



Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec

Stephan Séjourné, géo.
et
Michel Malo, ing., géo.

Rapport soumis au
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles

Institut national de la recherche scientifique
Centre Eau Terre Environnement

Rapport de recherche R1552

Janvier 2015

Résumé

Le présent rapport propose une synthèse des connaissances sur la géologie des principaux bassins sédimentaires du sud du Québec, ainsi que de leur potentiel en hydrocarbures. Ce rapport a été établi sur la base d'une revue critique de la littérature disponible et a été réalisé dans le cadre du Chantier économie des deux évaluations environnementales stratégiques (ÉES) initiées par le gouvernement du Québec en mai 2014, une globale sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une spécifique à l'île d'Anticosti.

Six bassins sédimentaires ont été considérés, soit les Basses-Terres du Saint-Laurent, les sédiments consolidés quaternaires présents dans la même région, la Gaspésie, l'île d'Anticosti, le Bas-Saint-Laurent et le Golfe du Saint-Laurent. Les bassins du Nord du Québec n'ont pas été considérés bien que leur potentiel mérite d'être évalué dans le futur. De la même façon la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et ainsi que les îles se trouvant dans cette partie du fleuve n'ont pas été considérés car ces secteurs sont présentement soustraits à l'exploration pour les hydrocarbures.

Géologie des bassins sédimentaires

Les séries sédimentaires des bassins du sud du Québec sont constituées de roches d'âge Paléozoïque (Cambrien à Permien). Les unités cambriennes à ordoviciennes dominent les bassins des Basses-Terres du Saint-Laurent et d'Anticosti et sont également bien représentées dans le Bas-Saint-Laurent et le nord de la Gaspésie. Dans ces deux derniers bassins, ce sont toutefois les unités siluriennes et dévoniennes qui dominent, et on les retrouve également dans la partie sud-est de la région géologique A (Basses-Terres du Saint-Laurent). En mer, le bassin d'Anticosti comporte les mêmes unités que celles rencontrées sur l'île d'Anticosti, surmontées d'unités siluriennes et possiblement dévoniennes dont la nature demeure spéculative. Le bassin de Madeleine enfin, repose en discordance sur les unités précédentes et est essentiellement constitué d'unités d'âge Carbonifère.

La longue histoire tectonique de la région d'étude a fortement contribué à la structuration des séries sédimentaires et à l'individualisation de plusieurs zones tectonostratigraphiques distinctes. Les Basses-Terres du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti, le bassin d'Anticosti et la partie ouest du bassin de Madeleine présentent un faible degré de déformation, où l'on reconnaît essentiellement l'influence de failles normales de socle liées à l'ouverture de l'océan Iapetus au Cambrien et parfois réactivées en marge du front orogénique taconien. L'effet distal des orogénies taconienne, salinique et acadienne peut perturber localement ce patron simple de déformation mais n'influence pas significativement la structuration de ces bassins. À l'inverse le Bas-Saint-Laurent, la Gaspésie, le front orogénique du bassin d'Anticosti de même que le domaine appalachien des Basses-Terres du Saint-Laurent sont fortement tectonisés et les orogénies taconienne, salinique et acadienne ont défini l'architecture actuelle de ces bassins.

L'architecture interne du bassin de Madeleine enfin, est principalement contrôlée par des processus halocinétiques initiés par l'instabilité gravitaire des niveaux évaporitiques.

Potentiel en hydrocarbures

L'état des connaissances en ce qui concerne le potentiel en hydrocarbures de chacune de ces régions a fait l'objet d'une revue détaillée qui met en lumière les points forts et les lacunes de connaissance spécifiques à chaque bassin. Certaines régions peuvent être considérées comme matures du point de vue de l'exploration (cas des Basses-Terres du Saint-Laurent). D'autres en revanche sont virtuellement dépourvues de toute information utile pour supporter ou encourager l'exploration (cas du bassin d'Anticosti dans le Golfe du Saint-Laurent). L'arrêt des efforts d'exploration pour le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent a en outre eu des répercussions sur l'ensemble de la filière hydrocarbures à l'échelle de la Province et, à de rares exceptions près, le rythme de l'exploration à tous les niveaux demeure au ralenti dans les autres bassins en dépit d'un potentiel en hydrocarbures avéré dans la plupart des cas. Le potentiel en hydrocarbures peut se résumer ainsi pour chaque région :

- La région des Basses-Terres du Saint-Laurent bénéficie d'un long historique d'exploration et elle est considérée comme la plus mature des régions analysées ici, si ce n'est pour le secteur sud-est encore largement inexploré. La ressource principale, presque unique, est le gaz naturel. Plusieurs *plays* conventionnels et non conventionnels y sont reconnus et ont été explorés avec un succès modéré par le passé. En particulier un réservoir conventionnel a déjà produit du gaz naturel à Saint-Flavien et le Shale d'Utica a récemment fait l'objet d'une trentaine de forages exploratoires. Le Shale d'Utica représente le réservoir non conventionnel le mieux étudié et pour lequel l'exploration est la plus avancée au Québec. Un estimé de la ressource en place est disponible, qui paraît avoir un caractère consensuel et fiable en l'état actuel des connaissances.
- Les sédiments non consolidés présents dans les Basses-Terres du Saint-Laurent demeurent encore peu étudiés quant à leur potentiel en hydrocarbures. Un réservoir est cependant en exploitation à des fins de stockage du gaz naturel (Pointe-du-Lac) si bien que la viabilité économique de tels réservoirs n'est plus à démontrer. La source des hydrocarbures est identique à celle de la région A c'est un potentiel en gaz naturel qui doit être considéré ici.
- La région de la Gaspésie bénéficie d'un long historique d'exploration à l'instar de la région A, mais ces efforts d'exploration ont principalement porté sur le secteur nord-est de la péninsule. Le reste de la Gaspésie demeure sous-évalué et comporte une faible densité de forages profonds et de lignes sismiques de bonne qualité, à l'exception des campagnes d'enregistrement sismique initiées par le MERN au début des années 2000. La nature et le degré de maturation des roches mères identifiées dans la région indiquent qu'un potentiel en pétrole et en gaz naturel est présent. Plusieurs découvertes de pétrole et de gaz naturel ont été réalisées au cours de la dernière décennie et des estimés de ressource sont disponibles pour ces gisements. Ceux-ci sont toutefois concentrés dans la partie nord-est de la péninsule et le potentiel en hydrocarbures pour l'ensemble de la Gaspésie demeure largement méconnu.
- La région de l'île d'Anticosti a commencé à retenir l'attention au début des années 1960 et seul un petit nombre de forages exploratoires profonds et quelques campagnes sismiques ont été

réalisés. En dépit de ce faible degré de maturité, les efforts d'exploration ont toutefois permis de mettre en évidence la présence de réservoirs conventionnels mais ceux-ci comportaient principalement de l'eau salée plutôt que des hydrocarbures. Une roche mère est présente, qui comporte un potentiel en pétrole dans les zones de faible maturité thermique et en gaz naturel vers le sud-ouest de l'île à où la maturité thermique est plus forte. Tout récemment le potentiel non conventionnel de cette roche mère a commencé à faire l'objet de recherches actives. L'exploration de ces shales en est encore à ses débuts et on ignore encore si des hydrocarbures pourront être extraits du shale en quantités économiques. Les estimations de la ressource non conventionnelle disponibles reposent encore sur un nombre limité de données.

- La région du Bas-Saint-Laurent a longtemps été le parent pauvre de l'exploration pour les hydrocarbures au Québec. Les forages profonds et les levés sismiques de qualité y sont très rares, la géologie y est complexe et a longtemps été négligée faute d'affleurements et de données de sous-surface exploitables. La présence d'une roche mère en profondeur paraît établie mais ses caractéristiques demeurent spéculatives et controversées. De récents développements indiquent toutefois que le potentiel en pétrole et en gaz de cette région est réel et mérite d'être revisité de manière approfondie à la lumière de nouveaux modèles géologiques et de nouveaux concepts d'exploration.
- La région du Golfe du Saint-Laurent enfin, doit être analysée selon deux bassins distincts. Le bassin d'Anticosti au nord, est presque vierge de tout effort d'exploration à l'exception d'un petit nombre de lignes sismiques anciennes. Son potentiel en hydrocarbures demeure spéculatif mais paraît prometteur dans la mesure où la Formation de Macasty, une roche mère qui présente un potentiel en pétrole, devrait être présent à travers une bonne partie du bassin. Le bassin de Madeleine au sud, a retenu l'attention depuis les années 1960. Il présente un fort potentiel en gaz naturel et en pétrole dans une moindre mesure. Plusieurs prospects y ont été identifiés mais les volumes d'hydrocarbures possiblement en place dans ces prospects et à l'échelle du bassin demeurent hautement spéculatifs en raison du faible niveau de maturité de l'exploration.

Le tableau ci-après fait la synthèse des estimés de la ressource initialement en place (gaz et/ou pétrole) qui ont été compilés et analysés dans le cadre du présent rapport. De nombreux *plays* demeurent encore au stade conceptuel et les données manquent pour pouvoir en quantifier le potentiel réel. Les *plays* non quantifiés sont présentés dans le tableau de synthèse afin d'illustrer la diversité du potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec.

Tableau de synthèse résumant les différentes estimations du volume médian de gaz ou de pétrole en place pour une région géologique et un type de *play* donnés.

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique A - Basses-Terres du Saint-Laurent						
Domaine autochtone						
Sédiments clastiques de rift du Cambrien	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	567 x 10 ⁶ m ³	20 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	2.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	3,23 x 10 ⁹ m ³	114 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	2.2.5.2
Flysch d'avant-pays de l'Ordovicien supérieur	--	--	--		--	--
Shale d'Utica d'âge Ordovicien supérieur	Gaz	2,8 x 10 ¹² m ³ (P90) à > 8,5 x 10 ¹² m ³ (P10)	100 x 10 ¹² pi ³ (P90) à > 300 x 10 ¹² pi ³ (P10)		Duchaine et al. (2012)	2.2.5.4
	Gaz	5 x 10 ¹² m ³	176,73 x 10 ¹² pi ³		Chen et al. (2014)	2.2.5.4
	Pétrole	297,3 x 10 ⁶ m ³	1,87 x 10 ⁹ barils		Chen et al. (2014)	2.2.5.4
Domaine appalachien						
Sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Écailles de carbonates de l'Ordovicien	Gaz	1,4 x 10 ⁹ m ³	48,4 x 10 ⁹ pi ³	Saint-Flavien	Lavoie et al. (2009)	2.2.5.3
Ceinture de Gaspésie						
Shales d'âges Ordovicien et Dévonien	--	--	--		--	--

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique B - Basses-Terres du Saint-Laurent, sédiments non consolidés						
Domaine autochtone						
Sables poreux d'âge Quaternaire	--	--	--	Pointe-du-Lac	--	--
Région géologique C - Gaspésie						
Bande taconique						
Sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Ceinture de Gaspésie						
Calcaires de l'Ordovicien supérieur au Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Grès du Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales du Silurien inférieur au Dévonien inférieur	--	--	--		--	--
Brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur	--	--	--	Galt; Bourque	--	--
Grès fluviatiles du Dévonien inférieur	Pétrole	16,2 x 10 ⁶ m ³	102 x 10 ⁶ barils	Haldimand	Lavoie et al. (2009)	4.2.5.1

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique D - Anticosti						
Domaine autochtone						
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	483 x 10 ⁶ m ³	17 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.1
	Pétrole	3,6 x 10 ⁶ m ³	22,6 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	2,9 x 10 ⁹ m ³	103 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.2
	Pétrole	6,5 x 10 ⁶ m ³	40,7 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.2
Flysch de l'Ordovicien et du Silurien	--	--	--		--	--
Calcaires récifaux de l'Ordovicien supérieur et du Silurien	--	--	--		--	--
Shales de l'Ordovicien supérieur	Pétrole	6,9 x 10 ⁹ m ³ (*)	43,6 x 10 ⁹ barils (*)		Pétrolia (2011b)	5.2.5.3
	Pétrole	16,3 x 10 ⁹ m ³ (*)	102,4 x 10 ⁹ barils (*)		Junex (2011b)	5.2.5.3
Région géologique F - Bas-Saint-Laurent						
Zone de Humber						
Sédiments silicoclastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Écailles de carbonates de plate-forme d'âge Ordovicien	Gaz	425 x 10 ⁶ m ³	15 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	6.2.5.1
Ceinture de Gaspésie						
Grès du Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales du Silurien inférieur	--	--	--	Massé	--	--
Brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur	--	--	--		--	--

(*) : Les volumes estimés publiés dans Pétrolia (2011b) et Junex (2011b) portent sur une partie de l'île. Les volumes indiqués dans le tableau ont été extrapolés à l'ensemble de l'île d'Anticosti à partir de ces publications.

