.1.3. Estimation de la ressource

Sur la base de deux forages exploratoires Bourque no.1 et no.2 et d'un levé sismique 3D couvrant 50 km², le volume médian de gaz en place estimé pour la Formation de Forillon, tel que publié par l'opérateur, s'élève à 725 x 10⁹ pieds cube non découverts. Ce volume est distribué dans quatre prospects de dimensions inégales, soit respectivement 367, 118, 165 et 75 x 10⁹ pieds cube (Sproule, 2013). Le meilleur essai aux tiges dans le puits Bourque no.1 a livré un débit maximal de 1,4 x 10⁶ pieds cube par jour (Pétrolia, 2012b).

5.2. Les analogues potentiels

Les analogues pour la structure de Bourque sont les mêmes que pour la structure de Galt. Voir les sections précédentes « 4.2 Les analogues potentiels » et « 4.3 Le Mississippian Limestone ».

6. La structure d’Haldimand

6.1. Les caractéristiques géologiques

6.1.1. Cadre géologique régional

La structure d’Haldimand se situe dans la région immédiate de la ville de Gaspé (Figure 2; Figure 11). C’est un secteur qui se trouve dans l’extrémité est du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de la ceinture de Gaspé (Figure 2; Figure 11). La structure d’Haldimand est localisée à l’est de la faille du Bras Nord-Ouest (Figure 2) et à l’ouest d’une faille subsidiaire, la faille d’Haldimand (Figure 33A).

En surface, ce sont les roches de la Formation de Battery Point du Groupe des Grès de Gaspé qui sont présents (Figure 33A), mais les réservoirs ciblés sont stratigraphiquement plus bas dans la Formation de York River du même groupe (Figure 33B). Ces deux formations du Groupe des Grès de Gaspé font partie de l’assemblage lithostratigraphique IV de la ceinture de Gaspé (Figure 5).

6.1.2. Caractéristiques du réservoir

Le réservoir de la structure d’Haldimand se trouve dans les grès de la Formation de York River. Le réservoir se situe dans un piège stratigraphique, soit une, ou des, zones plus poreuses dans l’ensemble des grès de la formation. Ces zones peuvent être limitées verticalement et latéralement par des roches silicoclastiques à grains plus fins qui constituent des bordures étanches pour confiner les hydrocarbures dans le réservoir. Des zones plus épaisses de ces roches à grains fins constituent également la roche couverture vers la surface. La porosité est évaluée entre 2 et 10% dans une des zones testées par un essai aux tiges dans le puits Haldimand no.1 (Pétrolia, 2006a). Des zones de forte concentration de fractures ouvertes sub-parallèles et sub-verticales constituent la porosité dans le puits Haldimand no.2. Cette porosité de fractures est accompagnée d’une porosité matricielle faible, mais parfois saturée en pétrole ou en gaz naturel. Les zones testées montrent en général une faible perméabilité. Le puits Haldimand no.1 a rencontré une zone de 140 mètres d’épaisseur saturée en hydrocarbures dans laquelle de l’huile titrant 47° API a été récupérée (Pétrolia, 2005). La roche couverture est représentée par les niveaux de roches à grains plus fins au sein même de la Formation de York River. La roche mère la plus probable serait ordovicienne, soit des shales équivalents à ceux de la Formation de Rivière Ouelle (Grundman, 2013) et qui pourraient être directement sous la séquence siluro-dévonienne traversée par les puits dans la structure d’Haldimand (Figure 33B).

Le puits Haldimand no.4 a utilisé la technologie du forage horizontal orienté perpendiculairement à l’orientation préférentielle des fractures pour favoriser le transport des hydrocarbures vers la section verticale du puits (Pétrolia, 2014). En utilisant les fractures naturelles observées dans le puits Haldimand no.2, il n’a pas été nécessaire de recourir à la fracturation hydraulique dans le puits Haldimand no.4.

environ $7,7 \times 10^6$ barils et le volume non-découvert à environ $69,7 \times 10^6$ barils (Sproule, 2013). Cette estimation pourra éventuellement être révisée lorsque de nouvelles données seront disponibles pour le puits Haldimand no.4.

Une estimation régionale de la quantité de pétrole en place dans les formations de York Lake et de York River a été réalisée par la Commission géologique du Canada (Lavoie et al., 2009). Cette estimation repose sur les paramètres du réservoir potentiel tels qu'ils ont pu être établis à partir des puits récents forés dans la région d'Haldimand (épaisseur nette, porosité, saturation en eau, etc.). En l'absence d'un nombre suffisant de prospects, l'extrapolation statistique à l'échelle régionale a été établie sur la base des caractéristiques et de la distribution d'un *play* considéré équivalent en première approximation : les grès du Dévonien inférieur de la Formation d'Oriskany du nord-est du bassin appalachien aux États-Unis. La modélisation ainsi réalisée indique un potentiel médian total de $16,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ (102×10^6 barils), distribué sur treize champs pétroliers ou réservoirs géographiquement distincts. 80 % de la ressource serait concentrée dans cinq champs pétroliers, le plus large de ces champs ayant une capacité de $7,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($45,4 \times 10^6$ barils). Un taux de succès pour les forages exploratoires dédiés à ce genre de *play* est estimé à 13 % (Lavoie et al., 2009).

6.2. Les analogues potentiels

Le pétrole léger de réservoirs étanches (en anglais, *tight light oil*) se retrouve dans les séries sédimentaires caractérisées par une faible perméabilité. Ainsi, l'écoulement du pétrole à partir de la roche vers le trou de forage est restreint par la nature à grains fins de la roche qui renferme le pétrole, d'où le terme « réservoir étanche ». Un pétrole est considéré léger lorsque sa densité est supérieure à 40° API.

La majorité du pétrole de réservoirs étanches est produite à partir de grès, de calcaire ou de dolomie. Le pétrole piégé dans ces unités géologiques relativement imperméables requiert des techniques d'extraction particulières incluant le forage horizontal et parfois la fracturation hydraulique. Lorsque les réservoirs étanches sont constitués de grès, cette thématique d'exploration se nomme grès à faible perméabilité (en anglais, *tight sand oil*) (Figure 34).

Lavoie et al. (2009) considèrent les grès dévoniens de la Formation d'Oriskany, situés dans la partie nord-est du bassin des Appalaches aux États-Unis, comme un bon équivalent aux grès de la Formation de York River qui constitue le réservoir de la structure d'Haldimand. Toutefois, l'essentiel de la production d'hydrocarbures au sein des grès de la Formation d'Oriskany consiste en du gaz naturel. Étant donné que la structure d'Haldimand semble produire principalement du pétrole, les grès du membre médian de la Formation de Bakken, située principalement au Dakota du Nord et en Saskatchewan dans le bassin de Williston, sont également choisis comme analogues.

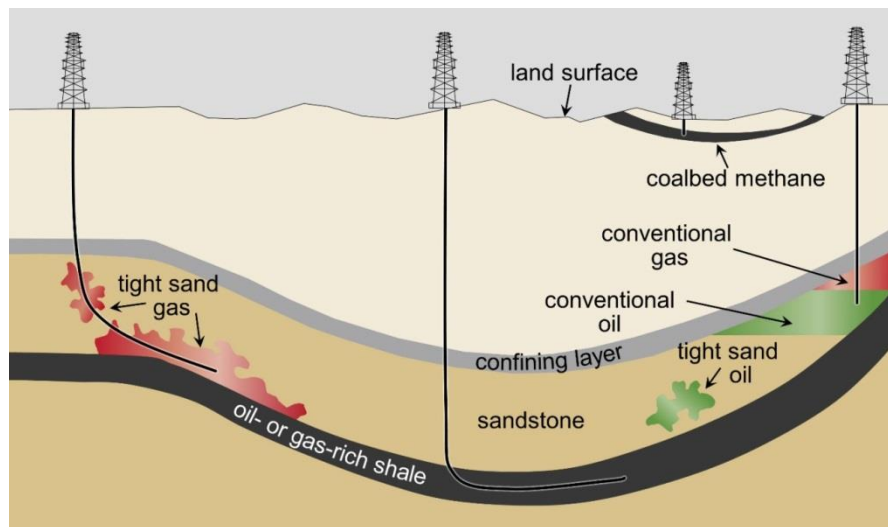


Figure 34 – Schéma conceptuel des différents types de ressources d'hydrocarbures. Modifiée d'USGS (2002).

6.3. La Formation d'Oriskany

6.3.1. Localisation géographique et historique

L'Oriskany Sandstone est une unité de grès du Dévonien inférieur reconnue sur la majeure partie du bassin des Appalaches dans le nord-est des États-Unis (Figure 35). Plus précisément, l'Oriskany Sandstone est exploré principalement dans les États de New York, de la Pennsylvanie, de l'Ohio et de la Virginie-Occidentale (Figure 36).

Le premier champ gazier au sein de l'Oriskany Sandstone fut découvert en 1899 dans le nord-est de l'Ohio. Dans les années 1930, la production de gaz s'étend en Virginie-Occidentale avec l'importante découverte du champ Elk-Poca, puis en Pennsylvanie dans les années 1940 avec la découverte du champ Erie (Figure 36).

Depuis, plus de 200 champs de gaz ont été découverts dans de cette thématique d'exploration (Peterson, 1995). Toutefois, un déclin s'observe dans les activités d'exploration depuis les années 1960 (Milici et Swezey, 2006).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

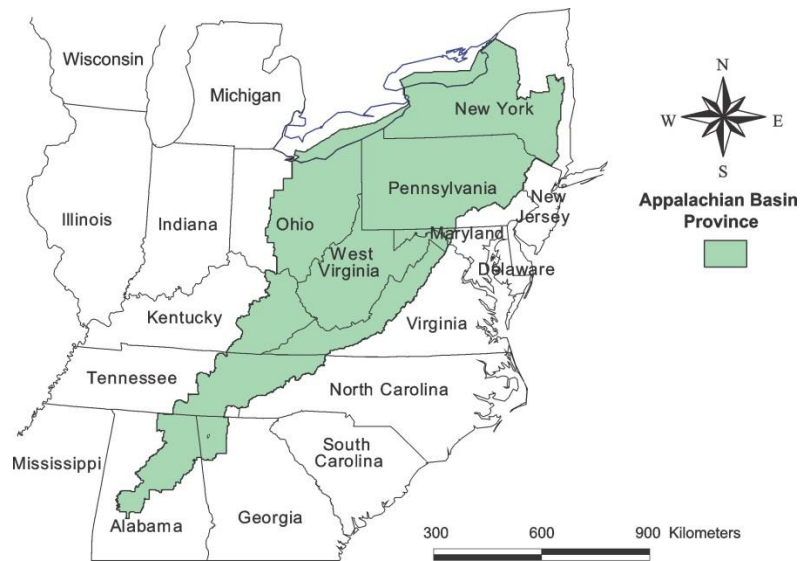


Figure 35 – Localisation du bassin des Appalaches aux États-Unis. Tiré de Milici et al. (2003).

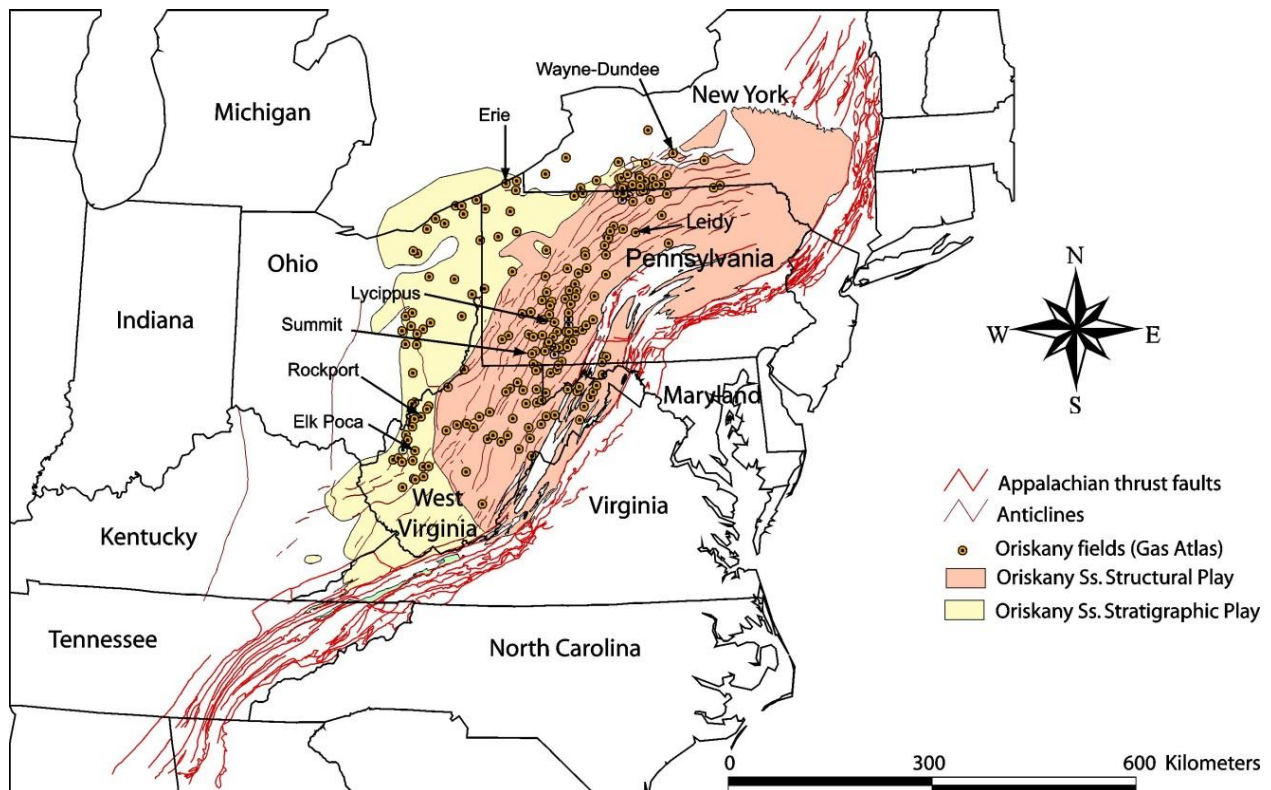


Figure 36 – Localisation de l’Oriskany Sandstone au sein du bassin des Appalaches aux États-Unis. Modifiée de Roen et Walker (1996) et Milici et Swezey (2006).