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique G - Golfe du Saint-Laurent						
Bassin d'Anticosti						
Grès de rift ou de marge passive du Cambrien	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	3,248 x 10 ⁹ m ³	114,7 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.1
	Pétrole	24,1 x 10 ⁶ m ³	151,7 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien supérieur	Gaz	9,9 x 10 ⁹ m ³	350,8 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.2
	Pétrole	22,1 x 10 ⁶ m ³	139,0 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.2
Flysch et carbonates de l'Ordovicien au Dévonien	--	--	--		--	--
Formation de Macasty	--	--	--		--	--
Bassin de Madeleine						
Grès du Carbonifère inférieur	Gaz	19,1 x 10 ⁹ m ³	673,5 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.3
	Pétrole	5,2 x 10 ⁶ m ³	32,9 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.3
Carbonates du Carbonifère inférieur	--	--	--		--	--
Grès du Carbonifère supérieur	Gaz	61,9 x 10 ⁹ m ³	2188 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.4
Grès du Carbonifère supérieur	Pétrole	10,5 x 10 ⁶ m ³	65,9 x 10 ⁶ barils	Old Harry; Millerand	Lavoie et al. (2009)	7.2.5.4

Recommandations

Les bassins sédimentaires du sud du Québec semblent tous présenter un potentiel en pétrole et/ou en gaz naturel. Ce potentiel est avéré pour certains bassins, demeure spéculatif pour d'autres, mais dans tous les cas les lacunes importantes qui demeurent ne seront ultimement levées qu'à mesure que des forages pétroliers et gaziers seront réalisés pour tester ou valider les cibles d'exploration de manière systématique. En amont de ces efforts d'exploration, qui sont du ressort de l'industrie, certaines pistes de réflexion sont proposées ici qui pourraient aider à améliorer l'état des connaissances du potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec et, éventuellement, à stimuler certaines régions encore négligées en dépit de leur potentiel.

Recommandations dans le cadre des ÉES

Rédigé dans le cadre du Chantier économique des évaluations environnementales stratégiques, le présent rapport met en exergue une courte liste de recommandations de travaux futurs qui ont été retenus sur la base de leur mérite et de leur pertinence pour les travaux du Chantier économique, et de la possibilité de les réaliser à moyen terme. Ces recommandations sont divisées selon la région géologique d'intérêt et une importance particulière est accordée à l'île d'Anticosti dans le cadre de l'ÉES spécifique à celle-ci :

Anticosti :

- Une estimation de la ressource non conventionnelle en place à l'échelle régionale demeure à réaliser, les bases des estimations existantes pour la Formation de Macasty reposant pour le moment sur un volume très restreint de données. Cette estimation devra reposer sur des données consensuelles ou, à tout le moins, faire clairement état des choix méthodologiques retenus.
- La réalisation d'une synthèse géologique et hydrogéologique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture, à l'image de celle déjà disponible pour le Shale d'Utica, devrait servir de base à des études hydrogéologiques locales dans l'éventualité où des forages exploratoire avec fracturation hydraulique seraient réalisés.
- La réalisation d'une synthèse géologique en surface et sous-surface (stratigraphie, faciès, structure régionale, fracturation), d'une portée plus générale et plus inclusive que la synthèse suggérée au point précédent, permettrait notamment de 1) mieux comprendre l'histoire et l'importance relative des failles normales dont la Faille de Jupiter, 2) mieux évaluer la maturation thermique et les caractéristiques géochimiques de la Formation de Macasty de part et d'autre de la Faille de Jupiter par l'échantillonnage des sondages stratigraphiques, et 3) modéliser en 3D la Formation de Macasty à partir des puits et des données géophysiques disponibles (sismiques et aéromagnétiques).
- À partir des données géologiques et géochimiques ainsi collectées, il sera alors possible de réaliser une évaluation plus rigoureuse du volume de la Formation Macasty et donc de la ressource en place pour l'ensemble de l'île.

- La qualité et l'exhaustivité des synthèses suggérées ci-dessus seraient grandement améliorées si les données de sismique d'Hydro-Québec Pétrole et Gaz ainsi que les levés aéromagnétiques étaient rendus publics.

Anticosti et Basses-Terres du Saint-Laurent :

- L'exploration pour les *plays* non conventionnels occulte en ce moment le potentiel des *plays* conventionnels. Ceux-ci pourraient faire l'objet d'une étude de synthèse plus détaillée que celle réalisée dans le présent rapport et qui permettrait d'orienter les besoins de développement et de mise en valeur futurs.

Sédiments non consolidés des Basses-Terres du Saint-Laurent :

- Le modèle conceptuel couramment admis pour expliquer la genèse du réservoir de Pointe-du-Lac implique qu'un tel réservoir soit localisé à l'aplomb du Shale d'Utica (*play* de type Antrim), ce qui limite considérablement l'aire géographique disponible pour découvrir de nouveaux réservoirs. La validité de ce modèle n'a toutefois pas été démontrée avec certitude. Si les données de géochimie organique disponibles, en particulier la géochimie des gaz initialement présents dans le réservoir, peuvent être ré-analysées et que cette analyse conclu que la juxtaposition du réservoir potentiel avec le Shale d'Utica n'est pas un pré-requis, le territoire potentiellement prospectif en serait considérablement accru.

Gaspésie :

- Bien que bénéficiant d'un certain nombre de découvertes de pétrole et de gaz naturel, le potentiel en hydrocarbures de cette région est fortement grevé par les incertitudes qui pèsent sur la qualité de la couverture des réservoirs. Une revue de synthèse des propriétés géologiques (diagenèse, porosité, perméabilité, structuration, etc.) des roches couvertures et des discontinuités naturelles devrait permettre de réduire les incertitudes liées à ce facteur de risque.

Bas-Saint-Laurent :

- L'exploration dans cette région longtemps négligée pourrait être revitalisée en dressant une synthèse des données et surtout une révision des modèles géologiques et des concepts d'exploration. Plusieurs publications de qualité et une découverte récentes justifient cet effort.

Golfe du Saint-Laurent :

- Considérant le faible niveau de connaissances pour la partie nord du Golfe – le bassin d'Anticosti – en regard de son potentiel pétrolier, une avenue de recherche possible pourrait consister à vérifier indirectement la présence d'hydrocarbures liquides dans le sous-sol du bassin d'Anticosti par la cartographie des suintements d'huile à la surface de l'eau : si de tels phénomènes sont documentés et peuvent être mis en relation avec des structures géologiques connues, la valeur potentielle du bassin s'en trouverait appréciée de façon significative.

Recommandations débordant le cadre des ÉES

Finalement une courte liste d'études de plus grande envergure est également proposée. Il est de l'avis des auteurs que ces études, bien qu'elles débordent le cadre strict des ÉES en cours, contribueraient dans une large mesure à stimuler l'exploration et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures dans certaines régions encore peu voire pas explorées. De telles initiatives de la part du MERN ont permis de jeter un regard nouveau sur le potentiel de certaines régions par le passé (programmes de levés sismiques, analyse de concepts géologiques, synthèses de données, etc.). Comme pour les premières, ces recommandations sont divisées selon la région géologique d'intérêt :

Gaspésie et Bas-Saint-Laurent :

- Étant donné le rôle de plus en plus reconnu des réseaux de fractures naturelles dans les réservoirs explorés, il apparaît important de s'attacher à mieux comprendre le rôle de la fracturation à l'échelle régionale et à l'échelle locale (près des failles majeures, en relation avec les plis dans un secteur donné, etc.), autant pour les réservoirs que pour les roches couvertures, principalement dans le bassin siluro-dévonien.

Bas-Saint-Laurent :

- La présence de gaz naturel et de pétrole lourd a été rapportée dans des forages stratigraphiques réalisés récemment dans le Bas-Saint-Laurent. L'analyse des hydrocarbures recueillis dans ces puits en vue d'établir l'origine de la roche mère – ordovicienne ou dévonienne – pourrait combler une lacune importante dans les modèles d'exploration actuellement développés pour cette région, à l'instar d'études similaires complétées au cours des dernières années dans le nord-est de la Gaspésie.

Golfe du Saint-Laurent :

- À la lumière des travaux de la CGC l'acquisition de nouvelles lignes sismiques en mer, notamment entre l'île d'Anticosti et la Gaspésie, permettrait de mieux définir le cadre tectonique régional et de confirmer ou définir de nouveaux des pièges, qui ne sont encore considérés que de manière conceptuelle pour le moment.

Nord du Québec :

- Le potentiel en hydrocarbures du Nord du Québec (région E) demeure totalement inconnu et n'a pas été considéré dans le cadre du présent rapport. Un certain nombre de bassins sédimentaires y sont toutefois reconnus, bien que leurs dimensions et leurs épaisseurs soient moindres que dans le sud du Québec. Les dimensions réduites de ces bassins et leur éloignement par rapport aux infrastructures majeures laisse peu de place à un développement économique de grande ampleur dans cette région; la viabilité économique d'une production locale pour un marché local mérite cependant d'être considérée. Cette réflexion devra reposer sur une revue de synthèse des connaissances et du potentiel de chacun des bassins sédimentaires identifiés dans le nord du Québec.

Remerciements

La préparation de ce rapport a bénéficié de l'assistance de plusieurs personnes extérieures au projet, qui sont remerciées ici. En particulier, Denis Lavoie et Virginia Brake de la Commission géologique du Canada (CGC) pour leurs échanges constructifs sur le contenu du dossier public réalisé par la CGC sur le potentiel en hydrocarbures de l'est du Canada (Lavoie et al., 2009), Morgan Peel, Félix-Antoine Comeau et René Lefebvre de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) pour leur apport documentaire sur divers sujets et Esther Bordet pour avoir bien voulu transmettre aux auteurs la version originale de la Figure 33. Pascal Perron du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) a également fourni des données cartographiques très utiles à la production du rapport. Enfin la reproduction de certaines figures a nécessité la permission des auteurs des documents originaux et leur diligence est très appréciée.

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'INRS afin de faire une revue de la littérature concernant la géologie des principaux bassins sédimentaires du sud du Québec, ainsi que le potentiel en hydrocarbures de ceux-ci. Cette revue s'inscrit dans le Chantier économique des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) en voie de réalisation par le gouvernement du Québec. La première ÉES porte sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures au Québec et la deuxième sur l'île d'Anticosti.

Le délai pour réaliser cette synthèse ayant été très court, nous n'avons pas consulté la totalité de la documentation scientifique et technique sur les sujets traités. Le volet géologique, en particulier, constitue un survol et une mise en contexte des principales caractéristiques des bassins géologiques concernés afin de permettre une bonne compréhension du volet consacré au potentiel en hydrocarbures. Ce second volet, d'intérêt fondamental pour le Chantier économique des ÉES, a fait l'objet d'une analyse beaucoup plus détaillée. Chaque fois que cela a été possible nous avons essayé de faire ressortir les points forts et les lacunes de connaissance dans les jeux de données qui sont disponibles pour évaluer le potentiel en hydrocarbures à l'échelle de chaque bassin.

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

Table des matières

1. Introduction.....	21
1.1 Mise en contexte du rapport dans le cadre des EES	21
1.2 Description du contenu du rapport.....	21
2. Région géologique A – Basses-Terres du Saint-Laurent	24
2.1 Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent	24
2.1.1 Cadre géologique général.....	24
2.1.2 Stratigraphie et sédimentologie	27
2.1.3 Tectonique et géologie structurale	30
2.2 Potentiel en hydrocarbures des Basses-Terres du Saint-Laurent	33
2.2.1 Roche mère et maturation thermique	33
2.2.2 Principaux plays pétroliers et gaziers	33
2.2.3 Degré d’avancement de l’exploration	38
2.2.4 Historique des modèles d’exploration	41
2.2.5 Estimation de la ressource en place.....	41
2.3 Discussion	43
3. Région géologique B – Sédiments non consolidés des Basses-Terres	44
3.1 Géologie des sédiments non consolidés des Basses-Terres.....	44
3.2 Potentiel en hydrocarbures des sédiments non consolidés des Basses-Terres.....	46
3.2.1 Source des hydrocarbures.....	46
3.2.2 Principal type de play	46
3.2.3 Degré d’avancement de l’exploration et historique des modèles d’exploration.....	47
3.2.4 Estimation de la ressource en place.....	49
3.3 Discussion	49
4. Région géologique C – Gaspésie.....	50
4.1 Géologie de la Gaspésie	50
4.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional.....	50
4.1.2 Stratigraphie et sédimentologie	51
4.1.3 Tectonique et géologie structurale	56

4.2 Potentiel en hydrocarbures de la Gaspésie.....	59
4.2.1 Roches mères et maturation thermique	59
4.2.2 Principaux types de plays	61
4.2.3 Degré d’avancement de l’exploration	64
4.2.4 Historique des modèles d’exploration	67
4.2.5 Estimation de la ressource en place	68
4.3 Discussion	70
5. Région géologique D – Anticosti.....	70
5.1 Géologie de l’île d’Anticosti.....	70
5.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional.....	70
5.1.2 Stratigraphie et sédimentologie	71
5.1.3 Tectonique et géologie structurale	73
5.2 Potentiel en hydrocarbures de l’île d’Anticosti.....	77
5.2.1 Roches mères et maturation thermique	77
5.2.2 Principaux types de <i>plays</i>	81
5.2.3 Degré d’avancement de l’exploration	83
5.2.4 Historique des modèles d’exploration	85
5.2.5 Estimation de la ressource en place	86
5.3 Discussion	88
6. Région géologique F – Bas-Saint-Laurent.....	89
6.1 Géologie du Bas-Saint-Laurent.....	89
6.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional.....	89
6.1.2 Stratigraphie et sédimentologie	89
6.1.3 Tectonique et géologie structurale	92
6.2 Potentiel en hydrocarbures du Bas-Saint-Laurent	94
6.2.1 Roches mères et maturation thermique	94
6.2.2 Principaux types de plays	97
6.2.3 Degré d’avancement de l’exploration	99
6.2.4 Historique des modèles d’exploration	102
6.2.5 Estimation de la ressource en place	102
6.3 Discussion	102

7. Région géologique G – Golfe du Saint-Laurent	103
7.1 Géologie du Golfe du Saint-Laurent	103
7.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional.....	103
7.1.2 Stratigraphie et sédimentologie	103
7.1.3 Tectonique et géologie structurale	106
7.2 Potentiel en hydrocarbures – Golfe du Saint-Laurent.....	108
7.2.1 Roches mères et maturation thermique	108
7.2.2 Principaux types de <i>plays</i>	110
7.2.3 Degré d’avancement de l’exploration	114
7.2.4 Historique des modèles d’exploration	117
7.2.5 Estimation de la ressource en place	117
7.3 Discussion	119
8. Conclusions et recommandations	120
8.1 Géologie des bassins sédimentaires.....	121
8.2 Potentiel en hydrocarbures.....	121
8.3 Recommandations.....	127
8.3.1 Recommandations dans le cadre des ÉES	128
8.3.2 Recommandations débordant le cadre des ÉES.....	129

Liste des figures

Figure 1 : Index des régions géologiques définies par le MERN.....	24
Figure 2 : Carte structurale simplifiée de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	26
Figure 3 : Carte lithostratigraphique de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	26
Figure 4 : Stratigraphie simplifiée des unités cambro-ordoviciennes des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	27
Figure 5 : Stratigraphie des unités siluro-dévonniennes de la ceinture de Gaspésie dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	28
Figure 6 : Coupe structurale simplifiée.....	30
Figure 7 : Zonation de la maturité thermique du Shale d’Utica.....	34
Figure 8 : Schéma simplifié illustrant la distribution des principaux plays dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.....	34
Figure 9 : Coupe schématique illustrant la structure de l’écaille de Saint-Flavien.....	37
Figure 10 : Délimitation de la zone ayant un potentiel pour le Shale d’Utica et localisation des forages réalisés pour le gaz de shale.....	37
Figure 11 : Carte de localisation des puits forés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1873.....	39
Figure 12 : Nombre de forages complétés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	39
Figure 13 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1955.....	40
Figure 14 : Longueur de lignes sismiques enregistrées dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent entre 1955 et 2010.....	40
Figure 15 : Stratigraphie simplifiée des sédiments non consolidés quaternaires dans la région du lac Saint-Pierre.....	46
Figure 16 : Schéma conceptuel du réservoir de Pointe-du-Lac.....	47
Figure 17 : Carte de localisation des puits forés dans les sédiments non consolidés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1873.....	49
Figure 18 : Stratigraphie simplifiée des unités cambro-ordoviciennes du nord de la Gaspésie.....	51
Figure 19 : Carte géologique simplifiée de la Gaspésie.....	53
Figure 20 : Stratigraphie des principales unités de la partie nord de la péninsule gaspésienne.....	54
Figure 21 : Coupe structurale interprétée à partir des données sismiques.....	56
Figure 22 : Schéma structural illustrant la structuration de la péninsule gaspésienne.....	57
Figure 23 : Stades de génération des hydrocarbures en Gaspésie.....	61
Figure 24 : Schéma conceptuel des principaux plays identifiés dans la ceinture de Gaspé.....	62
Figure 25 : Carte de localisation des puits forés en Gaspésie depuis 1860.....	65
Figure 26 : Nombre de forages complétés en Gaspésie.....	65
Figure 27 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées en Gaspésie depuis 1961.....	66
Figure 28 : Longueur de lignes sismiques enregistrées en Gaspésie entre 1961 et 2009.....	66
Figure 29 : Couverture des levés magnétiques aéroportés disponibles pour la Gaspésie.....	67

Figure 30 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti.	71
Figure 31 : Stratigraphie simplifiée des séries sédimentaires de l'île d'Anticosti.	72
Figure 32 : Coupe structurale schématique pour la partie est de l'île d'Anticosti.	74
Figure 33 : Interprétation des linéaments topographiques pour l'île d'Anticosti.	76
Figure 34 : Trace interprétée de la Faille de Jupiter en sismique.	76
Figure 35 : Carte iso-contour de la profondeur du toit de la Formation de Macasty.	77
Figure 36 : Carte isopache de l'épaisseur de la Formation de Macasty.	78
Figure 37 : Variation de la teneur en COT pour la Formation de Macasty.	79
Figure 38 : Qualité de la roche mère.	79
Figure 39 : Stades de génération des hydrocarbures (maturité thermique) de la Formation de Macasty.	80
Figure 40 : Schéma conceptuel de l'architecture sédimentaire de l'île d'Anticosti.	81
Figure 41 : Carte de localisation des puits forés sur l'île d'Anticosti depuis 1962.	83
Figure 42 : Nombre de forages complétés sur l'île d'Anticosti entre 1962 et 2010.	84
Figure 43 : Carte de localisation des forages stratigraphiques réalisés ou prévus en 2014 et 2015.	84
Figure 44 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti depuis 1963.	85
Figure 45 : Longueur de lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti entre 1963 et 2003.	85
Figure 46 : Schéma lithostratigraphique simplifié du Bas-Saint-Laurent.	90
Figure 47 : Carte géologique simplifiée du Bas-Saint-Laurent.	91
Figure 48 : Coupe structurale schématique illustrant le style structural de la zone de Humber.	93
Figure 49 : Coupe structurale schématique illustrant le style structural de la ceinture de Gaspé.	94
Figure 50 : Potentiel pour générer du pétrole ou du gaz naturel pour les unités cambro-ordoviciennes (à gauche) et siluro-dévoniennes (à droite) dans le Bas-Saint-Laurent.	94
Figure 51 : Stades de génération des hydrocarbures dans le Bas-Saint-Laurent.	96
Figure 52 : Présence de gaz naturel (chaines C1 à C4) dans un secteur à très forte maturité thermique.	97
Figure 53 : Coupe schématique illustrant la position structurale des écailles de carbonates.	98
Figure 54 : Carte de localisation des puits forés dans le Bas-Saint-Laurent depuis 1972.	100
Figure 55 : Nombre de forages complétés dans le Bas-Saint-Laurent entre 1972 et 2014.	100
Figure 56 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées dans le Bas-Saint-Laurent depuis 1961.	101
Figure 57 : Longueur de lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti entre 1961 et 2009.	101
Figure 58 : Contexte régional du bassin d'Anticosti et du bassin des Maritimes.	104
Figure 59 : Lithostratigraphie simplifiée du bassin des Maritimes.	105
Figure 60 : Profil sismique interprété illustrant le style structural du bassin d'Anticosti entre l'île d'Anticosti et la péninsule gaspésienne.	107
Figure 61 : Aire de répartition des dômes de sel et étendue de la zone de retrait évaporitique.	108
Figure 62 : Relation entre la maturation thermique et la profondeur pour les séries carbonifères.	109
Figure 63 : Schéma de la répartition des principaux <i>plays</i> développés dans le bassin d'Anticosti.	110
Figure 64 : Carte illustrant l'aire de répartition des grès du Carbonifère inférieur (<i>play A</i>).	111
Figure 65 : Carte illustrant l'aire de répartition des carbonates du Carbonifère inférieur (<i>play B</i>).	111
Figure 66 : Carte illustrant l'aire de répartition des grès du Carbonifère inférieur (<i>play C</i>).	112

Figure 67 : Relation entre la porosité et la perméabilité pour les grès du Carbonifère supérieur (<i>play C</i>).	114
Figure 68 : Carte de localisation des puits forés dans la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent depuis 1965.	115
Figure 69 : Nombre de forages complétés dans la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent entre 1965 et 1999.....	115
Figure 70 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti depuis 1967.	116
Figure 71 : Longueur de lignes sismiques enregistrées dans la partie québécoise du Golfe du Saint- Laurent entre 1967 et 2002.....	116

Liste des acronymes

API – American Petroleum Institute

CGC – Commission Géologique du Canada

COT – Carbone Organique Total, exprimé en pourcentage de poids

DGHB – Direction Générale des Hydrocarbures et des Biocombustibles

ÉES – Évaluation Environnementale Stratégique

INRS – Institut National de la Recherche Scientifique

KB – Kelly bushing (table de rotation de la foreuse)

m³ – Mètre cube

mD – Millidarcy

MERN – Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

MRN – Ministère des Ressources Naturelles du Québec

P10, P50, P90 – Probabilité d'obtenir un volume donné d'hydrocarbures (10 %, 50 %, 90 %)

1. Introduction

1.1 Mise en contexte du rapport dans le cadre des EES

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 économie, dont l'objectif général est d'évaluer les impacts économiques, incluant les impacts sur les infrastructures publiques, d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures au Québec et de définir les façons de maximiser les bénéfices économiques pour le Québec tout en imposant des conditions de réalisation des travaux acceptables pour la population. L'une des premières étapes de ce chantier est de mieux définir, à partir des informations disponibles, le potentiel en hydrocarbures des principaux bassins géologiques du Québec et d'en extrapoler certains scénarios possibles de développement et de rentabilité commerciale.