6.3.2. *Cadre géologique*

Le bassin des Appalaches aux États-Unis est un bassin asymétrique orienté du nord-est vers le sud-ouest sur une longueur de 1 750 km, couvrant une superficie de près de 500 000 km² (Figure 35). Ce bassin consiste en une succession de roches sédimentaires du Paléozoïque, allant du Cambrien inférieur au Permien inférieur (Figure 37). La couverture sédimentaire du bassin peut atteindre plus de 12 km d'épaisseur dans sa partie la plus profonde, en Pennsylvanie (Milici, 1996).

Le bassin des Appalaches aux États-Unis peut être divisé en six séquences tectonostratigraphiques, chacune séparée par des discordances régionales (Figure 37):

- le rift d'Iapétus et les dépôts de marge passive (Cambrien à Ordovicien inférieur);
- les dépôts de flysch de l'orogénie taconienne (Ordovicien moyen à supérieur);
- les dépôts molassiques post-taconiens et la plateforme carbonatée (Silurien à Dévonien inférieur);
- les dépôts de flysch de l'orogénie acadienne (Dévonien moyen à Mississippien inférieur);
- les dépôts molassiques post-acadiens;
- les dépôts de flysch de l'orogénie alléghanienne.

L'Oriskany Sandstone est une unité de grès quartzitique du Dévonien inférieur située dans la partie supérieure de la séquence tectonostratigraphique des dépôts post-taconiens (Figure 37; Figure 38). L'unité repose sur une discordance, appelée « *Acadian Discontinuity* » et est également en contact de discordance avec l'unité sus-jacente, le calcaire siliceux de l'Huntersville Chert (Milici et Swezey, 2006).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

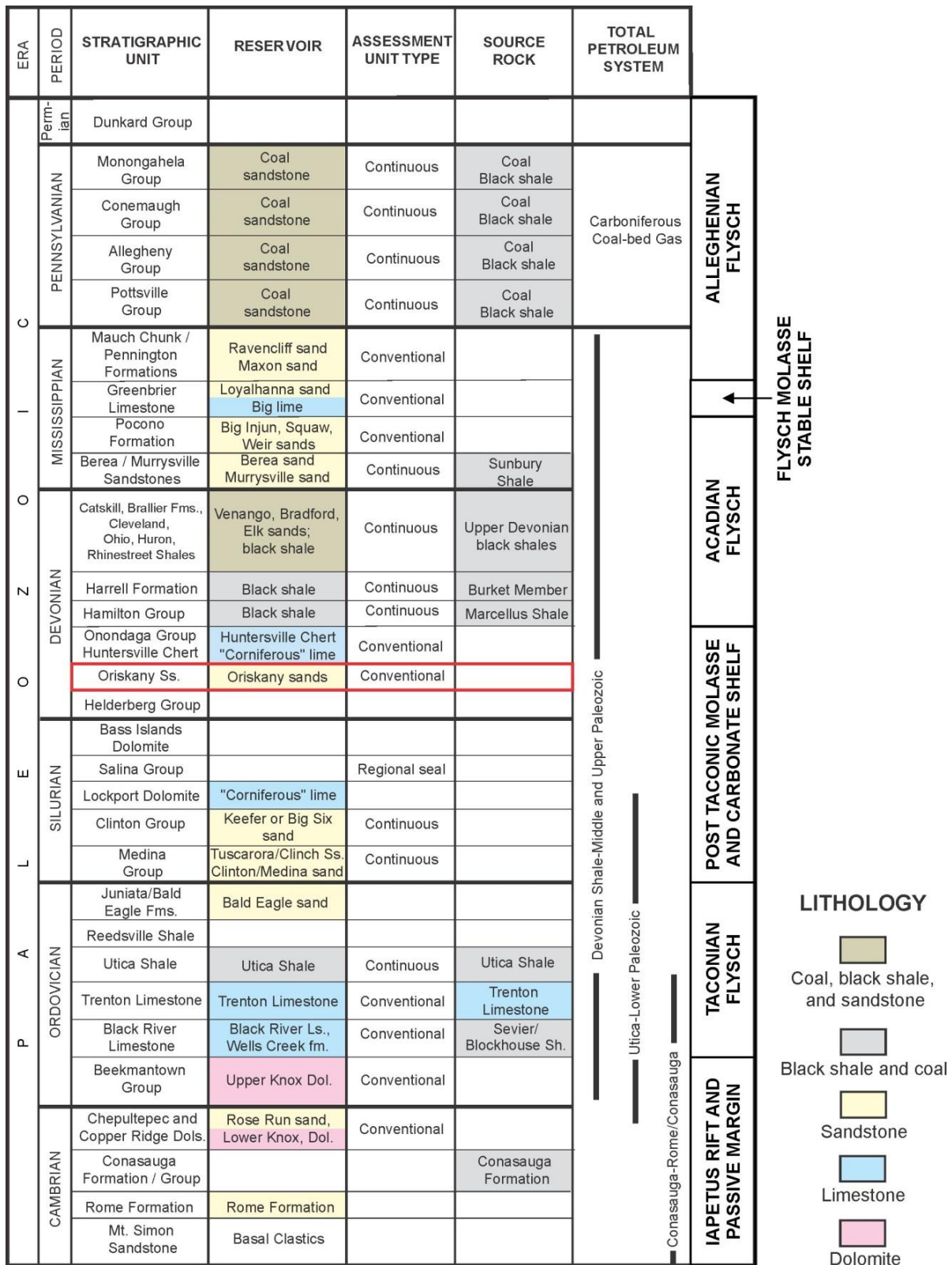


Figure 37 – Stratigraphie du bassin des Appalaches. Modifiée de Milici (1996) et Milici et Swezey (2006).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

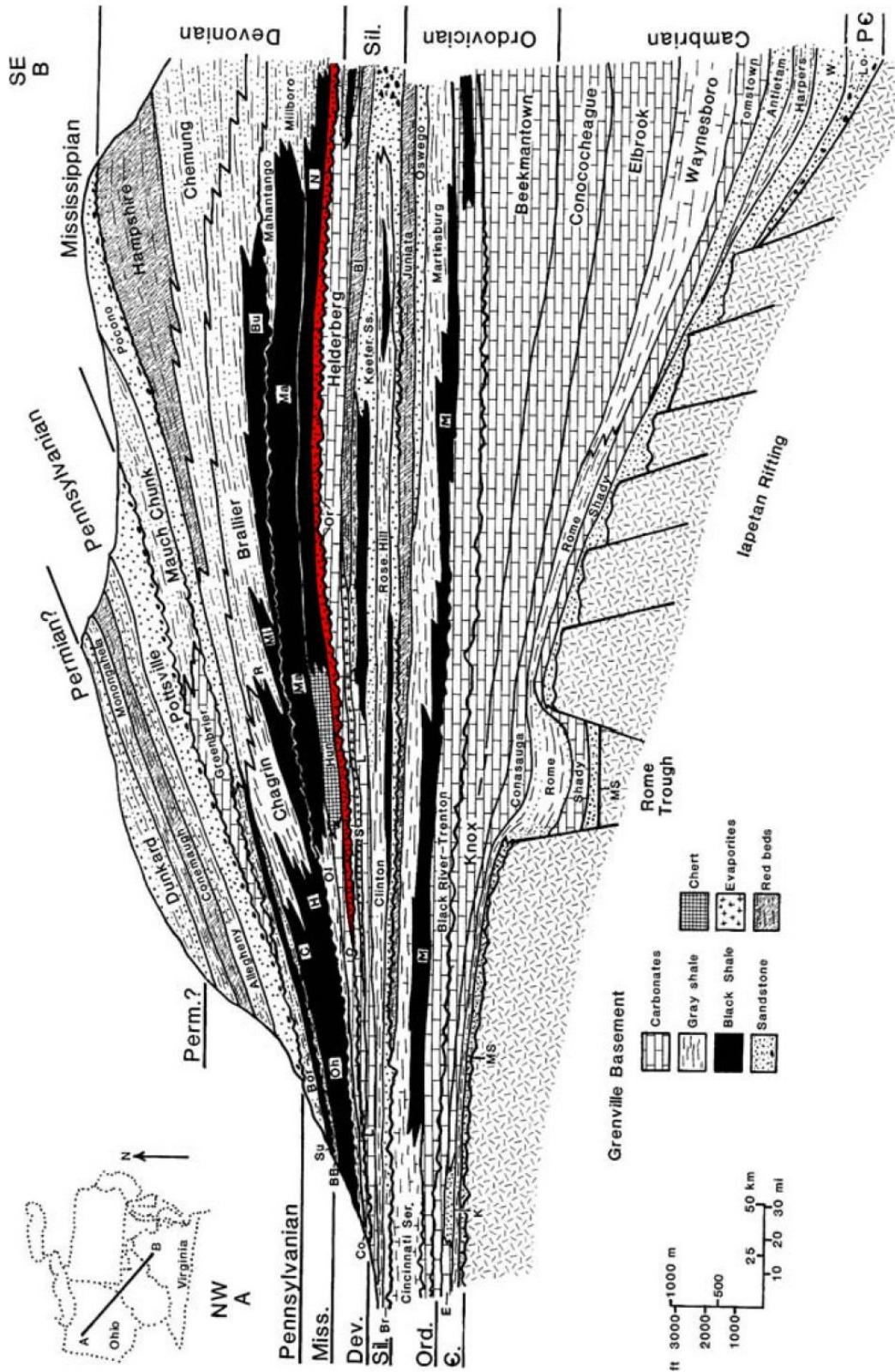


Figure 38 – Coupe schématique du bassin des Appalaches, du nord-ouest vers le sud-est. Modifiée d'Ettensohn (2008). L'Oriskany Sandstone est représenté en rouge.

6.3.3. *Caractéristiques du réservoir*

Les caractéristiques du réservoir de la Formation d'Oriskany sont résumées dans le tableau-synthèse (voir Annexe 3).

Dans la partie ouest du bassin des Appalaches, les pièges à l'intérieur de l'Oriskany Sandstone sont de types stratigraphiques, tandis que les pièges sont plutôt de types structuraux dans la partie est (Figure 36). L'épaisseur de l'Oriskany Sandstone varie de 15 à 100 mètres. La profondeur des forages au sein de l'unité va de 500 mètres à 2 500 mètres (Roen et Walker, 1996; Milici et Swezey, 2006).

Bien que la porosité primaire au sein de l'Oriskany Sandstone puisse être localement élevée (jusqu'à 20 %), la porosité de l'unité est plutôt dominée par la présence de fractures (Ryder, 1995; Milici et Swezey, 2006). En moyenne, la porosité primaire des grès de l'Oriskany Sandstone est de l'ordre de 8 % et la perméabilité varie de 0,2 à 40 mD (Roen et Walker, 1996). L'épaisseur du réservoir au sein de l'unité varie entre 2 et 50 mètres.

La roche mère ayant fourni les hydrocarbures aux réservoirs de l'Oriskany Sandstone est considérée comme étant les shales du Dévonien moyen des formations de Marcellus et de Needmore (Figure 39), situées plus haut stratigraphiquement à moins de 150 mètres (Ryder, 1995; Milici et Swezey, 2006). La migration des hydrocarbures se serait produite de la fin du Pennsylvanien jusqu'au début du Trias par un mouvement vertical vers le bas de la séquence pour atteindre les grès de l'Oriskany Sandstone. La très grande majorité des champs d'hydrocarbures au sein de l'Oriskany Sandstone contient essentiellement du gaz naturel (Roen et Walker, 1996; Milici et Swezey, 2006).

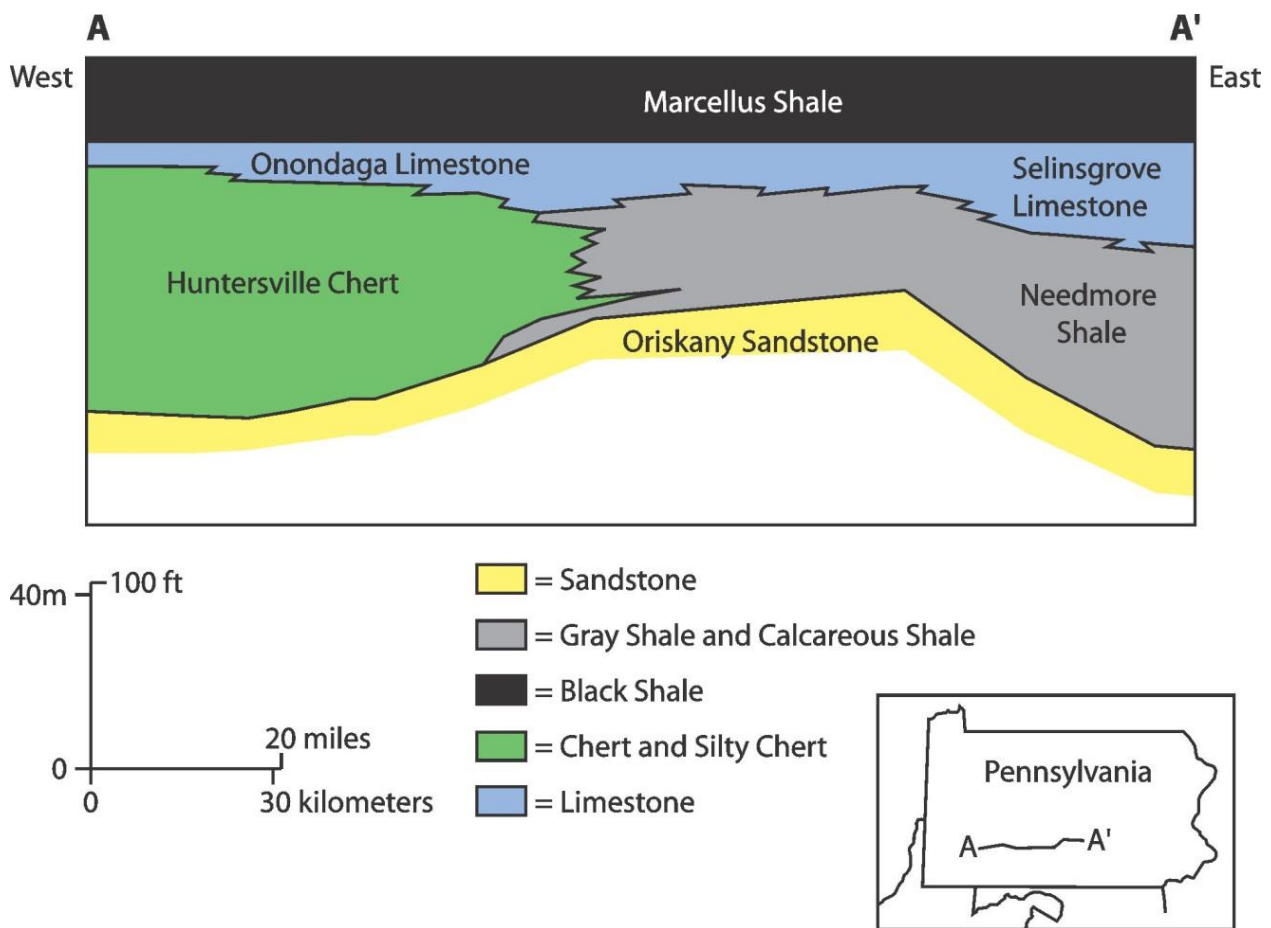


Figure 39 – Relation stratigraphique entre l’Oriskany Sandstone et les roches mères des formations de Needmore et de Marcellus. Modifiée de Milici et Swezey (2006).