1.2 Description du contenu du rapport

Le présent rapport propose une synthèse des connaissances sur la géologie des principaux bassins sédimentaires du sud du Québec, ainsi que de leur potentiel en hydrocarbures. La structure du rapport reprend la division du Québec en sept grandes régions géologiques telles que définies par le MERN (Figure 1), soit : les Basses-Terres du Saint-Laurent (région A), les sédiments consolidés quaternaires présents dans la même région (région B), la Gaspésie (région C), l'île d'Anticosti (région D), le Nord du Québec (région E), le Bas-du-Fleuve Saint-Laurent et le Témiscouata, ou Bas-Saint-Laurent (région F) et le Golfe du Saint-Laurent (région G). Cette division repose en partie sur des bases géologiques, mais en grande partie sur des critères opérationnels et administratifs. Ainsi la région A comprend le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent au sens strict mais également une partie du bassin cambro-ordovicien des Appalaches et du bassin successeur siluro-dévonien qui, lui, est surtout développé en Gaspésie (région C) (voir Brisebois et Brun, 1994; Malo et Bédard, 2012). De même la région F (Bas-Saint-Laurent) est géologiquement transitionnelle entre les Basses-Terres du Saint-Laurent et la Gaspésie. La région G (Golfe du Saint-Laurent) regroupe deux bassins distincts, le bassin de Madeleine au sud et celui d'Anticosti au nord, ce dernier ayant principalement des affinités avec la région D (île d'Anticosti). Dans la mesure du possible le rapport s'est attaché à distinguer les attributs des différents bassins géologiques au sein de chaque région.

Dans le cadre du mandat confié à l'INRS seuls les bassins sédimentaires du sud du Québec ont été traités ici : les bassins du Nord du Québec (région E) n'ont pas été considérés bien que leur potentiel mérite d'être évalué dans le futur (sous-bassin du Lac Saint-Jean, bassin de Mistassini, bassin de la Baie James, etc.). Par ailleurs, la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (Gouvernement du Québec, 2011) a soustrait à l'exploration la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti ainsi que les îles se trouvant dans cette partie du fleuve, de sorte que ce secteur n'a pas non plus été examiné dans le présent rapport. Les informations géologiques disponibles pour ce secteur et pertinentes pour aider à la

compréhension des terres émergées environnantes (Gaspésie et Bas-Saint-Laurent) ont cependant été considérées. Enfin la possibilité que les hydrates de méthane puissent constituer une ressource en hydrocarbures dans le Golfe du Saint-Laurent n'a pas été discutée dans ce rapport, faute de documentation pertinente. La faible profondeur bathymétrique du golfe suggère toutefois que ce potentiel ne serait pas présent dans le golfe, à l'exception possible du Chenal Laurentien.

Le rapport a été établi sur la base d'une revue critique de la littérature disponible. Un petit nombre de références bibliographiques de synthèse a servi de point de départ à l'étude, en particulier les travaux de la Commission géologique du Canada (CGC) sur le potentiel en hydrocarbures conventionnels de l'est du Canada (Lavoie et al., 2009) et les travaux du MERN sur la mise en valeur du potentiel du Shale d'Utica (Thériault, 2012a). Si des documents fondateurs antérieurs importants ont été également consultés, un soin particulier a surtout été apporté à la mise à jour de ces documents fondateurs et à la modernisation des concepts qui y ont été développés.

Le rapport a été divisé en plusieurs sections qui reflètent la division des bassins sédimentaires du sud du Québec. Chacune de ces sections décrit d'abord la géologie du bassin, en particulier sa stratigraphie et sa structure, puis s'attache à en définir le potentiel en hydrocarbures. Ce potentiel est en premier lieu défini par la présence et par les caractéristiques de la ou des roches mères documentées dans le bassin, ce qui permet d'établir si la ressource est principalement constituée de pétrole, de gaz, ou d'une combinaison des deux. Les principaux types de *plays* sont ensuite décrits afin de mettre en évidence la nature des réservoirs que l'on peut s'attendre à rencontrer dans un bassin donné. Le degré d'avancement de l'exploration et l'évolution des modèles d'exploration permettent ensuite de se rendre compte du degré de maturité de l'exploration dans un bassin et, le cas échéant, d'apprécier l'ampleur des lacunes qui demeurent à combler. Enfin les estimations de la ressource en place – pétrole et gaz – qui ont été publiées sont présentées et discutées afin de fournir un outil d'analyse critique pour définir le potentiel en hydrocarbures de chaque bassin. La dernière partie du rapport propose une synthèse des chapitres précédents et suggère des travaux complémentaires destinés à parfaire la connaissance du potentiel en hydrocarbures des bassins du sud du Québec.

De par sa nature, ce rapport emploie de nombreux termes géologiques. Il s'agit d'une terminologie technique difficile à vulgariser sans augmenter significativement la longueur du rapport et sans risquer de diverger significativement de l'objectif principal du rapport, à savoir produire une synthèse la plus exhaustive possible des connaissances – par nature technique – sur le potentiel en hydrocarbures. Trois notions paraissent toutefois nécessiter une clarification, de par leur importance et leur ambiguïté : « *play* », « risque » ainsi que la notion d' « hydrocarbures initialement en place » :

- Un « *play* », terme anglais pour lequel il ne semble pas exister d'équivalent satisfaisant en français, est défini comme un ensemble de réservoirs prouvés et/ou de cibles d'exploration potentielles qui partagent des caractéristiques et une histoire commune en ce qui a trait à la source des hydrocarbures, à la génération et à la migration de ceux-ci, à la nature et aux propriétés du réservoir, ainsi qu'à la couverture qui en assure l'étanchéité. Un *play* peut être considéré comme établi si des réserves en hydrocarbures ont pu être estimées; il est considéré comme conceptuel si des hydrocarbures ont été documentés dans le réservoir mais qu'aucun

estimé de réserve n'est disponible ou, en l'absence d'un réservoir chargé en hydrocarbures, s'il existe suffisamment d'indices géologiques pour permettre d'en supposer l'existence.

- La notion de « risque » n'est pas utilisée ici dans son acception courante, qui évoque la possibilité d'un danger, mais plutôt pour caractériser le degré d'incertitude qui existe quant à un élément donné. En particulier dans ce rapport, il est question de « facteurs de risque » pour identifier les éléments géologiques les plus à même de limiter le potentiel en hydrocarbures d'un *play* donné, par exemple lorsque la roche mère source des hydrocarbures est de mauvaise qualité ou est mal documentée, ou lorsque l'intégrité de la couverture qui doit assurer l'étanchéité des pièges a pu être compromise à la faveur d'évènements tectoniques postérieurs à la migration des hydrocarbures.
- La notion d'« hydrocarbures initialement en place » fait référence dans ce rapport à la quantité de gaz naturel ou de pétrole estimée, à une date donnée, contenue dans une accumulation particulière. On distingue les hydrocarbures initialement en place découverts et non découverts. Sauf indication contraire dans le texte, les volumes d'hydrocarbures mentionnés dans le présent rapport font référence à des volumes d'hydrocarbures initialement en place et non découverts. La notion d'hydrocarbures initialement en place peut être raffinée selon le degré d'avancement des connaissances. Ainsi, et bien que cela dépasse le cadre d'intérêt du rapport, on peut diviser les hydrocarbures initialement en place et non découverts en une fraction récupérable dénommée « ressources prospectives » et une fraction non récupérable. De même les hydrocarbures initialement en place et découverts peuvent être divisés en une fraction commercialement récupérable à une date donnée et dénommée « réserves » et une fraction qui n'est pas commercialement récupérable et dénommée « ressources contingentes ». On attribue généralement trois valeurs aux ressources prospectives ou contingentes selon le degré d'incertitude qui en caractérise l'estimation : 1) une valeur basse dite conservatrice, qui correspond au P90 des modèles probabilistes, 2) une valeur moyenne ou médiane dite meilleur estimé, qui correspond au P50 des modèles probabilistes et 3) une valeur haute dite optimiste, qui correspond au P10 des modèles probabilistes. La même division tripartite se retrouve dans la notion de réserve pour laquelle on distingue, selon le degré croissant d'incertitude de l'estimation, les réserves prouvées, les réserves prouvées et probables, et les réserves prouvées, probables et possibles. Ces notions de ressources et de réserves ainsi que les méthodes de calcul afférentes sont détaillées dans les rapports originaux cités en référence du présent rapport. Dans le cas des estimations régionales réalisées par la CGC il s'agit du modèle PRISM décrit dans Lavoie et al. (2009). Dans le cas des estimations ponctuelles ou semi-régionales réalisées par un évaluateur indépendant pour le compte d'une compagnie il s'agit des règles définies dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (SPEE-PSC, 2007).

INDEX DES RÉGIONS GÉOLOGIQUES
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES
DIRECTION DU BUREAU DES HYDROCARBURES

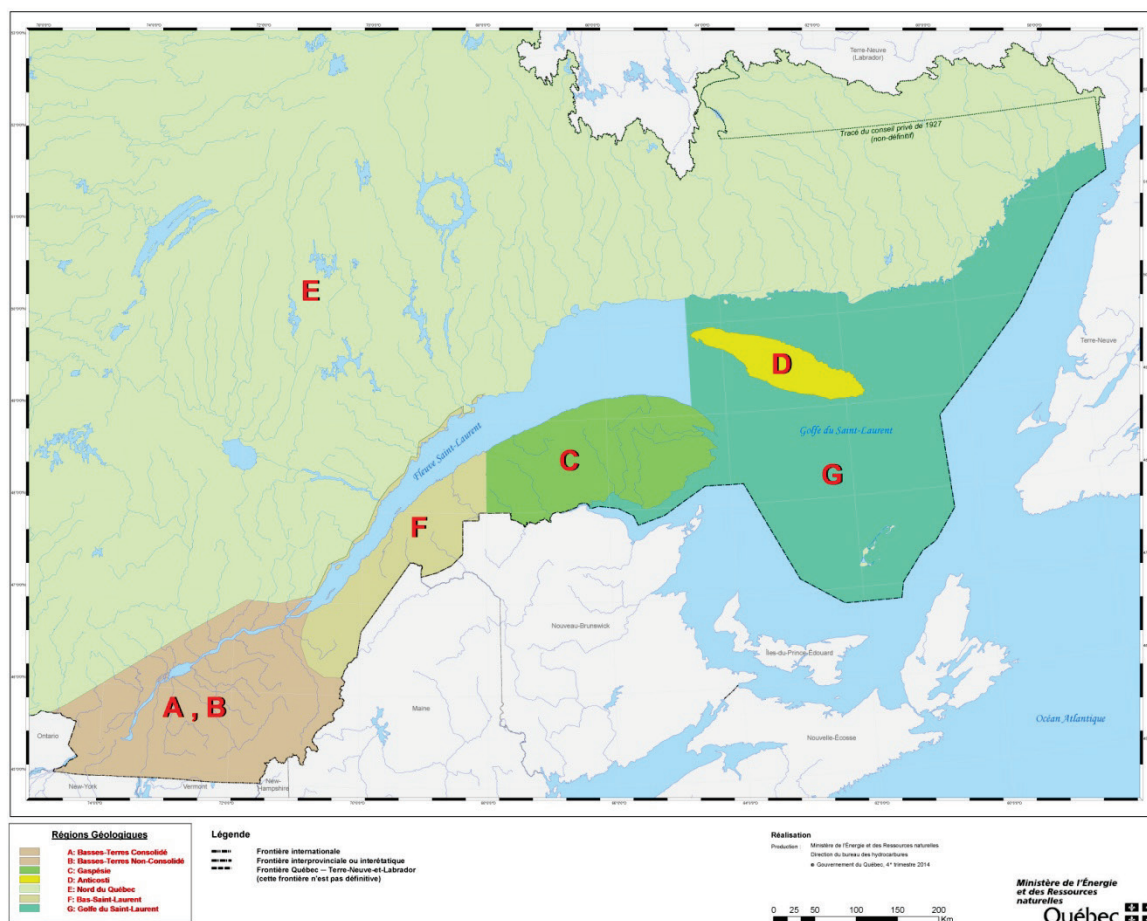


Figure 1 : Index des régions géologiques définies par le MERN.
 Source : MERN.