6.4. Le membre médian de la Formation de Bakken

6.4.1. Localisation géographique et historique

Le membre médian de la Formation de Bakken est une unité de grès du Dévonien supérieur et du Mississippien inférieur faisant partie du bassin de Williston, présent au Canada et aux États-Unis (Figure 40). La Formation de Bakken n’affleure pas mais elle est reconnue en sous-surface dans les provinces de la Saskatchewan et du Manitoba, ainsi que dans les États du Dakota du Nord et du Montana.

La première découverte majeure au sein de la Formation de Bakken survient en 1953 avec le champ de pétrole Antelope, dans le Dakota du Nord (LeFever, 1991). Le *U.S. Geological Survey* estime aujourd’hui que plus de 3 milliards de barils de pétrole sont techniquement récupérables au sein de la Formation de Bakken (Pollastro et al., 2013). Toutefois, il est à noter que la majeure partie de cet estimé est attribuée aux membres inférieurs et supérieurs de la Formation de Bakken, qui sont une autre thématique d’exploration : le pétrole de shale (en anglais, *shale oil*).



Figure 40 – Localisation du bassin de Williston. Tirée de Pitman et al. (2001).

6.4.2. Cadre géologique

Le bassin de Williston est une succession d'environ 5 km de roches sédimentaires allant du Cambrien au Tertiaire (Figure 41; Figure 42), caractérisée par des cycles successifs de transgressions et de régressions marines. Les strates du Paléozoïque sont dominées par des carbonates, tandis que les roches du Mésozoïque et du Cénozoïque consistent principalement en des sédiments clastiques (LeFever et al., 1991). Le bassin de Williston repose en discordance sur la partie ouest du craton précambrien du Bouclier canadien, appelée à cet endroit la ceinture orogénique trans-hudsonienne et formée il y a 1,8 à 1,9 milliards d'années.

À partir de la fin du Cambrien, le craton précambrien entra en subsidence, ce qui permit le dépôt d'une épaisse couverture sédimentaire (Figure 41; Figure 42). Six séquences stratigraphiques (Figure 43), chacune séparée par une discordance majeure à l'échelle de l'Amérique du Nord, caractérisent la succession sédimentaire du bassin de Williston (Anna et al., 2013). Ces séquences ont principalement été contrôlées par des variations du niveau marin, ainsi que, dans une moindre mesure, par les effets causés par des événements tectoniques.

La Formation de Bakken est divisée en trois membres (Pastrano et al., 2010). Les membres inférieur et supérieur sont des shales riches en matières organiques considérés comme étant des roches mères. Le membre médian est un grès, parfois calcaireux et dolomitique, présentant localement une bonne porosité, mais avec une faible perméabilité caractéristique des réservoirs

étanches.

L'épaisseur maximale de la Formation de Bakken est de 50 mètres, le membre médian étant le plus épais des trois, atteignant près de 30 mètres à certains endroits (Pollastro et al., 2013).

6.4.3. Caractéristiques du réservoir

Les caractéristiques du réservoir du membre médian de la Formation de Bakken sont résumées dans le tableau-synthèse (voir Annexe 3).

L'épaisseur du réservoir du membre médian de la Formation de Bakken est assez mince, de l'ordre de 2 à 10 mètres (LeFever et al., 1991; Peterson, 1995). Les qualités du réservoir du membre médian de la Formation de Bakken sont plutôt pauvres. En effet, la porosité primaire est faible, variant de 4 à 8 %, de même que la perméabilité, de l'ordre de 0,1 mD. C'est plutôt une porosité secondaire fournie par les fractures qui contrôle la production dans cette unité (LeFever et al., 1991; Peterson, 1995; Pollastro et al., 2013).

Les membres inférieur et supérieur de la Formation de Bakken sont considérés comme étant la roche mère des hydrocarbures que l'on retrouve au sein des grès du membre médian (Peterson, 1995; Pollastro et al., 2013). L'essentiel des hydrocarbures produits et piégés au sein du membre médian de la Formation de Bakken est constitué de pétrole.

6.4.4. Techniques d'exploitation

Auparavant considérée non économique quant à leur production, les progrès technologiques aident aujourd'hui à libérer d'énormes quantités de pétrole des réservoirs de grès étanches. La réelle percée s'est produite avec l'apparition du forage horizontal à longue portée (jusqu'à 2 et 3 km) combiné à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes qui permet d'isoler et de fracturer systématiquement des sections individuelles.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

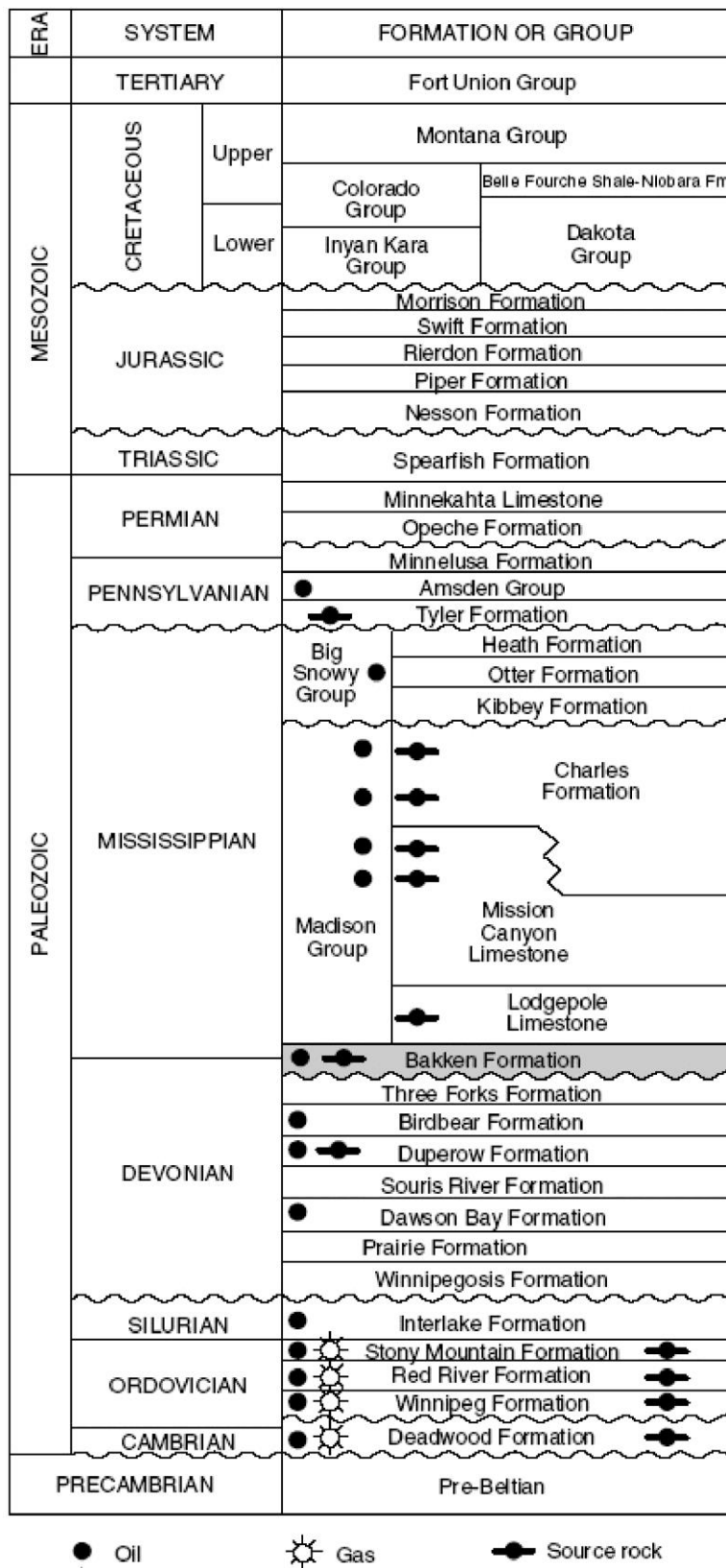


Figure 41 – Stratigraphie du bassin de Williston. Modifiée de Peterson (1995).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

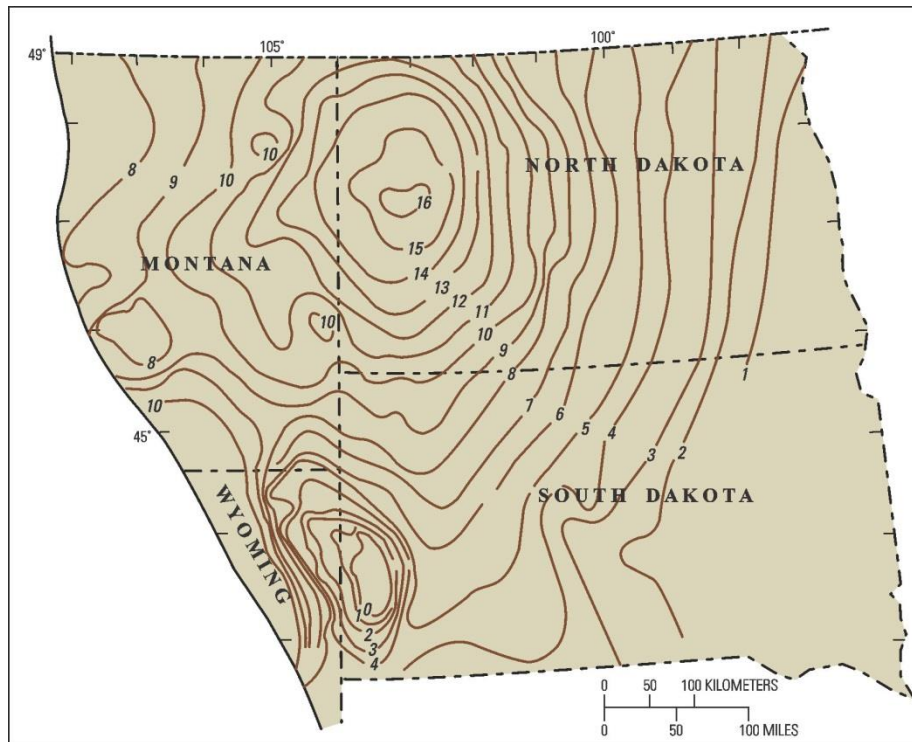


Figure 42 – Carte de l'épaisseur de la séquence sédimentaire du bassin de Williston aux États-Unis. Modifiée d'Anna et al. (2013). Les intervalles de contours sont exprimés en milliers de pieds.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

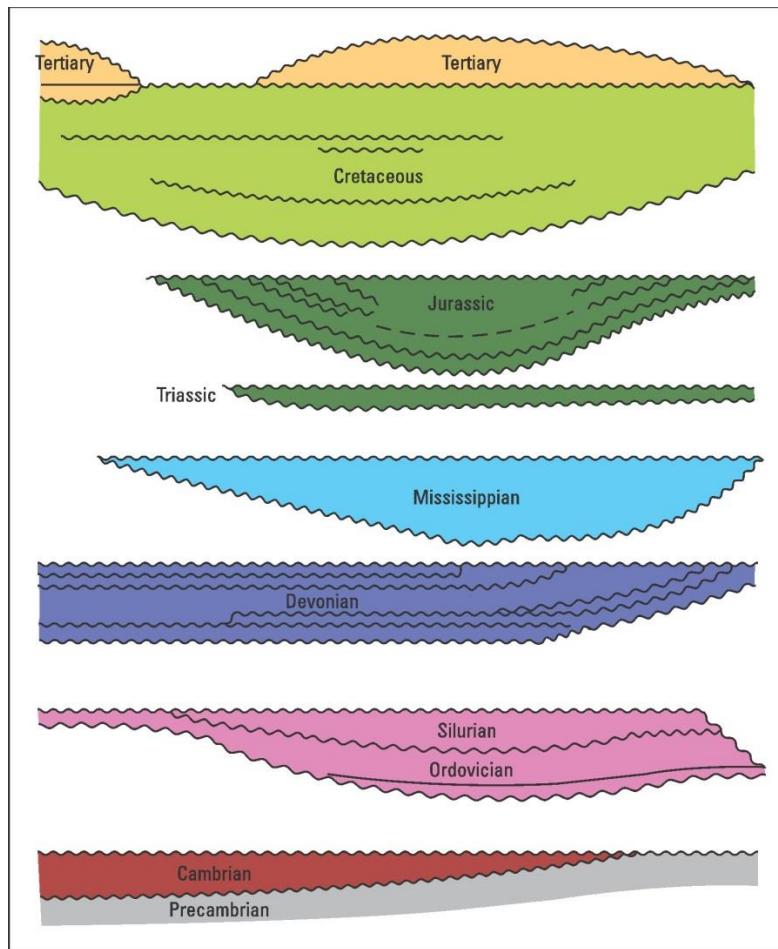


Figure 43 – Schéma des six séquences stratigraphiques formant la séquence sédimentaire du bassin de Williston. Modifiée d’Anna et al. (2013).