2. Région géologique A – Basses-Terres du Saint-Laurent

2.1 Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent

2.1.1 Cadre géologique général

La région des Basses-Terres du Saint-Laurent est divisée d'ouest en est en six zones principales présentées à la Figure 2 (St-Julien et Hubert, 1975; Williams, 1979; Stanley et Ratcliffe, 1985; Tremblay et Pinet, 1994). Les cinq premières zones sont constituées de roches d'âge Cambrien à Ordovicien, la dernière zone à l'extrême sud-est est constituée de roches d'âge Silurien à Dévonien (Figure 3) :

- Le domaine autochtone est constitué de roches de plate-forme et de flyschs, qui reposent en discordance sur le socle grenvillien. Ce domaine est peu ou pas déformé par les orogénies et il est, à l'instar des quatre zones suivantes, constitué de roches cambro-ordoviciennes.
- Le domaine parautochtone (ou zone de failles imbriquées) est composé des mêmes roches, imbriquées et chevauchées sur le domaine autochtone le long des failles d'Aston et de Saint-Barnabé.
- La zone de Humber externe, ou domaine des nappes externes, chevauche les roches du domaine parautochtone le long de la Ligne de Logan. Elle est constituée principalement de roches de bassin, mais quelques assemblages de roches de plate-forme distales y sont également représentés.
- La zone de Humber interne succède à la précédente. Elle s'étend à l'est de la faille d'Oak-Hill et sous forme de boutonnières au sein des deux zones suivantes. Elle est exclusivement constituée de roches de bassin, qui ont été métamorphisées à un degré plus élevé.
- La zone de Dunnage est limitée à l'ouest par la Ligne Baie Verte – Brompton. Elle est principalement composée de roches appartenant au domaine océanique.
- La ceinture de Gaspésie enfin, constitue un bassin successeur d'âge siluro-dévonien en contact tectonique ou discordant sur les zones précédentes. Vers l'est elle est en continuité stratigraphique et structurale avec les roches de la même ceinture développée dans le Bas-Saint-Laurent, le Maine et la Gaspésie.

Les zones de Humber externe, de Humber interne et de Dunnage sont communément regroupées sous le terme de domaine allochtone. La faille d'Oak-Hill marque aussi la limite occidentale de la déformation acadienne (Tremblay et Pinet, 1994) : les effets de la déformation des orogénies taconienne et acadienne se recouvrent largement dans la zone de Humber interne et l'ouest de la zone de Dunnage, mais seule l'orogénie taconienne a marqué les trois zones les plus occidentales. La ceinture de Gaspésie en revanche, n'est affectée que par l'orogénie acadienne.

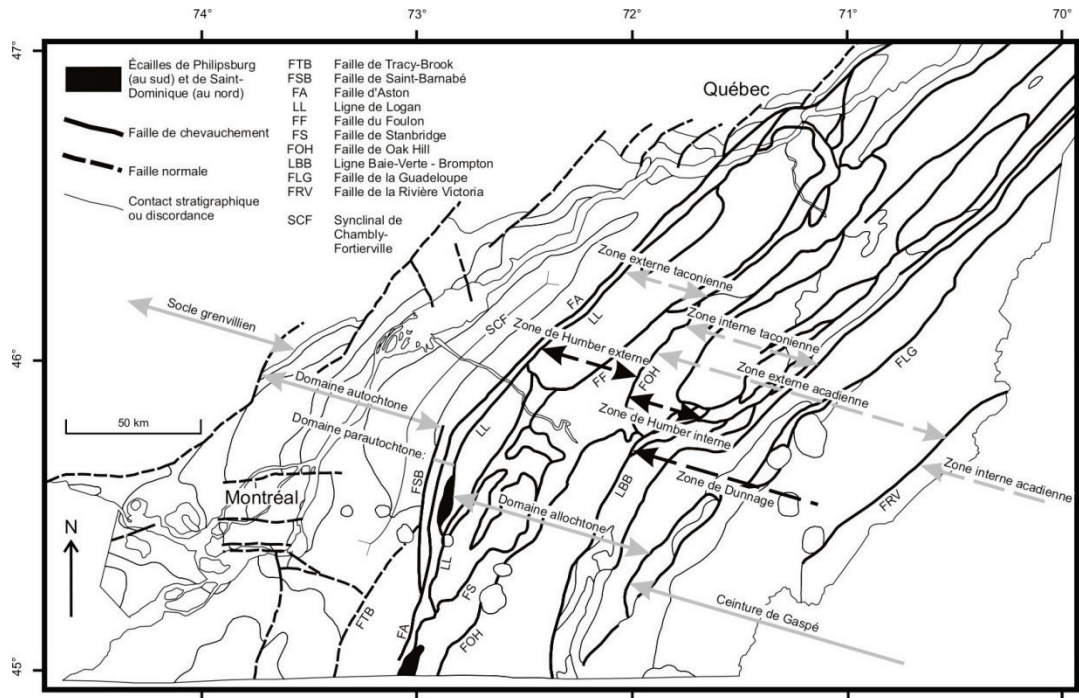


Figure 2 : Carte structurale simplifiée de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.
 Source : Séjourné (2007), modifiée de Thériault (2002).

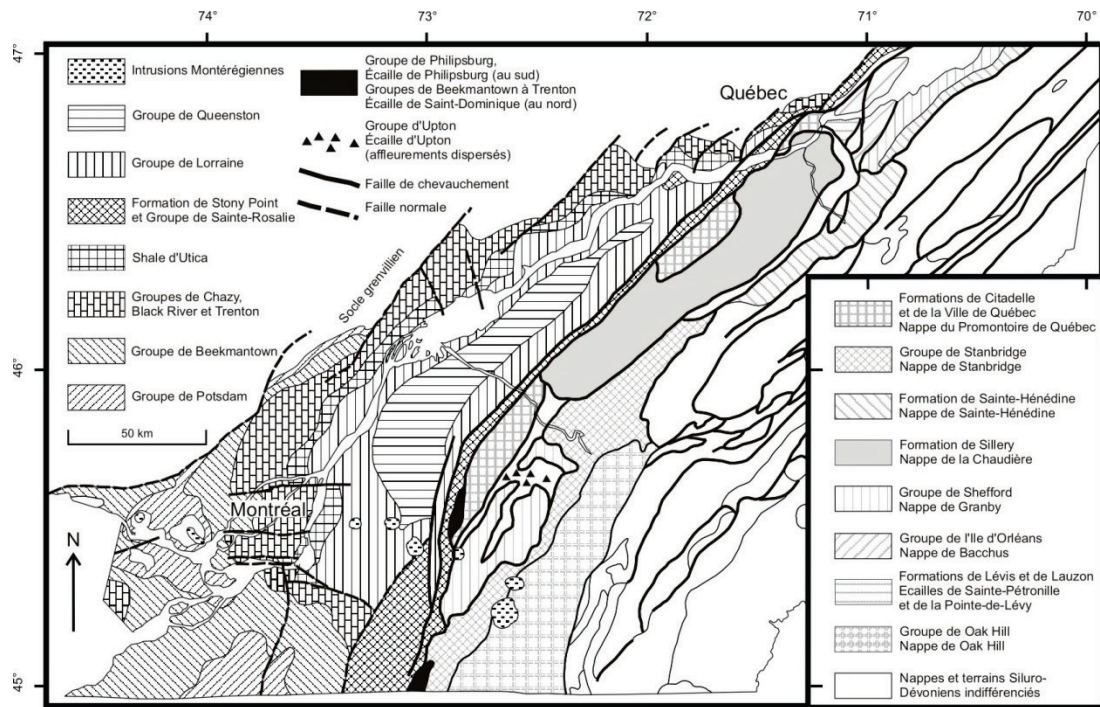


Figure 3 : Carte lithostratigraphique de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.
 Le détail de la structuration (principales failles et limites de domaines) est présenté à la Figure 2. Source : Séjourné (2007), modifiée de Thériault (2002).

2.1.2 Stratigraphie et sédimentologie

D'un point de vue lithostratigraphique on distingue dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent des faciès proximaux et des faciès distaux, tous deux étant déposés avant le début de l'orogénie taconienne, ainsi que des faciès syn- à post-orogéniques. Ces unités sont toutes d'âge Cambrien à Ordovicien (Figure 4). Dans la partie sud-est de la région, les roches de la ceinture de Gaspésie sont constituées d'unités siluro-dévonniennes (Figure 5) qui n'ont été déformées que par l'orogénie acadienne.

Système		Série	Domaines autochtone et parautochtone	Domaine allochtone	
Ordovicien	Supérieur	Gr. de Queenston			
		Gr. de Lorraine			
		Gr. de Sainte-Rosalie			
		Shale d'Utica S.P.			
		Gr. de Trenton			
	Moyen	Gr. de Black River			
		Gr. de Chazy			
	Inférieur	Gr. de Beekmantown			
Cambrien	Supérieur	Gr. de Philipsburg (écaille de Philipsburg)			
		Gr. de Philipsburg (écaille de Philipsburg)			
	Moyen	Dolomie de Milton (Dunham Dolomite, Saxe Brook and Gorge fms) Écaille de Philipsburg (Rosenberg s'ice)			
		Gr. de Philipsburg (écaille de Philipsburg)			
	Inférieur	Gr. de Philipsburg (écaille de Philipsburg)			
		Gr. de Philipsburg (écaille de Philipsburg)			
	Moyen	Gr. de Potsdam			
		Gr. de Potsdam			
	Supérieur	Gr. de Potsdam			
		Gr. de Potsdam			
Inférieur	Gr. de Potsdam				
	Gr. de Potsdam				

Figure 4 : Stratigraphie simplifiée des unités cambro-ordoviciennes des Basses-Terres du Saint-Laurent. S.P. : Formation de Stony Point; n. du P.Q. : nappe du Promontoire de Québec. Les formations abrégées qui composent le Groupe de Phillipsburg ne sont pas détaillées dans le texte. Source : Séjourné (2007).

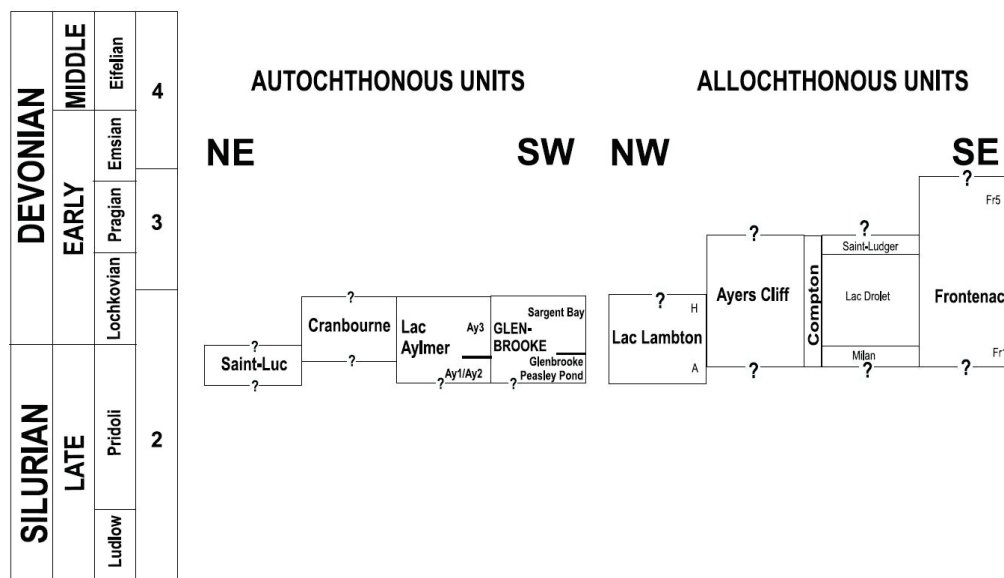


Figure 5 : Stratigraphie des unités siluro-dévonniennes de la ceinture de Gaspésie dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.
Source : Lavoie et Asselin (2004).

2.1.2.1 Faciès proximaux cambro-ordoviciens

Les roches de la séquence de plate-forme correspondent aux faciès proximaux déposés au long de la marge passive après l'ouverture de l'Océan Iapetus (Knight et al., 1995). Elles marquent la première partie d'un cycle majeur de transgression-régression qui s'achève à l'Ordovicien tardif avec la fermeture de l'océan et le comblement du bassin (St-Julien et Hubert, 1975). La séquence repose en discordance sur le socle grenvillien et débute avec les grès fluviatiles du Groupe de Potsdam (Cambrien). Elle se poursuit avec les dolomies et calcaires dolomitiques du Groupe de Beekmantown (Ordovicien inférieur). De l'Ordovicien précoce à moyen, des faciès d'eau de plus en plus profonde succèdent aux dépôts de plate-forme proprement dits, définissant un bassin d'avant-pays. Il s'agit, tour à tour, des groupes de Chazy (calcaires argileux et gréseux), Black River (calcaires et grès) et Trenton (calcaires argileux et shales).