7. La structure d'Old Harry

7.1. Les caractéristiques géologiques

7.1.1. Cadre géologique régional

La structure d'Old Harry se situe dans le golfe du Saint-Laurent à la frontière avec la province de Terre-Neuve (Figure 44). La structure est d'ailleurs à cheval sur les deux côtés de cette frontière maritime provinciale. La structure d'Old Harry est située à l'intérieur de l'aire de distribution des dômes de sel du bassin de Madeleine (Figure 7). Il s'agit d'un dôme de sel allongé de direction NE-SO. Ce sont les unités salifères et évaporitiques du Groupe de Windsor qui ont remonté pour former une structure en dôme allongé dans la direction NE-SO (Figure 6; Figure 44). Les unités réservoirs ciblées se situent dans des formations silicoclastiques des groupes de Macumber et de Pictou au-dessus des unités du Groupe de Windsor (Figure 7). La structure d'Old Harry fait donc partie du *play* des grès du Carbonifère supérieur (Lavoie et al., 2009; Séjourné et Malo, 2015).

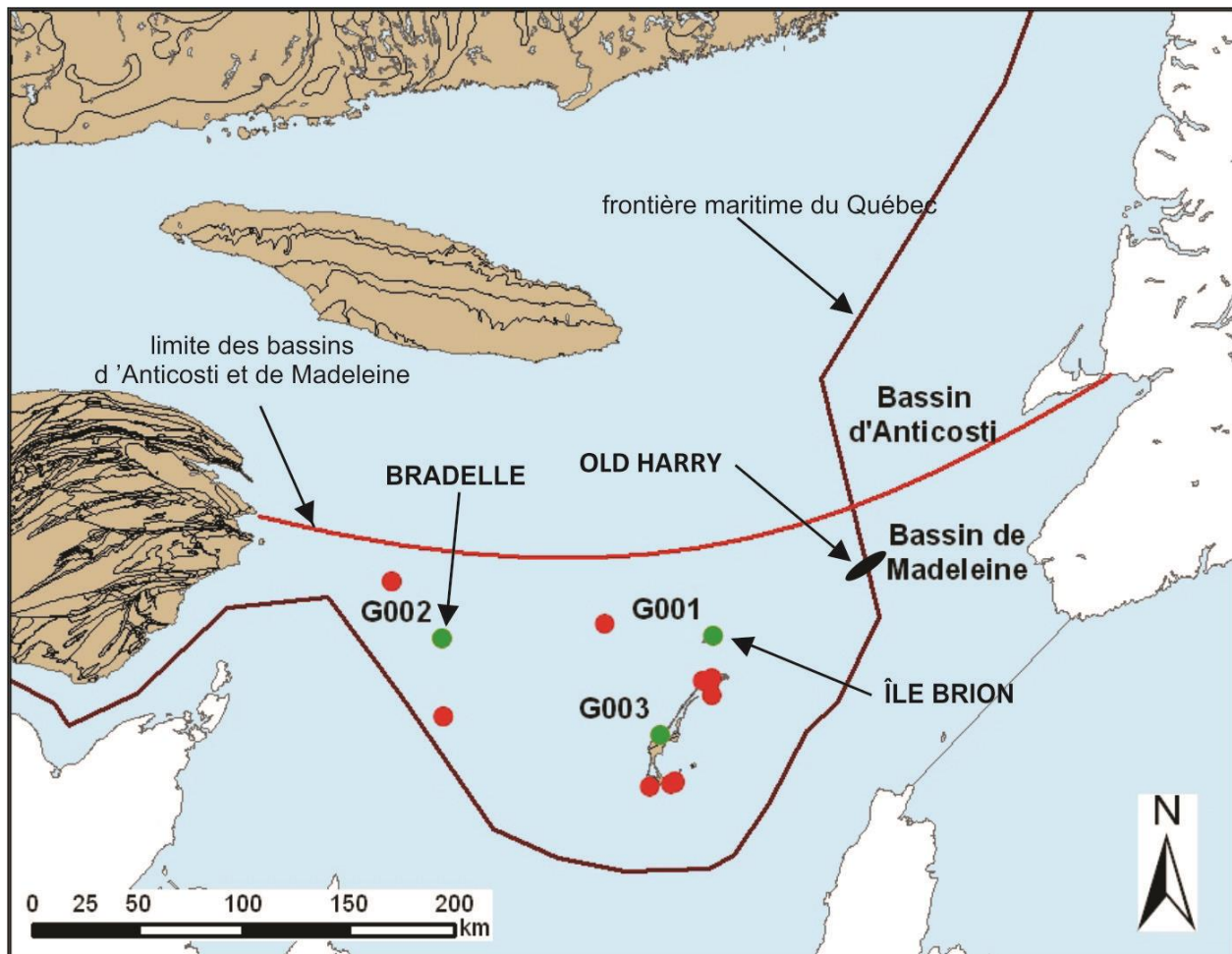


Figure 44 – Localisation de la structure d'Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent ainsi que des puits Bradelle et de l'Île Brion. Modifiée de Séjourné et Malo (2015). Source : base

de données géoréférencées Sigpeg (2015), fond cartographique : Thériault (2002).

7.1.2. Caractéristiques du réservoir

Étant donné qu'il n'y a pas eu de forage dans la structure d'Old Harry, nous ne pouvons pas donner de caractéristiques très précises sur les roches réservoirs (par exemple : porosité, perméabilité, épaisseur productrice) ni sur le type des hydrocarbures qui auraient pu être récupérés lors d'essais aux tiges ou encore dans les boues de forage qui remontent à la surface. On peut toutefois donner les caractéristiques pétrographiques et stratigraphiques des unités lithostratigraphiques potentielles pour la roche réservoir et la couverture. Ce sont les grès de la Formation de Bradelle qui pourraient constituer le réservoir potentiel (Figure 7). Ces grès sont d'une épaisseur de 30 mètres dans le puits de l'Île Brion au nord des Îles-de-la-Madeleine (Figure 6; puits 8). Ils ont aussi été rencontrés dans le puits Bradelle (Figure 44). Les rares données de ces puits dans la partie nord du bassin de Madeleine indiquent des valeurs de porosité supérieures à 10% et de perméabilité jusqu'à 100 mD (Lavoie et al., 2009). Les grès de la Formation de Brion Island du Groupe de Cumberland pourraient aussi être un réservoir potentiel. Cette formation est équivalente à la Formation de Port Hood/Boss Point du Groupe de Cumberland (Figure 7). La Formation de Green Gables constituée de shales dans le secteur de la structure d'Old Harry représente la roche couverture.

7.1.3. Estimation de la ressource

Une estimation de la ressource en place a été proposée par l'opérateur pour le prospect Old Harry (Macquarie Tristone, 2012). Cet estimé couvre le réservoir supérieur, soit la Formation de Bradelle, et ne fait pas la distinction entre les secteurs québécois et terre-neuvien. Selon cet estimé la ressource en place pourrait s'élever à près de $800 \times 10^6 \text{ m}^3$ (5×10^9 barils) de pétrole ou $200 \times 10^9 \text{ m}^3$ (7×10^{12} pieds cube) de gaz. Le document consulté ne précise pas s'il s'agit de valeurs médianes. Il convient également de souligner que les auteurs du présent rapport n'ont pu retracer la source de cet estimé, et que certains éléments de l'estimé contredisent les modèles établis pour le bassin de Madeleine (voir discussion dans Séjourné et Malo, 2015).

7.2. Les analogues potentiels

À la fin du Carbonifère, à la suite de mouvements tectoniques, l'ensemble des terres émergées est regroupé pour former un supercontinent, appelé la Pangée (Figure 45). Ainsi, le continent nord-américain (Figure 45; North America) était juxtaposé au continent européen (Figure 45; Eurasia). Plus précisément, l'actuel golfe du Saint-Laurent, où se retrouve la structure d'Old Harry, et la partie sud de la Mer du Nord faisaient partie, au Carbonifère, de la même région géographique (Figure 46). Le contexte de déposition des unités sédimentaires était alors similaire et au même moment, des unités de grès fluviatiles se déposaient simultanément dans l'actuel golfe du Saint-Laurent et dans la partie sud de la Mer du Nord. La Figure 8 illustre également la proximité des deux bassins (*Maritimes Basin* et *Western Europe Basin*) au moment de leur formation.

Pour ces raisons, les grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord sont l'analogue choisi pour la structure d'Old Harry.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

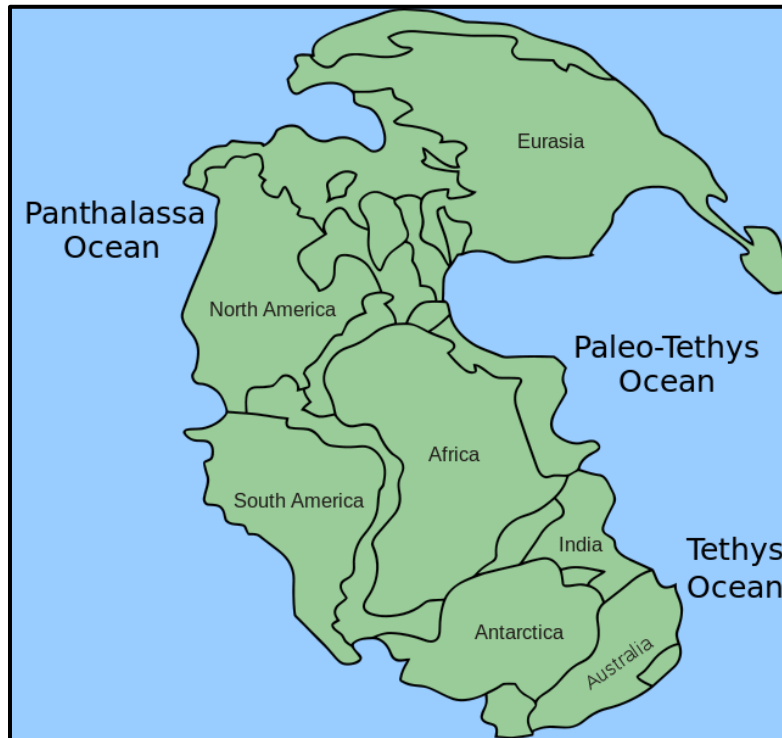


Figure 45 – Configuration des continents actuels au sein de la Pangée, à la fin du Carbonifère. Tirée de Kieff (2010).

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

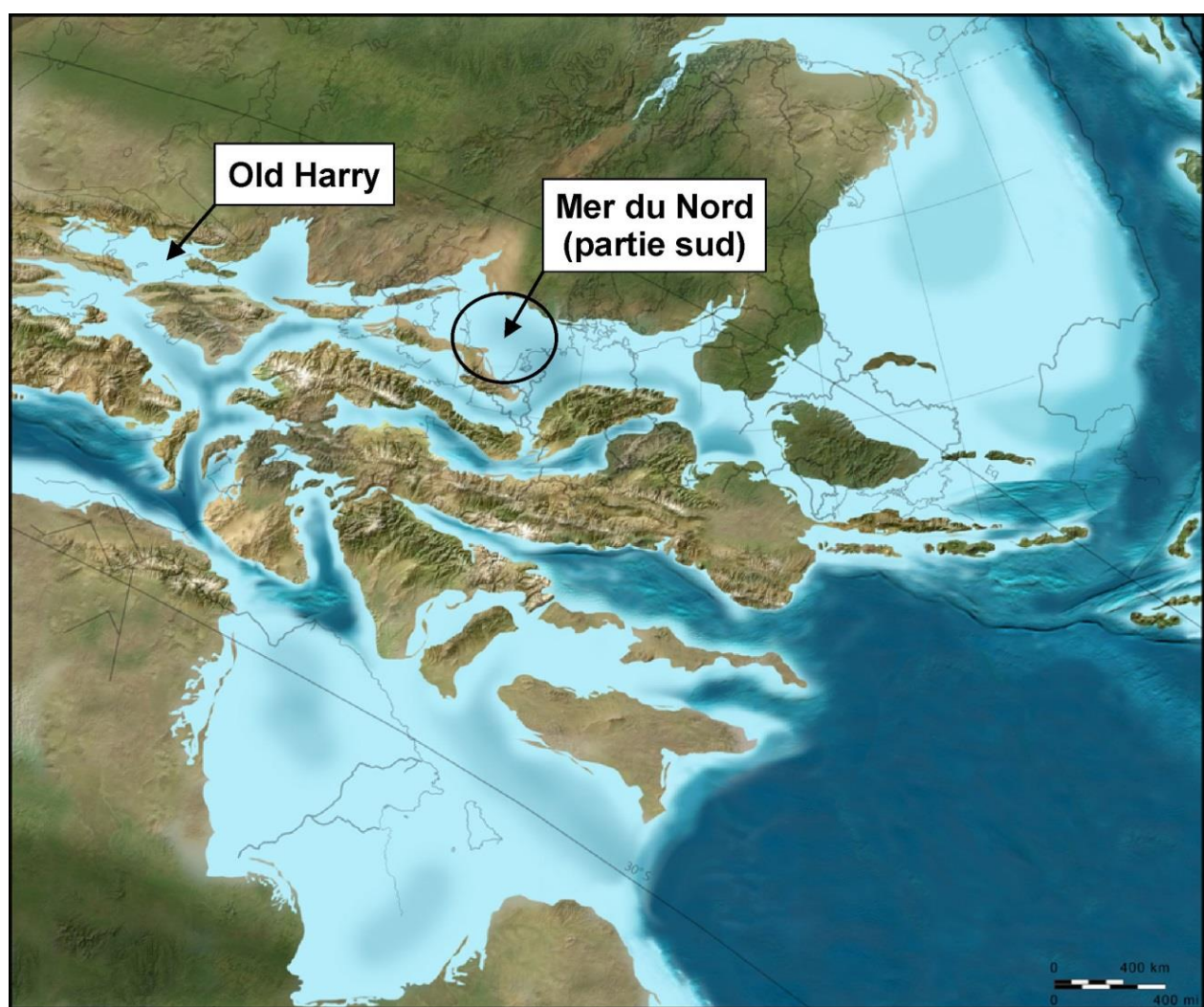


Figure 46 – Carte paléogéographique de l'Europe au Carbonifère (Mississippien), il y a 350 Ma. Modifiée de Scotese (2011).

7.3. Les grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord

7.3.1. Localisation géographique et historique

La partie sud de la Mer du Nord (en anglais, *Southern North Sea*) est un producteur majeur de gaz naturel qui borde les côtes du Royaume-Uni, des Pays-Bas, de l'Allemagne et du Danemark (Figure 47). Du point de vue géologique (Cameron, 1997; Glennie, 1997b), la partie sud de la Mer du Nord est définie comme la région au sud de la structure *Mid North Sea High*, puis au nord de la structure *London-Brabant Platform* (Figure 48). Ces deux structures constituent des hauts topographiques.

Le premier événement déterminant de l'histoire pétrolière et gazière de la région consiste en la découverte, en 1959, du champ Groningen (Figure 48) dans les grès éoliens du Groupe de

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint- Laurent

Rotliegend, sur la terre ferme aux Pays-Bas (Glennie, 1997a). C'est à ce jour le plus grand champ gazier d'Europe et parmi les dix plus imposants au monde. Afin de confirmer le prolongement en mer d'accumulations importantes de gaz naturel, les premiers forages exploratoires en mer furent entrepris dans la partie sud de la Mer du Nord à partir de 1964, dans les eaux du Royaume-Uni (Glennie, 1997a). En 2003, 290 champs de gaz naturel ont été découverts dans la partie sud de la Mer du Nord, représentant environ 75 trillions de pieds cube (Tft³) de gaz naturel et plus de 400 millions de barils (Mbl) de pétrole (Gautier, 2003).

La grande majorité des champs gaziers dans la partie sud de la Mer du Nord se retrouvent au sein des grès éoliens du Groupe de Rotliegend (Permien supérieur), dont le gaz naturel provient d'une source carbonifère (Figure 49). Toutefois, l'essentiel des ressources non découvertes est considéré piégé dans les grès fluviatiles du Carbonifère (Gautier, 1997). Ces unités géologiques font partie de ce qui est appelé le bassin permien sud (en anglais, *Southern Permian Basin*).

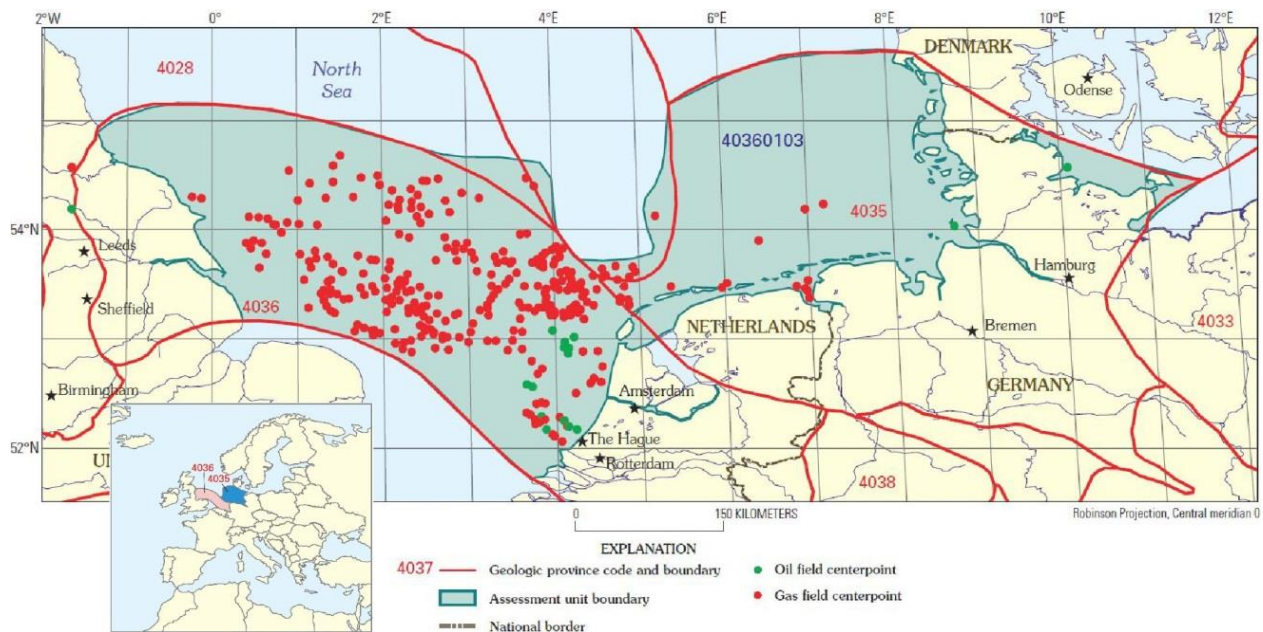


Figure 47 – Localisation du bassin permien dans la partie sud de la Mer du Nord. Modifiée de Gautier (2003).

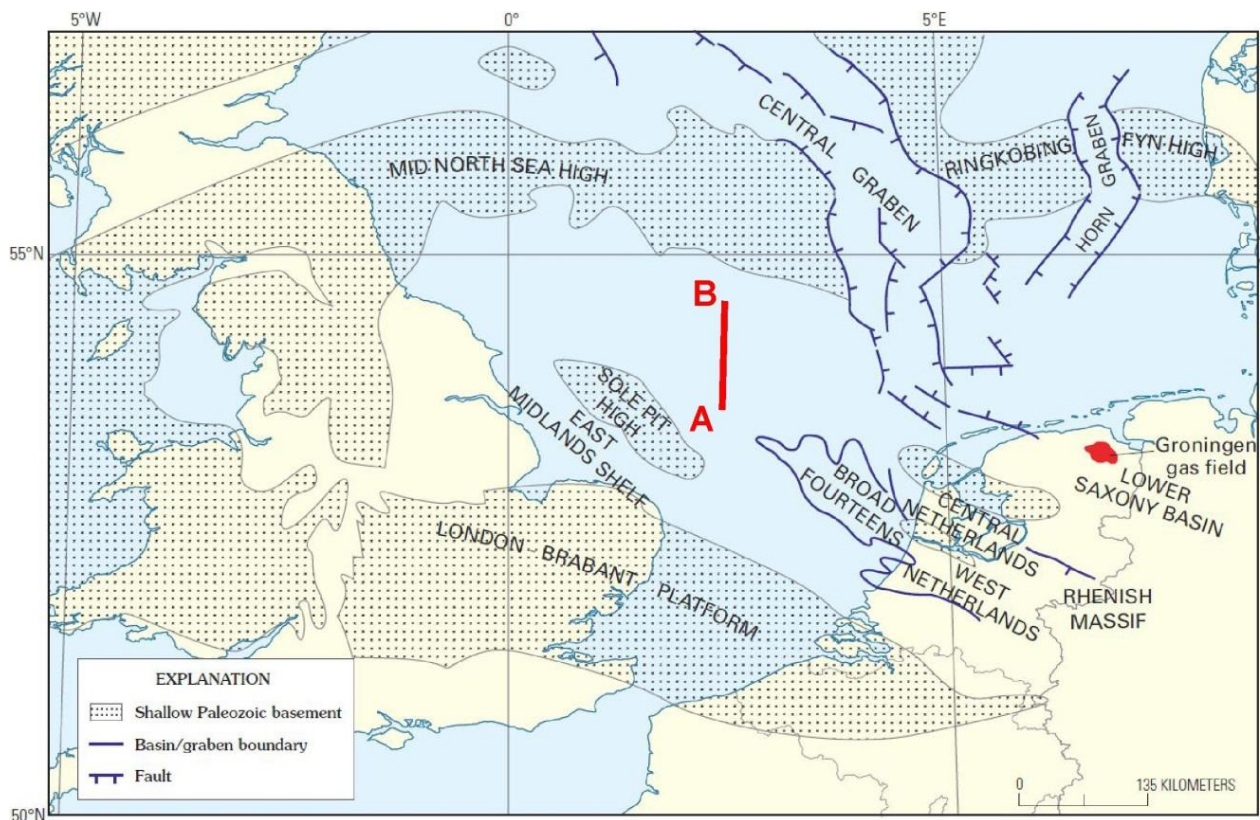


Figure 48 – Éléments structuraux de la partie sud de la Mer du Nord. Modifiée de Gautier (2003).

7.3.2. Cadre géologique

La coupe géologique de la Figure 50 résume la structure et la stratigraphie de la partie sud de la Mer du Nord. La région est caractérisée par une séquence sédimentaire épaisse de plus de 4 km, allant du Carbonifère au Tertiaire. Le bassin prit naissance à la fin du Dévonien suite à des épisodes de rift. Les premières roches sédimentaires se déposèrent au début du Carbonifère, soit des carbonates sur les hauts topographiques, puis des mudstones dans les creux topographiques (Quirk, 1997). Au Carbonifère moyen, la transgression marine atteint son apogée et conduit au dépôt de shales sur l'ensemble du bassin. Par la suite, le bassin fut peu à peu rempli par des sédiments deltaïques, puis, au Carbonifère supérieur, par des sédiments alluviaux et lacustres (Quirk et Aitken, 1997). Ces sédiments consistent en chenaux de grès fluviaux (Figure 49; Red Barren Measures) qui forment les réservoirs carbonifères analogues à la structure d'Old Harry, ainsi que la roche mère des hydrocarbures sous la forme de lits de charbon et de shale riche en matière organique (Figure 49; Coal Measures). Une surface d'érosion majeure, la *Saalian Unconformity* (Figure 49), est présente au sommet de la séquence carbonifère causée par la fermeture de l'océan lors de la formation de l'orogénie hercynienne, qui aboutit au supercontinent Pangée. Les sédiments argileux et les évaporites du Groupe de Rotliegend (Permien supérieur) recouvrent la *Saalian Unconformity* (Figure 49) et agissent comme roches couvertures des réservoirs carbonifères. À la fin du Jurassique, un nouvel épisode de rift affecte

la majeure partie de la succession sédimentaire de la partie sud de la Mer du Nord en créant de nouvelles failles normales. Vers la fin du Crétacé, une inversion tectonique se produit dans le bassin, causant un plissement des couches et une réactivation des failles normales en failles inverses (Quirk et Aitken, 1997).

Les grès fluviatiles du Carbonifère de la partie sud de la Mer du Nord appartiennent au Groupe de Conybeare (Cameron, 1993), qui regroupe les unités géologiques du Westphalien (Carbonifère supérieur, Figure 51). Anciennement, les parties inférieures et médianes du Groupe de Conybeare se nommaient Coal Measures, tandis que la partie supérieure était attribuée au Red Barren Measures (Figure 49). Le Groupe de Conybeare comprend trois formations (Figure 51) :

- La Formation de Caister Coal (anciennement Coal Measures inférieur);
- La Formation de Westoe Coal (anciennement Coal Measures supérieur);
- La Formation de Schooner (anciennement Red Barren Measures).

La Formation de Caister Coal est composée de mudstones argileux et silteux, avec des proportions variables de lits de charbon et de grès. Les lits de charbon peuvent atteindre 3 mètres d'épaisseur et constituent 5 % de la formation, alors que les grès représentent de 15 à 45 % de la formation. La Formation de Caister Coal a une épaisseur allant de 500 à 750 mètres (Cameron, 1993).

La Formation de Westoe Coal est dominée par des mudstones argileux et silteux, avec des proportions variables de lits de charbon et de grès. Les lits de grès représentent moins de 10 % de la formation et ont une épaisseur ne dépassant pas 10 mètres. Les lits de charbon ont jusqu'à 5 mètres d'épaisseur et constituent environ 5 % de la formation. La Formation de Westoe Coal peut atteindre jusqu'à 450 mètres d'épaisseur (Cameron, 1993).

La Formation de Schooner est caractérisée par une alternance de mudstones et de chenaux de grès fluviatiles. Au sommet de l'unité, le Membre de Ketch contient principalement des grès rouges continentaux (Cameron, 1993). La Formation de Schooner varie grandement en épaisseur, allant de 40 à 300 mètres, tandis que le Membre de Ketch peut atteindre jusqu'à 500 mètres (Cameron, 1993). La Formation de Schooner était initialement beaucoup plus épaisse et répandue, mais la majeure partie fut érodée lors du soulèvement et du plissement causés par l'orogénie hercynienne. La Formation de Schooner est surmontée par les sédiments désertiques permien du Groupe de Rotliegend.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

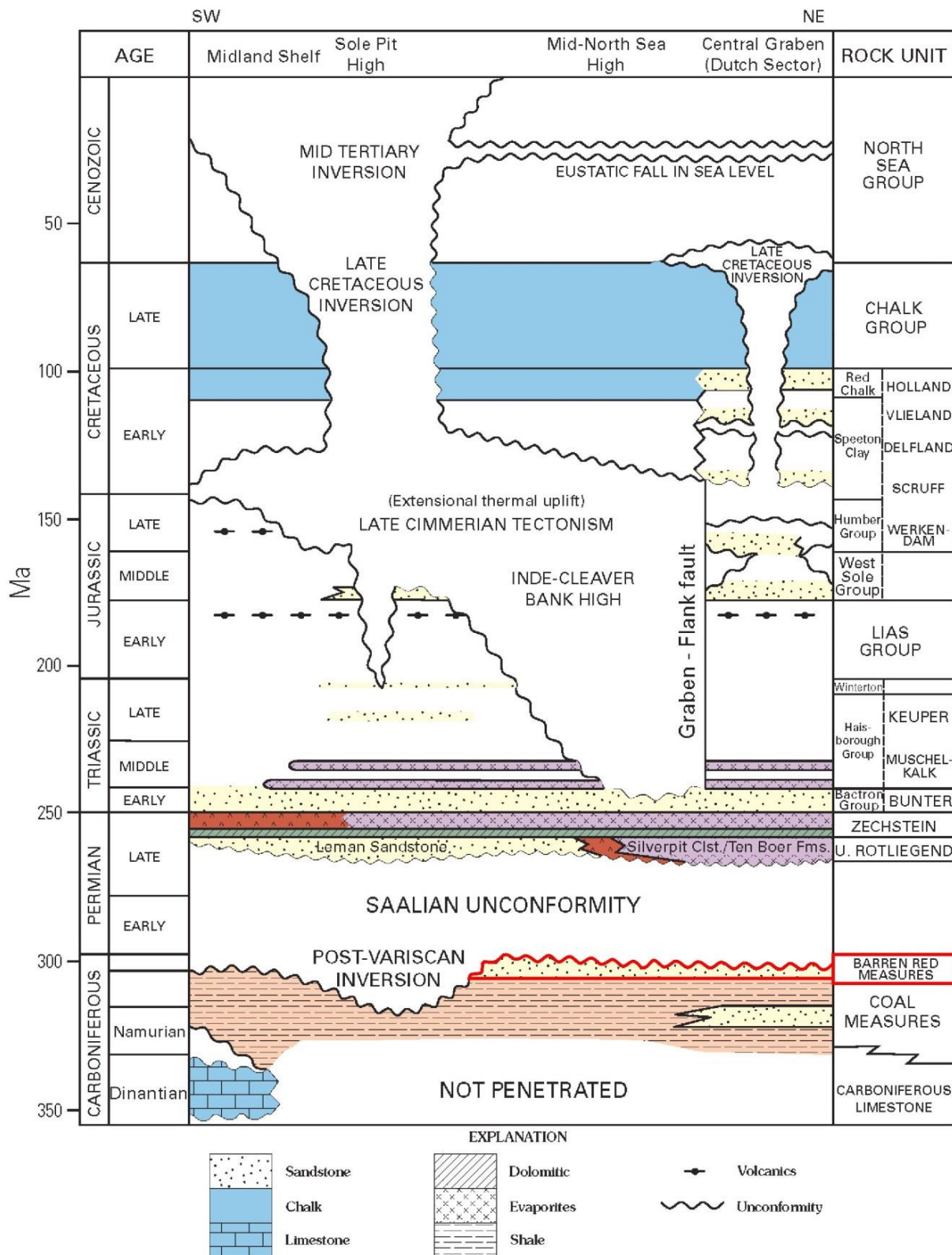


Figure 49 – Stratigraphie du bassin permien de la partie sud de la Mer du Nord. Modifiée de Gautier (2003). Les grès fluviaux du Barren Red Measures sont entourés en rouge.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