L'influence de l'orogénie taconienne sur les variations du niveau marin se fait sentir bien avant que les premiers flyschs caractéristiques de l'orogénie ne commencent à se déposer. En particulier, cette influence est clairement attestée par le caractère diachronique des séries postérieures à celles du Groupe de Beekmantown, qui reposent en discordance sur celui-ci et sont plus jeunes vers le craton (St-Julien et Hubert, 1975).

Les dépôts de faciès proximaux affleurent essentiellement dans les domaines autochtone et parautochtone, mais les données de sismique révèlent aussi que la plate-forme se prolonge sous le domaine allochtone sur une distance (mesurée en surface depuis la Ligne de Logan) de 40 km environ (Laroche, 1983). Dans une moindre mesure la séquence est également représentée dans le domaine allochtone par un certain nombre de séries carbonatées : les groupes d'Upton et de Philipsburg ainsi que

la dolomie de Milton. Quoique tectoniquement associées au domaine allochtone et sans équivalent stratigraphique connu dans la séquence de plate-forme du domaine autochtone, l'ensemble de ces unités présente indéniablement des faciès caractéristiques d'une plate-forme carbonatée. Elles peuvent donc représenter des faciès particuliers de la plate-forme du Saint-Laurent (Mehrtens, 1986) ou bien témoigner de l'existence de petites plates-formes distinctes individualisées sous forme d'îles au large de la plate-forme du Saint-Laurent (Williams, 1995a; Salad Hersi et al., 2002).

2.1.2.2 Faciès distaux cambro-ordoviciens

Trois assemblages de faciès distaux sont reconnus au sein des nappes externes (zone de Humber externe) (St-Julien et Hubert, 1975). Bien que la transition ne soit nulle part visible, ces assemblages représenteraient l'équivalent distal de la séquence de plate-forme décrite plus haut. 1) L'assemblage de shales et de grès feldspathiques, d'âge Cambrien, est présent dans les nappes de La Chaudière, de Granby, et de Bacchus. 2) Un assemblage de conglomérats argileux et de calcaires (Cambrien supérieur à Ordovicien inférieur) est présent dans les nappes de Bacchus, de Sainte-Hénédiène, de la Pointe-de-Lévy et de Stanbridge. Les calcaires du conglomérat, accumulés en eau profonde dans un environnement argileux distal, sont interprétés comme des fragments détachés d'une plate-forme carbonatée d'eau peu profonde. Il est à noter que Schoonmaker (2005) considère que les roches du Groupe de Stanbridge représentent un faciès proximal. 3) Enfin un assemblage de shales et de calcaires argileux, d'âge Ordovicien moyen, est présent dans la nappe du Promontoire de Québec.

2.1.2.3 Faciès syn- à post-orogéniques cambro-ordoviciens

La séquence de flyschs est présente dans les domaines autochtone et parautochtone au sud du Québec (St-Julien et Hubert, 1975; Hiscott, 1995), et s'étend également au domaine allochtone dans l'est du Québec (St-Julien et Hubert, 1975; Hiscott, 1995). Dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent, cette séquence est composée principalement du Shale d'Utica et des unités d'âge équivalent (Formation de Stony Point et Groupe de Sainte-Rosalie) ainsi que du Groupe de Lorraine (Hiscott, 1995). Il s'agit essentiellement de roches clastiques terrigènes (shales, mudstones et grès présentant les caractéristiques des turbidites), qui sont localement associées à des calcaires et à des brèches dont les fragments ont une composition lithologique similaire à celle des roches constituant les nappes externes. Ces fragments sont interprétés par St-Julien et Hubert (1975) comme des olistolithes détachés des nappes pendant leur mise en place sur le fond marin. A contrario, Comeau et al. (2004) proposent que ces fragments ne proviennent pas des nappes, mais qu'il s'agit plutôt de fragments du bassin d'avant-pays lui-même, incorporés tectoniquement.

Enfin, la séquence régressive (Groupe de Queenston) souligne le comblement final du bassin et la fin du cycle transgression-régression, à l'Ordovicien tardif. Cette séquence est composée de faciès molassiques d'eau peu profonde à subaériens (shales et évaporites), tardi- à post-orogéniques (Globensky, 1987).

2.1.2.4 Séries siluro-dévonniennes

Les unités siluro-dévonniennes de la ceinture de Gaspésie dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent sont d'âge Silurien tardif à Dévonien précoce (Figure 5). On distingue deux assemblages dans ces unités. Le premier assemblage est constitué des formations de Saint-Luc, de Cranbourne et de Lac Aylmer, ainsi que du Groupe de Glenbrooke. Il repose en discordance sur les unités cambro-

ordoviciennes des zones de Humber et de Dunnage. Ces unités sont composées d'un conglomérat alluvial à la base qui passe progressivement à des faciès marins de plus en plus profonds. Le second assemblage est constitué de la Formation de Frontenac et du Groupe de Saint-Francis (formations de Lac Lambton, Ayers Cliff et Compton). Cet assemblage est en contact faillé ou discordant avec les unités de la zone de Dunnage ou avec les unités autochtones post-taconiennes (Lavoie et Asselin, 2004).

2.1.3 Tectonique et géologie structurale

2.1.3.1 Extension pré-taconienne

L'ouverture de l'Océan Iapetus au Cambrien est marquée par la formation d'un réseau de failles normales (Figure 6) qui affectent le socle et les premières séries sédimentaires cambriennes (Groupe de Potsdam). Ces failles ont globalement une orientation NE-SO entre la ville de Québec et Drummondville, et NNE-SSO au sud-ouest en direction du Lac Champlain. Une série de failles d'orientation E-O à ESE-ONO est également présente entre Montréal et le Lac Champlain et semble associée à la formation du graben Ottawa-Bonnechère. Les observations de terrain montrent que la sédimentation des roches du Groupe de Trenton (Lavoie, 1994; Mehrrens 1988a, 1988b) et du Shale d'Utica (Beaulieu et al., 1980) est en partie contrôlée par la disposition et par le jeu ou le rejeu de failles normales syn-sédimentaires. L'explication communément admise est que la flexure de la lithosphère et/ou la migration du bombement périphérique sous le poids des nappes taconiennes ont pu provoquer la réactivation des failles normales formées lors de l'ouverture de l'Océan Iapetus (Jacobi, 1981; Quinlan et Beaumont, 1984; Bradley et Kusky, 1986; Bradley et Kidd, 1991). Certaines de ces failles ancestrales ont ainsi pu être actives depuis le Néoprotérozoïque tardif jusqu'à l'Ordovicien tardif. La réactivation ou la néoformation de failles normales lors de la compression taconienne est aussi reconnue à l'extrados des plis par Prichonnet et Raynal (1977) et Chalaron et Malo (1998).

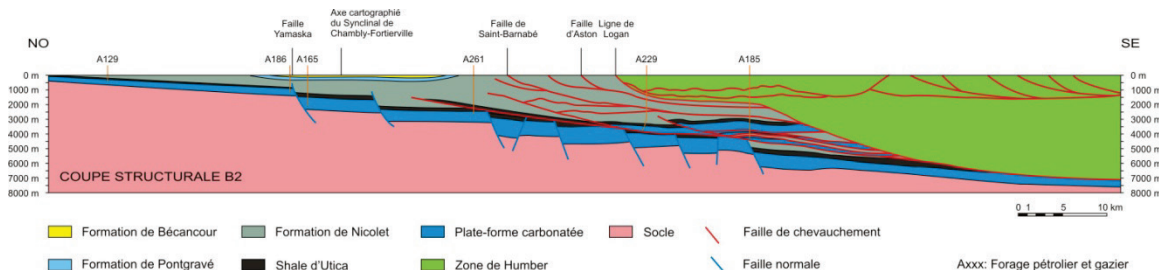


Figure 6 : Coupe structurale simplifiée illustrant les différents styles structuraux développés dans la plate-forme et le domaine appalachien externe de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent. Source : Séjourné et al. (2013).

Des décrochements obliques ou perpendiculaires aux structures compressives sont abondamment documentés le long du front orogénique (Dufresne, 1947; Beaupré, 1975; Malo et al., 2001b). Ces décrochements sont généralement interprétés comme des failles transverses néoformées permettant d'accommoder le déplacement différentiel de deux unités chevauchantes. Certaines de ces structures, cependant, sont plutôt considérées comme des failles normales anciennes réactivées durant l'imbrication. Enfin, certains auteurs (Shaw, 1993; Faure, 1995; Séjourné et Malo, 2007) relèvent

l'existence de systèmes décrochants développés parallèlement aux structures compressives dans le domaine autochtone. Ces décrochements, de nature controversée, se seraient développés au début de l'orogénie taconienne selon Shaw (1993) mais Séjourné et Malo (2007) ont montré qu'ils pouvaient aussi être postérieurs à l'orogénie taconienne, possiblement contemporains de la mise en place des intrusions montérégiennes (voir infra) au Mésozoïque (Séjourné, 2007).

2.1.3.2 Inversion taconienne

Les travaux de St-Julien et Hubert (1975) au Québec montrent que l'attitude des éléments structuraux est constante au sein de chacune des nappes externes mais diffère d'une nappe à l'autre. Les nappes semblent ainsi avoir été mises en place et déformées séparément. Au Québec comme en Nouvelle-Angleterre cette mise en place a longtemps été considérée comme le résultat d'un glissement gravitaire vers l'avant-pays, avant induration, sur le fond marin rendu instable par la surrection de la chaîne taconienne (St-Julien et Hubert, 1975). La plupart des auteurs s'accordent désormais pour reconnaître une origine tectonique compressive à ces nappes (Vallières, 1987; Rowley et Kidd, 1981; Stanley et Ratcliffe, 1985; Lebel et Kirkwood, 1998). Les flyschs déposés en avant des nappes traduisent la surrection des nappes externes à l'est (Beaulieu et al., 1980).

Au Québec, en se fondant sur l'âge des graptolites recueillis au sein des wildflyschs qui forment la semelle des nappes, St-Julien et Hubert (1975) remarquent que l'âge des wildflyschs décroît de la bordure orientale de la zone de Humber externe (Landeillo-Caradoc) en direction du domaine autochtone (Caradoc). Ils notent aussi que les nappes les plus internes sont aussi celles qui ont enregistré les déplacements les plus importants. Dans le domaine parautochtone enfin, les roches les plus jeunes recoupées par des failles inverses appartiennent à la base de la séquence régressive de la plate-forme (Groupe de Queenston, Ordovicien supérieur). L'individualisation des chevauchements majeurs a donc vraisemblablement débuté à l'est et s'est propagée vers le craton selon une séquence de type *piggy-back* (Lebel et Kirkwood, 1998). Dans un tel cas, les nappes et les écaïlles les plus anciennes sont hissées sur les plus jeunes, avec lesquelles elles partagent ensuite la même histoire tectonique.

Finalement, des observations structurales et biostratigraphiques récentes révèlent que des chevauchements hors-séquence se sont également développés au cours de l'orogénie taconienne (Charbonneau, 1980; Comeau et al., 2004).

Les écaïlles de carbonates que l'on retrouve au front de l'orogène appalachien dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent sont des lambeaux de roches arrachées à la plate-forme et imbriquées avec les nappes du domaine allochtone ou avec les flyschs du domaine parautochtone (Figure 6).

Ce sont les écaïlles du domaine parautochtone qui sont le mieux documentées. Les rares écaïlles présentes en surface (écaïlles de Saint-Dominique au Québec et Highgate Springs au Vermont, Fig. 1.2) ont déjà fait l'objet de plusieurs études ponctuelles (Chalaron et Malo, 1998; Séjourné et Malo, 2007) et les données de forage (Sigpeg, 2014) et de sismique (Laroche, 1983; St-Julien et al., 1983; Castonguay et al., 2001, 2003a, 2003b, 2006) indiquent par ailleurs qu'un grand nombre d'écaïlles parautochtones sont encore enfouies sous les nappes. Toutes les unités sédimentaires observées dans le domaine autochtone y sont représentées. Ces écaïlles ont des épaisseurs variables mais présentent généralement une unité

compétente à la base (grès, calcaire gréseux, dolomie) et plus argileuse au sommet. Parmi les nombreuses écaïlles enfouies, seule l'écaïlle de Saint-Flavien au sud-est de la ville de Québec a fait l'objet d'études publiques détaillées. Celles-ci révèlent la présence de répétitions internes, des glissements banc sur banc, ainsi que des failles normales mineures et des décrochements perpendiculaires aux structures compressives (Bertrand et al., 2003).

En l'absence de données de forage, les écaïlles de carbonates du domaine allochtone sont plus méconnues encore que leurs homologues parautochtones et seules les écaïlles présentes en surface ont été étudiées. Il s'agit essentiellement des écaïlles d'Acton (Lavoie, 1992a; Paradis et al., 2004) et de Philipsburg (Salad Hersi et al., 2002, Séjourné et Malo, 2007). Le caractère distal de ces faciès a longtemps gêné les corrélations avec les unités équivalentes dans le domaine autochtone. Ces problèmes de nomenclature stratigraphique ne sont pas dénués d'impact sur l'interprétation structurale qui peut être faite de ces écaïlles, notamment en ce qui a trait à leur origine, leur étendue et leur relation avec les unités voisines (autres écaïlles ou nappes).

2.1.3.3 Orogénie acadienne

Il existe peu d'indices de l'influence (distale) de l'orogénie acadienne sur les unités de la plate-forme autochtone et de la zone de Humber externe. Ces deux zones ont longtemps été considérées comme à l'abri de la déformation acadienne même si quelques indices éparses suggéraient le contraire (Charbonneau, 1980; Séjourné et Malo, 2007). Les résultats récents de Sasseville et al. (2008) ont toutefois mis en évidence cette influence, qui s'est exprimée par la formation ou la réactivation de quelques failles normales et décrochantes à pendage vers le nord-ouest.

L'orogénie acadienne s'est principalement exprimée dans la zone interne des Appalaches. Dans le bassin successeur de la ceinture de Gaspésie les unités siluro-dévonienues sont affectées par des plis droits à faiblement déjetés et orientés NE-SO, ainsi que des failles de chevauchement à pendage vers le sud-est qui individualisent une série d'écaïlles.

2.1.3.4 Évolution post-orogénique

L'analyse des paléocontraintes (Paradis et Faure, 1994; Faure et al., 1996a, 1996b, 2004) suggère que des décrochements ont pu affecter les roches de la région d'étude après l'Ordovicien. Surtout, au Mésozoïque, une suite d'intrusions appelées Collines Montérégiennes (Globensky, 1987) s'est mise en place à travers les roches sédimentaires de la marge laurentienne, probablement en réponse au passage de la plaque continentale au-dessus d'un point chaud et/ou à l'ouverture de l'Océan Atlantique (Eby, 1984; Bédard, 1985). Des circulations hydrothermales et un métamorphisme de contact centré sur les intrusions ont exercé une influence locale sur la maturation des roches de la plate-forme (Bertrand et al., 1983; Héroux et Tassé, 1990) et sur le développement de certains indices minéralisés (Tassé et al., 1987). L'ouverture de l'Océan Atlantique a pu aussi réactiver certaines fractures crustales au Québec (Rocher et Tremblay, 2001; Tremblay et Lemieux, 2001; Tremblay et al., 2003; Rocher et al., 2003; Faure et al., 2006). À la fin de l'ère glaciaire quaternaire enfin, le dépôt des sédiments de la Mer de Champlain dans les Basses-Terres du Saint-Laurent coïncide avec le retrait des glaciers (Globensky, 1987). Bien que non consolidés, ces sédiments quaternaires peuvent localement former des réservoirs de gaz naturel tel que discuté dans la section consacrée à la région B.

2.2 Potentiel en hydrocarbures des Basses-Terres du Saint-Laurent

2.2.1 Roche mère et maturation thermique

Le Shale d'Utica (Ordovicien supérieur) représente la principale roche mère présente dans le domaine autochtone de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bertrand, 1991). Ce shale contient une matière organique de type II pour l'essentiel, plus rarement de type I, et a un potentiel en gaz et en pétrole. Le contenu en COT du Shale d'Utica varie de 1 % à 3%. D'autres roches mères de moindre potentiel sont également présentes dans les groupes de Trenton et de Lorraine, mais leur contribution est mineure (Lavoie et al., 2008). Des études détaillées des caractéristiques roche mère du Shale d'Utica sont présentées dans Thériault (2012a, 2012b).

Le degré de maturation thermique du Shale d'Utica varie de la fenêtre à huile au nord du fleuve Saint-Laurent dans la région de la ville de Québec à l'épizone dans le domaine appalachien (Figure 7). On note une zonation du degré de maturité, qui va croissant du nord-est vers le sud-ouest et du nord-ouest vers le sud-est, passant de la fenêtre à huile ou du stade à condensats le long du fleuve Saint-Laurent au stade à gaz secs dans le cœur de la plate-forme et à l'anchizone vers les Appalaches. La distribution spatiale des indices de gaz et pétrole documentés en forage est cohérente avec cette zonation (Figure 7). Ce patron de maturation thermique est localement perturbé à proximité des intrusions montérégiennes mésozoïques où un métamorphisme de contact s'est développé.

2.2.2 Principaux plays pétroliers et gaziers

Lavoie et al. (2009) identifient quatre *plays* conventionnels dans les Basses-Terres du Saint-Laurent *stricto sensu* (Figure 8), soit les sédiments clastiques de rift du Cambrien (*play* 1, Figure 8), les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (*play* 2, Figure 8), les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur (*play* 3, Figure 8), les flysch d'avant-pays de l'Ordovicien supérieur (*play* 4, Figure 8). Les mêmes auteurs distinguent également deux *plays* conventionnels dans la zone externe des Appalaches, soit les sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien (*play* 5, Figure 8) et les écailles de carbonates de l'Ordovicien (*play* 6, Figure 8). Enfin deux *plays* non conventionnels sont également identifiés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent : le Shale d'Utica d'âge Ordovicien supérieur (*play* U1, Figure 8) et les shales ordoviciens et dévoniens du sud-est des Basses-Terres du Saint-Laurent (non-représentés sur la Figure 8).

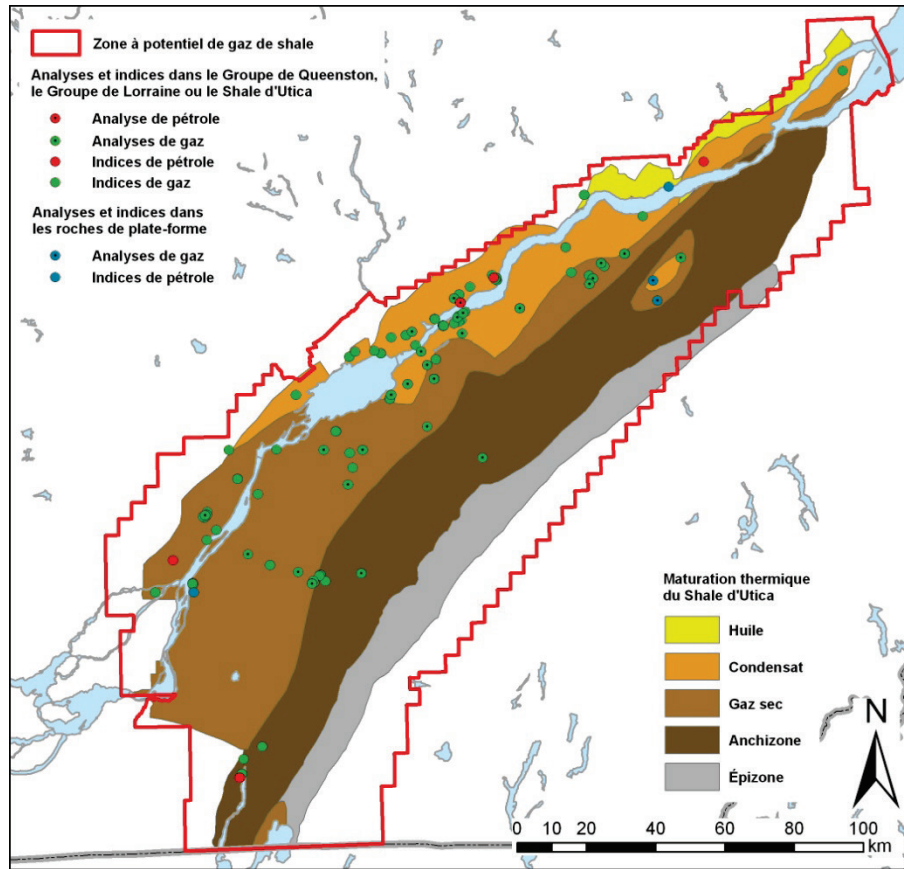


Figure 7 : Zonation de la maturité thermique du Shale d'Utica et localisation des indices et analyses de gaz et pétrole dans le roc. Source : Séjourné et al. (2013), zonation de la maturité thermique tirée de Bertrand et Lavoie (2006).

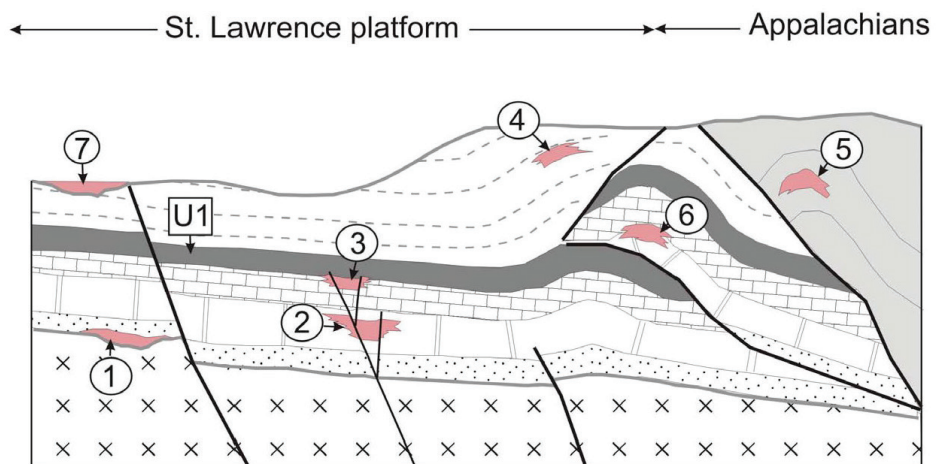


Figure 8 : Schéma simplifié illustrant la distribution des principaux plays dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le *play* 7 représenté ici correspond aux sédiments non consolidés et est discuté dans la section dédiée à la région B. Source : Lavoie et al. (2009).