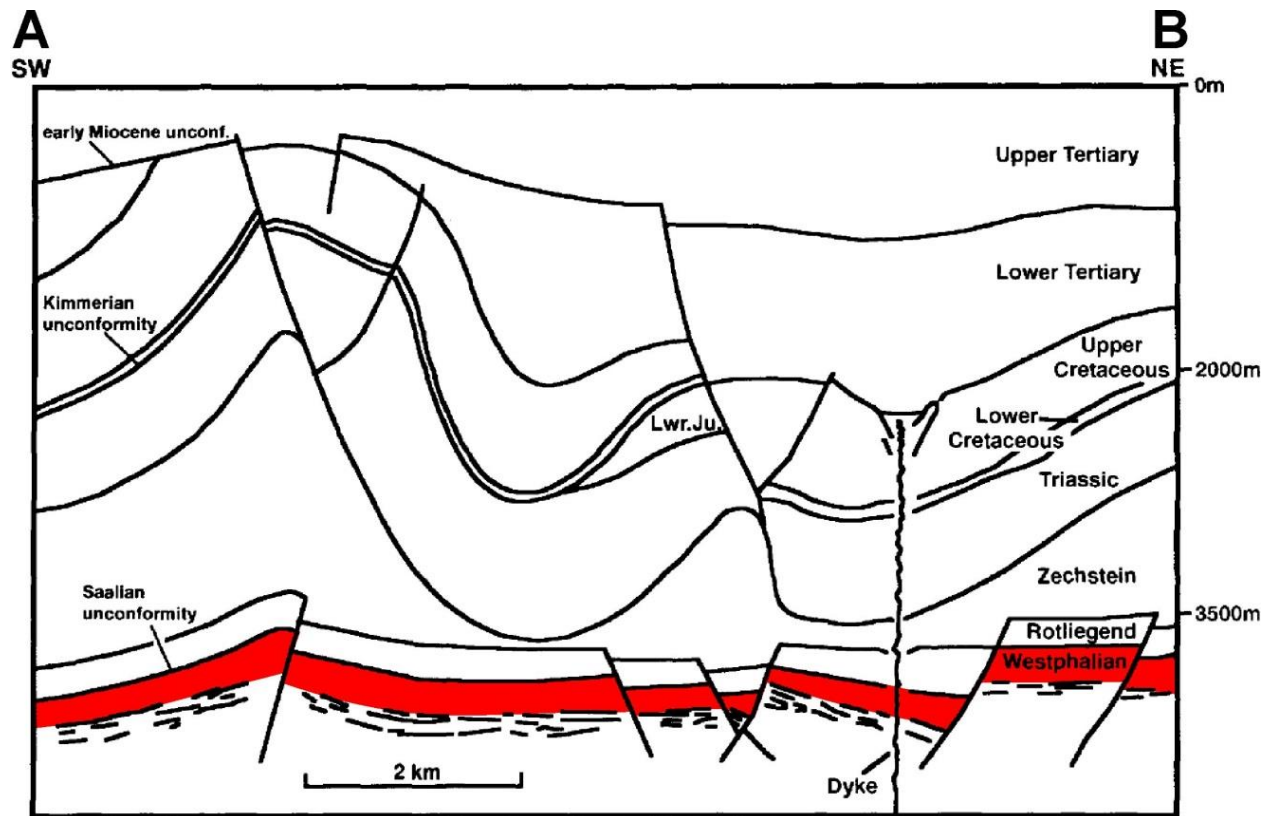


Figure 50 – Coupe structurale du bassin permien dans la partie sud de la Mer du Nord. Modifiée de Quirk et Aitken (1997). La position de la coupe est indiquée sur la Figure 2. Le Carbonifère est représenté en rouge.

Bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent

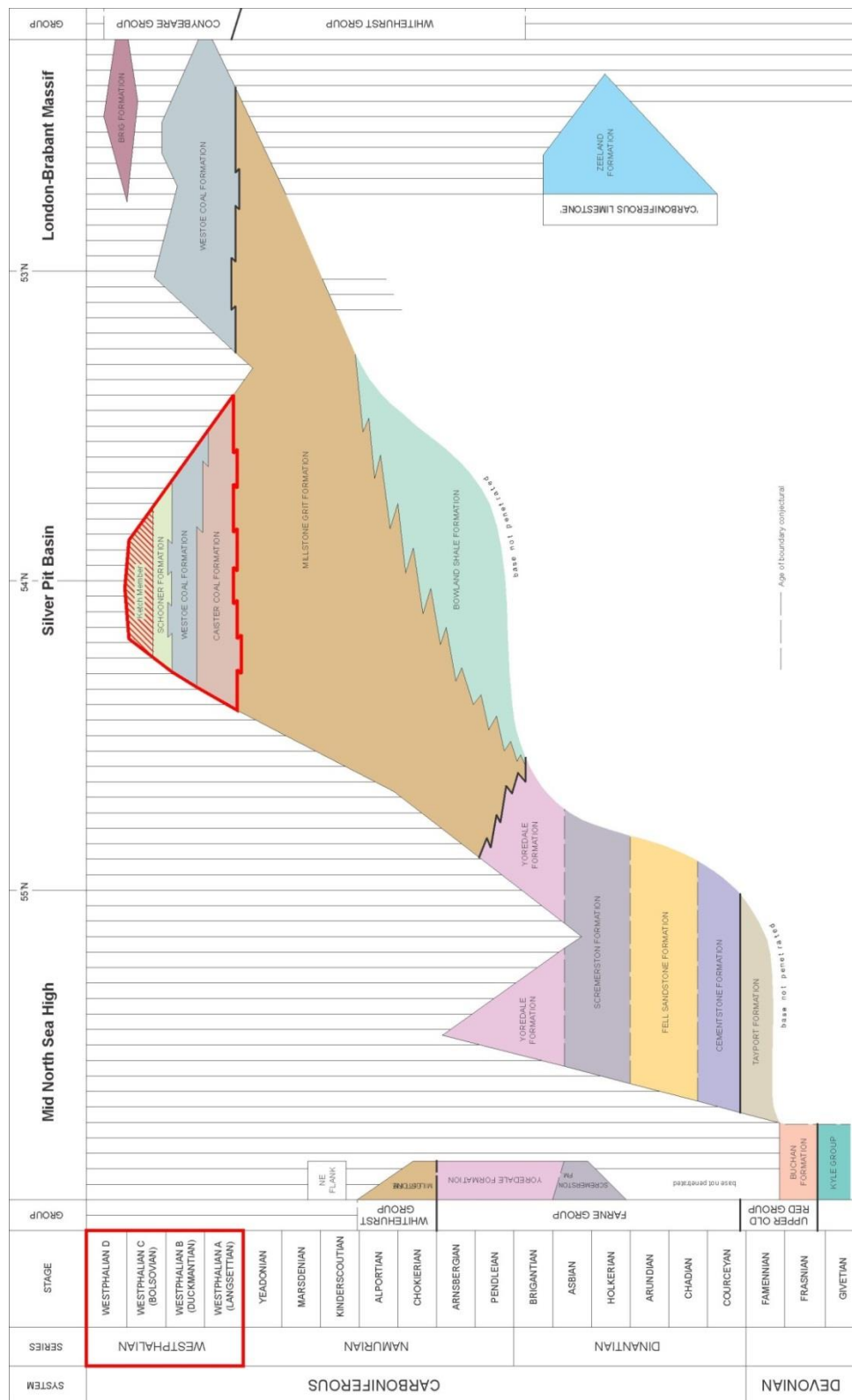


Figure 51 – Stratigraphie du Carbonifère dans la partie sud de la Mer du Nord. Modifiée de Cameron (1993). Le Groupe de Conybeare est entouré en rouge.

7.3.3. Caractéristiques du réservoir

Le réservoir des grès fluviatiles de la Formation de Schooner consistent en des chenaux de grès intégrés à l'intérieur d'une séquence de mudstones, ce qui en fait un piège stratigraphique. Les lits de grès varient de 1 à 25 mètres, mais peuvent atteindre plus de 50 mètres (Cameron, 1993). La porosité des grès est en moyenne de 12 % et les perméabilités vont de 10 à 1 000 mD (Mijnssen, 1997). Toutefois, étant donné que les chenaux de grès sont entourés de mudstones imperméables, et que ces derniers représentent plus de 65 % de la séquence, des questions demeurent sur la connectivité des chenaux de grès et sur l'impact qu'elle aura sur la récupération du gaz naturel. En effet, les variations lithologiques latérales fournissent ainsi une distribution hétérogène des accumulations de gaz naturel.

La couverture du réservoir est assurée par les évaporites des groupes de Rotliegend et de Zechstein (Figure 49). Les lits de charbon du Groupe de Conybeare, principalement les formations de Caister Coal et Westoe Coal, représentent la source des hydrocarbures. La génération principale du gaz naturel s'est produite à la fin du Jurassique et à la fin du Crétacé (Gautier, 2003). La migration des hydrocarbures s'est essentiellement faite à travers les grès poreux, ainsi que le long des fractures dans les roches sédimentaires plus étanches, mais comme la roche mère est généralement à proximité ou même en contact avec la roche réservoir, la migration s'est généralement réalisée sur de courtes distances (Gautier, 2003).

7.3.4. Techniques d'exploitation

Une proportion significative des réservoirs carbonifères de la partie sud de la Mer du Nord se caractérise comme étant étanche, c'est à dire avec une porosité et une perméabilité faible. Afin d'être économiquement viable, ces réservoirs doivent être intersectés par des puits horizontaux. Ainsi, la production peut être améliorée par la présence des réseaux de fractures naturelles verticales présents dans les réservoirs (Blasdale, 2010).

Références

- Adler, F.J., Caplan, W.M., Carlson, M.P., Goebel, E.D., Henslee H.T., Hick, I.C., Larson, T.G., McCracken, M.H., Parker, M.C., Rascoe, Jr., G., Schramm, M.W. et Wells, J.S., 1971. Future petroleum provinces of the mid-continent. *Dans* Cram, I.H., ed., Future petroleum provinces of the United States - Their geology and potential: American Association of Petroleum Geologist Memoir 15, v. 2, p. 985–1120.
- Aguilera, R., 1980. Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. 703 p.
- Aguilera, R., Lavoie, J.-Y. 2002. Trucking of compressed natural gas (CNG) from the naturally fractured Galt field in the Gaspé Area of Québec. Society of Petroleum Engineers Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, April 30-May, 2002, Paper 75673.
- Al-Aasm, I.S., Lonnee, J., Clarke, J.D.R., 2002. Multiple Fluid Flow events and the formation of saddle dolomite: case studies from the Middle Devonian of the Western Canada Sedimentary Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 19: 209–217.
- Anna, L.O., Pollastro, R. et Gaswirth, S.B., 2013, Williston Basin Province - Stratigraphic and structural framework to a geologic assessment of undiscovered oil and gas resources, chap. 2 of U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010 (ver. 1.1, November 2013): U.S. Geological Survey Digital Data Series 69–W, 17 p.
- Ball, M.M., Henry, M.E., and Frezon, S.E., 1991, Petroleum geology of the Anadarko Basin region, province (115), Kansas, Oklahoma, and Texas: U.S. Geological Survey Open-File Report 88–450W, 36 p.
- 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, Rapport intérimaire DP-740, 20p.
- Berger, J., Ramsay, E., 1993. Étude structurale et pétrologique de la région du mont de la Serpentine. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Rapport MB 93-22, 44p.
- Bertrand, R., Chagnon, A., Duchaine, Y., Lavoie, D., Malo, M., Savard, M.M., 2003. Sedimentologic, diagenetic and tectonic evolution of the Saint-Flavien gas reservoir at the structural front of the Québec Appalachians. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.51, p.126-154.
- Blasdale, T., 2010. Optimizing drilling performance in the Southern North Sea. Offshore, December 2010. 2 p.
- Boreen, T., Colquhoun, K., Harrington, J., 2001. Ladyfern, N.E.B.C.: Major gas discovery in the Devonian Slave Point Formation. Proceedings, CSPG Annual Convention, 5 p.
- Bottomley, D., Clark, I.D., Batty, N., Kotzer, T., 2005. Geochemical and isotopic evidence for a genetic link between Canadian Shield brines, dolomitization in the Western Canada Sedimentary Basin, and Devonian calcium-chloridic seawater. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 42 (11): 2059-2071.
- 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 the Canadian Petroleum Geology*, v.49, p.217-237.
- Bourque, P.-A., Malo, M., Kirkwood, D., 2000. Paleogeography and tectono-sedimentary history at margin of Laurentia during Silurian-Earliest Devonian time : the Gaspé Belt, Québec. *Geological Society of America Bulletin*, vol. 112, p.4-20.
- Bourque, P.-A., Malo, M., Kirkwood, D., 2001. Stratigraphy, tectono-sedimentary evolution and paleogeography of the post-Taconian-pre-Carboniferous Gaspé Belt : an overview. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.49, p.186-201.
- Brisebois, D., 1981. Lithostratigraphie des strates permo-carbonifères de l'archipel des Iles de la Madeleine. Ministère de l'Énergie et des Ressources, DPV 796, 57p.
- Brisebois, D., Nadeau, J. 2003. Géologie de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent (22A, 22B, 22C, 22G, 22H, 21N et 21O). Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, DV 2003-08, échelle 1 : 250 000.
- British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources (BC MEMPR), 2006. Conventional Natural Gas Play Atlas, Northeast British Columbia. Oil & Gas Division, Resource Development & Geoscience Branch, Petroleum geology publication 2006-1, 151 p.
- Calder, J.H. 1998. The Carboniferous evolution of Nova Scotia. *Geological Society, London, Special Publications* 143, p. 261-3012.
- Cameron, T.D.J., 1993. 5. Carboniferous and Devonian of the southern North Sea. In *Lithostratigraphic nomenclature of the UK North Sea*, R.W.O'B. Knox et W.G. Cordey (eds). Nottingham: British Geological Survey. 93 p.
- Castonguay, S., Dietrich, J.R., Morin, C., Laliberté, J.-Y., 2001. Structural architecture of the St. Lawrence platform and Quebec Appalachians : insights from reprocessed (MRN) seismic reflection data. *Geological Survey of Canada, Open File* 4028.
- Cousineau, P.A., 1998. Large-scale liquefaction and fluidization in the Cap-Chat Mélange, Québec Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.35, p.1408-1422.
- Creaney, S. et Allan, J., 1990. Hydrocarbon generation and migration in the Western Canada Sedimentary Basin. *Dans Classic Petroleum Provinces*, J. Brooks (ed.); Geological Society of London, Special Publication no. 50, p. 89-202.
- Davies, G.R. et Smith Jr., L.B., 2006, Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview: *AAPG Bulletin*, 90 (11): 1641-1690.
- 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, Mémoire MM 86-03, 160 p.
- De Souza, S., Tremblay, A., Ruffet, G., Pinet, N. 2012. Ophiolite obduction in the Quebec Appalachians, Canada – $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ age constraints and evidence for syn-tectonic erosion and sedimentation. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 49 : 91-110.
- Durling, P., Martel, T. 2005. Gulf of St. Lawrence – emerging as future frontier. *Offshore*, May 2005, p. 122-124.

- Energy Information Administration (EIA), 1993. *Drilling Sideways - A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*. Washington, DC, USA. April, DOE/EIATR-0565. 24 p.
- Ettensohn, F.R. 2008. The Appalachian foreland basin in eastern United States. *Dans The Sedimentary Basins of the United States and Canada*; Miall, A.D., Ed.; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, pp. 105–162.
- Evans, C.S., Newell, D.K., 2013. The Mississippian Limestone Play in Kansas: Oil and Gas in a Complex Geologic Setting. Kansas Geological Survey, Public Information Circular 33, 6 p.
- Gautier, D.L., 2003. Carboniferous-Rotliegend Total Petroleum System Description and Assessment Results Summary. U.S. Geological Survey Bulletin 2211, 24 p.
- Glennie, K.W., Provan, D.M.J., 1990. Lower Permian Rotliegend reservoir of the Southern North sea province. In *Classic Petroleum Provinces*. J. Brooks, ed, London, Geological Society, p. 399-416.
- Glennie, K.W., 1997a. History of exploration in the southern North Sea. *Dans Petroleum geology of the southern North Sea - Future potential*: Ziegler, K., Turner, P., et Daines, S.R., eds., Geological Society of London Special Publication 123, p. 5–16.
- Glennie, K.W., 1997b. Recent advances in understanding the southern North Sea Basin - A summary. *Dans Petroleum geology of the southern North Sea - Future potential*: Ziegler, K., Turner, P., et Daines, S.R., eds., Geological Society of London Special Publication 123, p. 17–29.
- Granger, B., 2010. A new light oil unconventional play (Eastern Québec, Canada). *Search and Discovery Article No 10290*, 26 p.
- Grundman, G. 2013. *Évaluation des potentiels en huile et gaz du Nord-Est de la Gaspésie, (Québec, Canada): approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier*. Thèse de Ph.D., Université du Québec, INRS Eau Terre Environnement, 411 p.
- Hayward, N., Grant, A., Dehler, S., Durling, P. 2005. Geophysical investigation of salt tectonics and deeper structure in the eastern Magdalen Basin. Poster presentation (<http://www.cgq-qgc.ca/recherche/bridges/english/index.html>)
- Hesse, R. et Dalton, E. 1995. Turbidite channel/overbank deposition in a Lower Devonian orogenic shale basin, Fortin Group of Gaspé Peninsula, Northern Appalachians, Canada. *Journal of Sedimentary Research*, v. B65, p. 44-60.
- Higley, D.K., compiler, 2014a, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas—USGS Province 58: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–EE, 327 p., 8 pls., <http://dx.doi.org/10.3133/ds69EE>.
- Higley, D.K., 2014b, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas - Mississippian through Permian Assessment Units, chap. 7. *Dans* Higley, D.K., compiler, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas—USGS Province 58: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–

69–EE, 60 p., <http://dx.doi.org/10.3133/ds69EE>.

Higley, D.K., T.A. Cook, M.J. Pawlewicz, 2014, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas - Woodford Shale Assessment Units, chap. 6. *Dans* Higley, D.K., compiler, Petroleum systems and assessment of undiscovered oil and gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas—USGS Province 58: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–EE, 24 p., <http://dx.doi.org/10.3133/ds69EE>.

Johnson, K.S., 1989, Geologic evolution of the Anadarko Basin. *Dans* Johnson, K.S., ed., Anadarko Basin symposium, 1988: Oklahoma Geological Survey Circular 90, p. 3–12.

Junex, 2011. Junex : Augmentation à 260 millions de barils des ressources de pétrole initialement en place sur le permis de Galt en Gaspésie. Communiqué de presse daté du 24 octobre 2011, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Junex, 2013. Junex annonce une augmentation à 330 millions de barils des ressources de pétrole initialement en place sur son permis de Galt en Gaspésie. Communiqué de presse daté du 27 mars 2013, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Junex, 2014. Junex amorce le forage de son puits Galt No 4 Horizontal. Communiqué de presse daté du 14 octobre 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Junex, 2015a. Junex – En route to the first commercial oil production in Quebec? <http://www.junex.ca/upload/contenu-fichiers/infos-decouverte-galt-en.pdf>.

Junex, 2015b. Junex annonce une augmentation de 69% des ressources de pétrole initialement en place sur son permis de Galt estimées à 557 millions de barils. Communiqué de presse daté du 9 juin 2015, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Kieff, 2010. Pangea map, with names of the continents and the oceans surrounding it (Panthalassa, Paleo-Tethys, and Tethys). https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Pangea_continents_and_oceans.svg

Kirkwood, D., 1995. Strain partitioning and progressive deformation history of a transpressive belt, Northern Appalachians. *Tectonophysics*, v. 241, p. 15-34.

Kirkwood, D. et Malo, M. 1993. Across strike geometry of the Grand Pabos fault zone: evidence for Devonian dextral transpression in the Québec Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 30, p. 1363-1373.

Kirkwood, D., Lavoie, M., Marcil, J.-S., 2004. Structural style and hydrocarbon potential in the Acadian thrust and fold belt, Gaspé Appalachians, Canada. *American Association of Petroleum Geologists Hedberg Series No. 1*, p.412-430.

Langdon, G., Hall, J. 2004. Devonian-Carboniferous tectonics and basin formation in the Cabot Strait area, Eastern Canada. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 78, p. 1748-1774.

Lavoie, D. 1992. Carbonate sedimentation in an extensional tectonic regime: The Lower Devonian Upper Gaspé Limestones, Québec Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 29, p. 118-128.

- Lavoie, D., 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, p.180-185.
- Lavoie, D., 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* vol. 54, no. 4, p.380-395.
- Lavoie, D., Chi, G., 2010. Lower Paleozoic foreland basins in eastern Canada: tectono-thermal events recorded by faults, fluids and hydrothermal dolomites. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 58 (1): 17-35.
- Lavoie, D., Chi, G., Urbatsch, M., Davis, W. J., 2010. Massive dolomitization of a pinnacle reef in the lowermost Devonian West Point Formation (Gaspé Peninsula, Quebec) - An extreme case of hydrothermal dolomitization through fault-focused circulation of magmatic fluids. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* vol. 94, no. 4, p.513-531.
- Lavoie, D., Morin, C., 2004. Hydrothermal dolomitization in the Lower Silurian Sayabec Formation in northern Gaspé - Matapédia (Québec) : constraint on timing of porosity and regional significance for hydrocarbon reservoirs. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* vol. 52, no. 3, p.256-269.
- Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A. P., Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 6174, 275p.
- Leeder, M. R. & M. Hardman 1990. Carboniferous geology of the Southern North Sea Basin and controls on hydrocarbon prospectivity. In *Tectonic events responsible for Britain's oil and gas reserves*, R. F. P. Hardman & J. Brooks (eds), 87–105. Special Publication 55, Geology Society, London.
- LeFever, J.A., 1991, History of oil production from the Bakken Formation, North Dakota. *Dans* Hanson, W.B., ed., 1991 guidebook to geology and horizontal drilling of the Bakken Formation: Billings, Montana Geological Society, p. 3–17.
- LeFever, J.A., Martinuik, C.D., Dancsook, D.F.R. et Mahnic, P.A., 1991, Petroleum potential of the middle member, Bakken Formation, Williston Basin. *Dans* Christopher, J.E. and Haidl, F.M., eds., Sixth international Williston Basin symposium: Regina, Saskatchewan Geological Society Special Publication No. 11, p. 74–94.
- Lerner, N.B., Schaab, B., Thompson, J., Hollan, J., Thomas, S.A., Bianco, D., Garcia, J.P., 2014. Evolution of Drilling and Completions in the Slave Point to Optimize Economics. *Society of Petroleum Engineers Drilling & Completion*, 29 (1): 64 – 77. <http://dx.doi.org/10.2118/163816-PA>
- Lonnee J, Machel HG. 2006. Pervasive dolomitization with subsequent hydrothermal alteration in the Clarke Lake gas field, Middle Devonian Slave Point Formation, British Columbia, Canada. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 90: 1739-1761.
- Macquarie Tristone, 2012. Corridor Resources Inc. 2012 joint venture opportunity – Old Harry prospect. Publication corporative, juillet 2012, 12p. Voir site internet

<http://www.corridor.ca/documents/CorridorOverviewMemorandumUpdateOH.pdf> accédé en ligne le 11 octobre 2014.

- Madi, J.A., Damte A. et Hayes M., 2003. Fault-Associated Hydrothermally-Dolomitized Reservoirs (HTD) in Devonian Strata of Northeastern British Columbia – A Large-Scale Geological Exploration Concept. (abs) 2003 CSPG/CSEG Convention, Calgary, AB.
- Malo, M., 2001. The Late Silurian-Early Devonian tectono-sedimentary history of the Gaspé Belt in the Gaspé Peninsula : from a transtensional Salinic basin to an Acadian foreland basin. *Bulletin of the Canadian Society of Petroleum Geologists*, v.49, p.202-216.
- Malo, M. et Béland, J. 1989. Acadian strike-slip tectonics in the Gaspé region, Québec Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v. 26, p. 1764-1777.
- Malo, M., Kirkwood, D., De Broucker, G., St-Julien, P., 1992. A reevaluation of the position of the Baie Verte - Brompton Line in the Quebec Appalachians : the influence of Middle Devonian strike-slip faulting in Gaspé Peninsula. *Revue Canadienne des Sciences de la Terre*, v.29, p.1265-1273.
- Malo, M., Tremblay, A., Kirkwood, D., Cousineau, P., 1995. Along-strike structural variations in the Quebec Appalachians : consequence of a collision along an irregular margin. *Tectonics*, v.14, p.1327-1338.
- Malo, M., Ruffet, G., Pincivy, A. et Tremblay, A. 2008. $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ study of oceanic and continental deformation processes during an oblique collision: the Taconian orogeny in the Québec re-entrant of the Canadian Appalachians. *Tectonics*, vol. 27, TC4001, doi:10.1029/2006TC002094
- Milici, R.C., 1996. Stratigraphic history of the Appalachian basin. *Dans* Roen, J.B. et Walker, B.J., eds., *The Atlas of Major Appalachian Gas Plays: West Virginia Geological and Economic Survey Publication V-25*, p. 4-7.
- Milici, R.C., Ryder, R.T., Swezey, C.S., Charpentier, R.R., Cook, T.R, Crovelli, R.A., Klett, T.R., Pollastro, R.M., et Schenk, C.J., 2003, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Appalachian Basin Province, 2002: U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-009-03, 2 p.; <http://pubs.usgs.gov/fs/fs-009-03/>.
- Milici, R.C. et Swezey, C.S., 2006, Assessment of Appalachian Basin oil and gas resources: Devonian shale-Middle and Upper Paleozoic Total Petroleum system: U.S. Geological Survey Open-File Report 2006-1237, 70 p. <http://pubs.usgs.gov/of/2006/1237/>
- Mijnssen, F.C.J., 1997. Modelling of sandbody connectivity in the Schooner Field. *Dans* *Petroleum geology of the southern North Sea - Future potential: Ziegler, K., Turner, P., et Daines, S.R., eds., Geological Society of London Special Publication 123*, p. 169-180.
- Morin, C., Laliberté, J.-Y., 2002. Une nouvelle image structurale : Résultats des mégatranssects de la sismique réflexion à travers la ceinture appalachienne de la péninsule gaspésienne. Ministère des Ressources Naturelles du Québec, Direction du Développement des Hydrocarbures, Séminaire des Mines, Novembre 2002, Québec, 63p., document disponible en ligne : <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/classes/collectionInterne>
- Morrow, D.W., M. Zhao, et L.D. Stasiuk, 2002, The gas-bearing Devonian Presqu'île dolomite

- of the Cordova embayment region of British Columbia, Canada: Dolomitization and the stratigraphic template. *AAPG Bulletin*, 86: 1609-1638.
- Mossop, G.D. et Shetsen, I., comp., 1994. Geological atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council.
- Newell, K. D., Watney, W. L., Cheng, S. W. L., et Brownrigg, R. L., 1987, Stratigraphic and spatial distribution of oil and gas production in Kansas. *Kansas Geological Survey, Subsurface Geology Series 9*, 86 p.
- Oldale, H.S., et Munday, R.J., 1994. Chapter 11 – Devonian Beaverhill Lake Group of the Western Canada Sedimentary Basin. Dans: *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*. G.D. Mossop et I. Shetsen (eds.). Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, Calgary, Alberta, Canada, p. 149-163.
- Peterson, J., 1995. Williston Basin Province. *Dans* U. S. Geological Survey 1995 National Assessment of United States Oil and Gas Resources. 17 p.
- Petrel Robertson Consulting, 2003, Exploration assessment of deep Devonian gas plays, northeastern British Columbia: Report prepared for British Columbia Ministry of Energy and Mines, 24 p.
- Pétrolia, 2005. Le forage pétrolier Haldimand (PEA-3) est en cours. Communiqué de presse daté du 1er décembre 2005, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2006a. Le puits Haldimand #1 a produit 156 barils de pétrole pendant les essais préliminaires de 70 heures. Communiqué de presse daté du 29 mars 2006, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2006b. Le puits Haldimand #1 produit un débit stabilisé de 40 barils équivalents par jour (boe) dont 34 barils de pétrole léger. Communiqué de presse daté du 10 mai 2006, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2012a. Début du forage de Bourque No. 1. Communiqué de presse daté du 23 juillet 2012, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2012b. Hydrocarbures sur un intervalle de 1 850 mètres dans le puits Bourque No. 1. Communiqué de presse daté du 31 octobre 2012, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2012c. Le puits Bourque 2 révèle deux zones réservoirs et la présence de condensats. Communiqué de presse daté du 19 décembre 2012, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Pétrolia, 2014. Haldimand 4 : le forage est complété. Communiqué de presse daté du 6 janvier 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Phipps, G., 1982. Exploring for dolomitized Slave Point carbonates in northeastern British Columbia. *Journal of the Canadian Society of Exploration Geophysicists*, 18 (1): 7-13.
- 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*, vol. 40, p. 301-315.
- Pinet, N. 2011. Hinterland-directed transtensional faulting at an orogen structural front : The example of the Cap-Chat mélange, Quebec Appalachians. *Geological Society of America Bulletin*, v.123, p.2256-2265.
- 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, p. 100-117.
- Pitman, J.K., L.C. Price, et J.A. LeFever, 2001, Diagenesis and fracture development in the Bakken Formation, Williston Basin; implications for reservoir quality in the middle member: USGS Professional Paper, Report #P 1653, 19 p.
- Pollastro, R.M., Roberts, L.N.R., et Cook, T.A., 2013, Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation, chap. 5 of U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010 (ver. 1.1, November 2013): U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–W, 34 p.
- Qing, H. et Mountjoy, E., 1992. Large-scale fluid flow in the Middle Devonian Presqu'île barrier, Western Canada Sedimentary Basin. *Geology*, 20: 903-906.
- Quirk, D.G., 1997. Sequence stratigraphy of the Westphalian in the northern part of the southern North Sea. Dans *Petroleum geology of the southern North Sea - Future potential*: Ziegler, K., Turner, P., et Daines, S.R., eds., Geological Society of London Special Publication 123, p. 153-168.
- Quirk, D.G., Aitken, J.F., 1997. The structure of the Westphalian in the northern part of the southern North Sea. Dans *Petroleum geology of the southern North Sea - Future potential*: Ziegler, K., Turner, P., et Daines, S.R., eds., Geological Society of London Special Publication 123, p. 143-152.
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E. 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Rapport de recherche R1497, 229p.
- Rehill, T.A., 1996. Late Carboniferous nonmarine sequence stratigraphy and petroleum geology of the central Maritimes Basin, eastern Canada. Thèse de doctorat, Dalhousie University, 406p.
- Reinson, G.E., P.J. Lee, W. Warters, K.G. Osadetz, L.L. Bell, P.R. Price, F. Trollope, R.I. Campbell, et J.E. Barclay, 1993. Devonian gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin. *Geological Survey of Canada Bulletin* 452.
- Ressources et Énergie Squatex, 2014. Un Rapport Indépendant de « Sproule Associates Limited » Confirme la Présence de Gaz Naturel Conventionnel dans la Structure Massé. Communiqué de presse du 11 avril 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com.
- Ressources et Énergie Squatex, 2015. Squatex : Le potentiel pétrolier du Bas-Saint-Laurent se précise. Communiqué de presse du 18 février 2015, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site

internet : www.sedar.com

- Roen, J.B., and Walker, B.J., eds., 1996, The atlas of major Appalachian gas plays: West Virginia Geological and Economic Survey Publication V-25, 201 p.
- Roksandic, M.M. et Granger, B. 1981. Structural styles of Anticosti Island, Gaspé Passage, and eastern Gaspé Peninsula inferred from reflection seismic data. *Dans*: Field meeting, Anticosti-Gaspé, 1981. Vol. II: Stratigraphy and paleontology: IUGS Subcommittee on Silurian Stratigraphy and Ordovician-Silurian Boundary Working Group. P.J. Lespérance (ed.). Département de géologie, Université de Montréal, p. 211-221.
- Roy, S. 2004. Diagenèse et potentiel en hydrocarbures des successions paléozoïques de la région du Lac Matapédia, Québec. Mémoire de M.Sc., Université du Québec, INRS Eau Terre Environnement, 147 p.
- Roy, S. 2008. Maturation thermique et potentiel pétrologène de la Ceinture de Gaspé, Gaspésie, Québec, Canada. Thèse de Ph.D., Université du Québec, INRS Eau Terre Environnement, 473 p.
- Ryder, Robert T., 1995, Appalachian Basin Province 67. *Dans* Gautier, D.L., Dolton, G.L., Takahashi, K.I., et Varnes, K.L., eds., 1995 National Assessment of United States Oil and Gas Resources--Results, Methodology, and Supporting Data, U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30. 85 p.
- Sacks, P., Malo, M., Trzcienski, Jr., W.E., Pincivy, A. et Gosselin, P. 2004. Taconian and Acadian transpression between the internal Humber Zone and the Gaspé Belt in the Gaspé Peninsula, Canadian Journal of Earth Sciences, v. 41, p. 635-653.
- Scotese, C.R., 2001. Paleogeographic and Tectonic History of Europe. <http://cpgeosystems.com/europaleogeography.html>
- Séjourné, S. Malo, M., 2015. Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Institut national de la recherche scientifique, Québec. Rapport de recherche R1552, 147 pages.
- SIGPEG, 2015. Système d'Information Géoscientifique Pétrolier et Gazier. Direction du bureau des hydrocarbures, Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles. Voir site internet <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca>
- Slivitzky, A., St-Julien, P., Lachambre, G., 1991. Synthèse géologique du Cambro-Ordovicien du nord de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, ET 88-14, 61p.
- Smith, L.B., 2006. Origin and reservoir characteristics of Upper Ordovician Trenton-Black River hydrothermal dolomite reservoirs in New York. The American Association of petroleum Geologists Bulletin, 90 (11): 1691-1718.
- Sproule, 2013. Technical review of certain P&G holdings of Petrolia Inc. in Quebec and New Brunswick (As of December 31, 2013). Rapport 51-101 disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com
- Thériault, R., 2002. Carte géologique du Québec - Édition 2002. Ministère de l'Environnement et des Ressources du Québec, DV 2002-06, 8 p.

- Torrie, J.E., 1973. Northeastern British Columbia. Dans: The Future Petroleum Provinces of Canada – their Geology and Potential, edited by R.G. McCrossan. CSPG Memoir 1, p. 151-186.
- Trudel, C., Malo, M., 1993. Analyse des contraintes par méthodes graphiques dans une zone de coulissage : exemple de la région de Matapédia, Gaspésie, Appalaches du Québec. Revue Canadienne des Sciences de la Terre, 30 :591-602.
- van Stall, C.R., Whalen, J.B., Valverde-Vaquero, P., Zagorevski., A., Rogers, N., 2009. Pre-Carboniferous episodic accretion-related orogenesis along the Laurentian margin of the Northern Appalachians. Geological Society of London Special Publication 327, p.271-316.
- Warren, J.K., 2006. Evaporites : Sediments, Resources and Hydrocarbons. Springer-Verlag, 1035 p.
- Williams, H. 1995. Introduction. *Dans*: Chapter 1, Geology of the Appalachian/Caledonian Orogen in Canada and Greenland, Harold Williams (co-ord.). Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 6 (aussi Geological Society of America, The Geology of North America, vol. F-1), p. 3-19.
- Wright, G.N., McMechan, M.E. et Potter, D.E.G., 1994. Chapter 3 - Structure and architecture of the Western Canada Sedimentary Basin. Dans: G.D. Mossop et I. Shetsen (comps.). Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. Calgary, Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 25-40.

Annexe 2. Tableau-synthèse des structures de Galt et de Bourque et leur analogue

Attributs	Galt	Bourque	Mississippian Limestone
Superficie	80 km ²	50 km ²	150 000 km ²
Bassin sédimentaire	Appalaches		Anadarko
Âge du bassin	Siluro-Dévonien		Cambrien à Permien
Région géographique	Gaspésie, Québec		Oklahoma, États-Unis Kansas, États-Unis
Unité géologique cible	Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé		Groupe de Mayes
Type de réservoir	Calcaires fracturés à faible porosité		Calcaires fracturés à faible porosité
Âge de l'unité géologique cible	Dévonien inférieur 419 - 393 Ma		Carbonifère inférieur 359 - 323 Ma
Épaisseur moyenne de l'unité géologique cible	2 000 m	?	500 - 2 500 m
Épaisseur du réservoir	environ 500 m ?	environ 500 m ?	100 - 250 m
Profondeur moyenne	1 000 - 2000	1 500 - 2 500	500 - 2 000 m
Porosité	0,5 - 5 %	?	4 - 6 %
Perméabilité	0,01 - 10 mD	?	
Roche-mère	1) Mélange du Ruisseau Isabelle ? 2) Formation de la Rivière Ouelle ? 3) Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé ?		Woodford Shale
Âge de la roche-mère	1) Ordovicien supérieur 2) Ordovicien moyen 3) Dévonien inférieur		Dévonien supérieur
% COT	1) 0,5 - 2,7 2) 0,5 - 1,5 3) 0,5		2 - 14 (moyenne: 4)
Nombre de puits	11	2	> 15 000
Technique de complétion moderne	Forages horizontaux Un forage horizontal pour recouper les fractures naturelles	Forage vertical	Forages horizontaux Fracturation hydraulique à l'occasion
Nombre de puits horizontaux	1	0	276

Annexe 3. Tableau-synthèse de la structure d’Haldimand et ses analogues

Attributs	Haldimand	Oriskany Sandstone	Bakken médian
Superficie	9 km ²	80 000 km ²	750 km ²
Bassin sédimentaire	Appalaches	Appalaches	Williston
Âge du bassin	Siluro-Dévonien	Cambrien - Permien	Cambrien - Crétacé
Région géographique	Gaspésie, Québec	New York, États-Unis; Pennsylvanie, États-Unis; Virginie-Occidentale, États-Unis	Dakota du Nord, États-Unis; Montana, États-Unis; Manitoba, Canada; Saskatchewan, Canada
Unité géologique cible	Formation de York River (grès feldspathique et shale)	Oriskany Sandstone (grès quartzitique et grès calcaireux)	Formation de Bakken, membre médian (siltstone dolomitique et grès calcaireux)
Type de réservoir	Grès à faible porosité	Grès à faible porosité	Grès à faible porosité
Âge de l'unité géologique cible	Dévonien inférieur	Dévonien inférieur	Dévonien supérieur - Mississippien inférieur
Épaisseur moyenne de l'unité géologique cible	300 - 1 200 m	15 - 100 m	10 - 30 m
Épaisseur du réservoir	100 - 500 m	2 - 50 m	2 - 10 m
Profondeur moyenne	600 - 1 200 m	500 - 2 500 m	2 000 - 3 500 m
Porosité	0,2 - 9,6 %	3 - 20 % (moyenne: 8%)	4 - 8 %
Perméabilité	0,4 - 14,5 mD	0,2 - 40 mD	0,1 - 0,2 mD
Roche-mère	1) Mélange du Ruisseau Isabelle ? 2) Formation de la Rivière Ouelle ?	1) Marcellus Shale 2) Needmore Shale	Formation de Bakken membres inférieur et supérieur
Âge de la roche-mère	1) Ordovicien supérieur 2) Ordovicien moyen	Dévonien moyen	Dévonien supérieur - Mississippien inférieur
% COT	1) 0,5 - 2,7 2) 0,5 - 1,5	3 - 5	5 - 20
Nombre de puits	3	?	?
Technique de complétion moderne	Forages verticaux Un forage horizontal (déviant)	Forages horizontaux Fracturation hydraulique	Forages horizontaux Fracturation hydraulique
Nombre de puits horizontaux	1	?	?

Annexe 4. Tableau-synthèse de la structure d'Old Harry et son analogue

Attributs	Old Harry	Carbonifère
Superficie	175 km ²	200 000 km ²
Bassin sédimentaire	Madeleine	Permien Sud (<i>Southern Permian</i>)
Âge du bassin	Dévonien moyen - Permien inférieur 390 - 280 Ma	Carbonifère - Crétacé 350 - 65 Ma
Région géographique	Golfe du Saint-Laurent, Québec	Partie Sud de la Mer du Nord
Unité géologique cible	Formation de Bradelle Formation de l'Île Brion	Formation de Schooner (anciennement Barren Red Measures)
Type de réservoir	Grès fluvatile	Grès fluvatile
Âge de l'unité géologique cible	Carbonifère supérieur	Carbonifère supérieur
Épaisseur moyenne de l'unité géologique cible	150 - 200 m	50 - 550 m
Épaisseur du réservoir	30 m	5 - 20 m
Profondeur moyenne	850 - 2 000 m	3 750 - 4 250 m
Profondeur du plancher marin	470 m	20 - 100 m
Porosité	10 - 15 %	12%
Perméabilité	0,1 - 10 mD (zone réservoir: > 30 mD)	(zone réservoir: 10 - 1 000 mD)
Roche-mère	1) Groupe de Horton, 2) Groupe de Windsor 3) Groupes de Cumberland et de Pictou	Formation de Coal Measures
Âge de la roche-mère	1) et 2) Carbonifère inférieur 3) Carbonifère médian	Carbonifère médian à supérieur 326 - 304 Ma
% COT	1) 2 % - 20 % 2) < 5 % et 3) < 40 %	1 % (charbon: ~ 60 %)
Nombre de puits	0	?
Technique de complétion moderne	Forages en milieu marin	Forages en milieu marin, verticaux et horizontaux
Nombre de puits horizontaux	0	?