- Les sédiments clastiques de rift d'âge Cambrien (*play* 1, Figure 8) sont représentés par le Groupe de Potsdam. Ce groupe est composé à la base de grès immatures et de conglomérats (Formation de Cairnside) et au sommet de grès bien triés de granulométrie moyenne (Formation de Covey Hill) dont la porosité atteint jusqu'à 9 % et la perméabilité 1 mD (Lavoie, 2009). Des indices de gaz ont été rencontrés dans ces grès en forage et ils sont localement très peu consolidés. Dans ce type de *play*, l'architecture interne – complexe – des grès fluviaux et deltaïques permet le développement de pièges stratigraphiques ou structuraux encaissés dans des niveaux moins perméables. Le principal facteur de risque est associé à l'histoire tectonique du bassin, des failles et des réseaux de fractures naturelles ayant pu compromettre l'intégrité de la couverture.
- Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (*play* 2, Figure 8) sont représentées par le Groupe de Beekmantown, qui est un équivalent latéral à la Formation de Romaine sur l'île d'Anticosti. Ce groupe est constitué de roches initialement calcaires qui furent dolomitisées très tôt au cours de leur évolution diagenétique. Des phénomènes de dolomitisation hydrothermale générée par des fluides de haute température sont responsables de l'essentiel de la porosité secondaire observée dans ces dolomies. Dans ce type de *play*, l'étanchéité du réservoir est assurée par le contraste de perméabilité qui existe entre la zone dolomitisée par les fluides hydrothermaux et la zone non affectée par ceux-ci. Le principal facteur de risque réside dans la possibilité que les failles de socle par lesquelles les fluides hydrothermaux ont transité soient réactivées à la faveur d'un épisode de déformation ultérieur.
- Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur (*play* 3, Figure 8) sont représentées par les groupes de Black-River et de Trenton, qui est un équivalent latéral à la Formation de Mingan sur l'île d'Anticosti. Ces unités carbonatées sont généralement bien cimentées et caractérisées par de très faibles valeurs de perméabilité et de porosité, mais la qualité du réservoir peut localement être améliorée par dolomitisation hydrothermale. Dans ce type de piège diagenétique, la couverture est assurée par l'imperméabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitisée et par la présence du Shale d'Utica sus-jacent, mais des phénomènes tectoniques ultérieurs peuvent compromettre l'intégrité de cette couverture, particulièrement dans le cas où les failles de socle se propagent vers le haut au-delà du Shale d'Utica.
- Les flysch d'avant-pays de l'Ordovicien supérieur (*play* 4, Figure 8) sont représentés par le Groupe de Lorraine, qui comprend principalement des siltstones peu perméables mais aussi localement des niveaux gréseux plus grossiers. Il s'agit d'un *play* conceptuel et on ne dispose que de très peu d'informations sur le sujet. Dans ce type de *play* des pièges stratigraphiques (biseaux) ont pu se développer et sont enchâssés dans des siltstones peu perméables qui en assurent la couverture. Des intervalles surpressurisés sont fréquemment rencontrés en forage dans ces unités, mais aucun réservoir économique n'a encore été identifié. En l'absence de niveaux gréseux suffisamment perméables ce type de *play* doit être considéré comme non conventionnel, de type grès compacts à ultracompacts.
- Les sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien (*play* 5, Figure 8) sont des sédiments d'eau profonde à grain fin à très fin, de nature turbiditique. Ce type de *play* est surtout identifié dans le

Bas-Saint-Laurent et, si sa présence théorique peut être considérée dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent, il n'y a toutefois pas encore été identifié.

- Les écailles de carbonates de l'Ordovicien (*play* 6, Figure 8) sont représentées par des roches des groupes de Beekmantown à Trenton qui ont été détachées de la plate-forme à la faveur de failles de chevauchement durant l'orogénie taconienne et imbriquées avec d'autres écailles ou avec les flysch du bassin d'avant-pays. La qualité du réservoir dans ce type de *play* est largement tributaire des phénomènes diagénétiques qui ont affecté ces carbonates, en particulier la dolomitisation; le développement de fractures naturelles peut également contribuer au développement d'une porosité secondaire et d'une perméabilité importantes. Le réservoir de Saint-Flavien (Figure 9) constitue le cas type de ce type de *play* (Bertrand et al., 2003). Plusieurs autres écailles de carbonates ont été testées en forage dans les Basses-Terres du Saint-Laurent mais, lorsqu'un réservoir a pu être identifié, celui-ci était rempli d'eau (cas de l'écaille de Joly).
- Le Shale d'Utica d'âge Ordovicien supérieur (*play* U1, Figure 8) est un shale calcareux qui présente un important potentiel (non conventionnel) pour le gaz de shale. Il est modérément à fortement surpressurisé et sa porosité peut s'élever jusqu'à des valeurs de l'ordre de 5 %. Les caractéristiques roche mère du Shale d'Utica ont été décrites plus haut et les principaux attributs de cette unité sont résumés dans Thériault (2012a, 2012b), Séjourné et al. (2013) et Lavoie et al. (2014). Le Shale d'Utica a bénéficié de l'attention de l'industrie de 2006 à 2010. Près d'une trentaine de forages exploratoires dont une dizaine horizontaux ainsi que près d'une vingtaine de fracturations hydrauliques ont été consacrés à ce shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (Figure 10). Il s'agit du *play* non conventionnel le plus avancé au Québec en termes d'exploration.
- Les shales ordoviciens et dévoniens du sud-est des Basses-Terres du Saint-Laurent enfin, ont récemment fait l'objet d'investigations par le biais de forages stratigraphiques. Ils sont représentés par les shales de la Formation de Beauceville (Groupe de Magog) d'âge Ordovicien moyen et par les shales du Groupe de Saint-Francis d'âge Dévonien moyen. C'est la Formation de Beauceville qui semble présenter le meilleur potentiel, avec un contenu en COT estimé à 2% environ, une perméabilité mesurée à 326×10^{-3} mD et une teneur en silice de l'ordre de 50 à 70 % (Marcil et al., 2011).

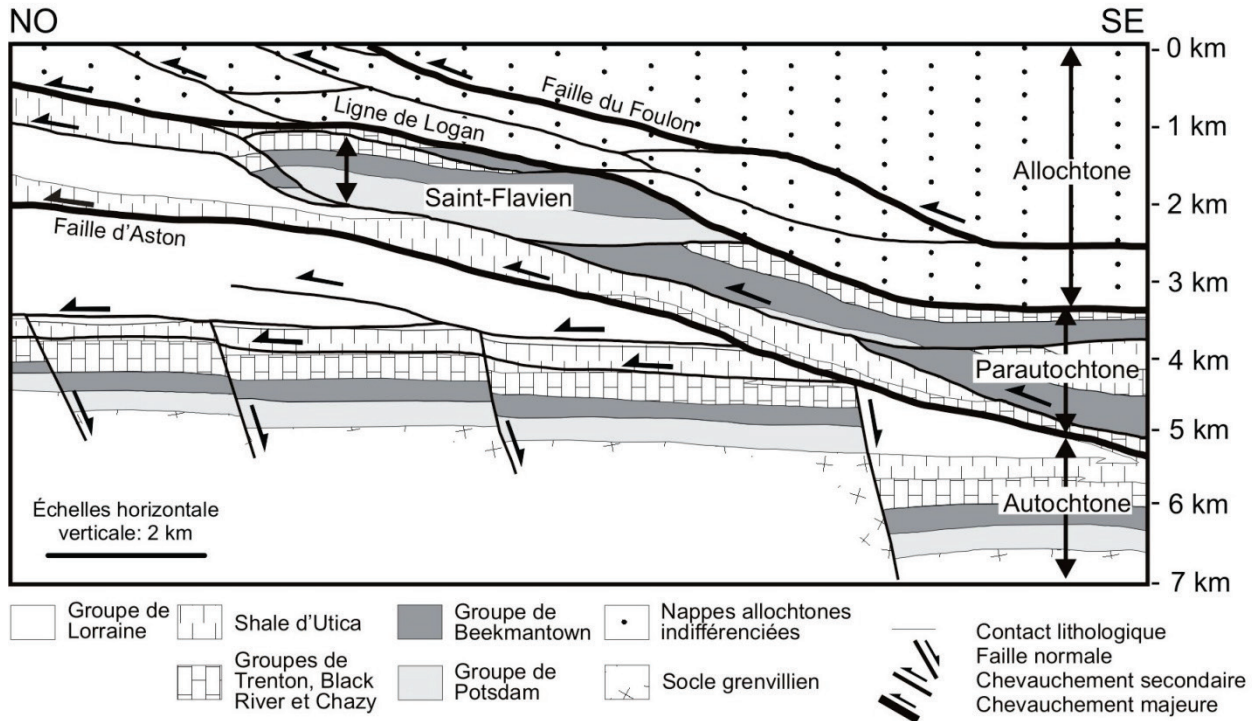


Figure 9 : Coupe schématique illustrant la structure de l'écaïlle de Saint-Flavien
 Source : Modifiée Bertrand et al. (2003).

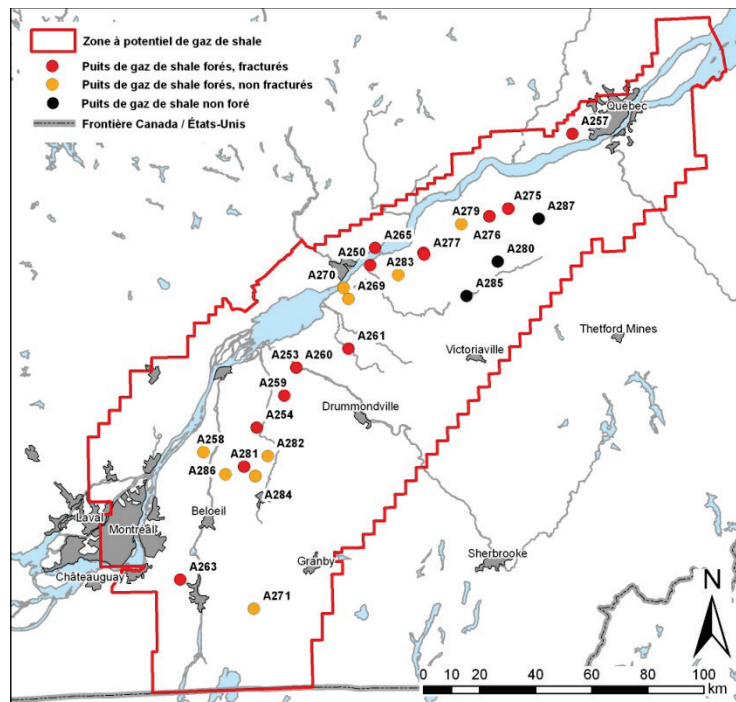


Figure 10 : Délimitation de la zone ayant un potentiel pour le Shale d'Utica et localisation des forages réalisés pour le gaz de shale.
 Source : Séjourné et al. (2013).

2.2.3 Degré d'avancement de l'exploration

Jusqu'à la fin des années 1960, l'essentiel des forages exploratoires fut réalisé le long du fleuve Saint-Laurent, en Montérégie et sur l'île de Montréal (Figures 11 et 12). Ces forages étaient principalement localisés sur la base d'indices de gaz en surface et sont en général relativement peu profonds. L'avènement de la technologie sismique permet toutefois de raffiner les méthodes d'exploration vers la fin de cette période. Une quarantaine de forages sont ensuite été réalisés dans les années 1970, certains au sein des régions précédemment explorées mais surtout, cette décennie est caractérisée par l'extension des efforts d'exploration aux régions administratives du Centre-du-Québec et de Chaudière-Appalaches. Les forages sont souvent beaucoup plus profonds que par le passé, jusqu'à 4 km de profondeur. De vastes programmes de levés sismiques sont entrepris durant la même période (Figures 13 et 14), principalement à l'instigation de la Soquip. La presque totalité des lignes sismiques versées au domaine public proviennent de ces campagnes réalisées dans les années 1970. Ces campagnes de forages et de levés sismiques se sont poursuivies dans les années 1980 à 1990 dans les mêmes régions. Finalement dans les années 2000, plus d'une cinquantaine de puits seront forés. On peut distinguer deux phases dans cette dernière période avec, tout d'abord, le développement du champ gazier de Saint-Flavien et sa conversion en réservoir de stockage souterrain grâce à des forages horizontaux, puis à partir de 2006 le forage de puits verticaux et horizontaux pour le gaz de shale (Figure 10). Ces nouvelles cibles visent des objectifs spécifiques avec, dans le cas du réservoir de Saint-Flavien, la délimitation et l'optimisation d'un champ gazier particulier plutôt que la documentation de nouvelles cibles à l'échelle du bassin et, dans le cas des gaz de shale, l'exploration pour le Shale d'Utica qui permet également de documenter les unités sus-jacentes mais les forages ne traversent que rarement les unités de la plateforme sous le Shale d'Utica. Par ailleurs, les efforts d'exploration pour le Shale d'Utica à ce jour, avec vingt-huit forages verticaux et horizontaux (CÉES, 2014) se sont principalement concentrés dans la partie centrale du domaine autochtone et dans une moindre mesure dans la zone moins profonde en bordure du fleuve Saint-Laurent (Figure 10). Le domaine autochtone situé sous le domaine Appalachien, de même que les écailles de shale du domaine parautochtone, ont encore été très peu investigués pour leur potentiel non conventionnel.

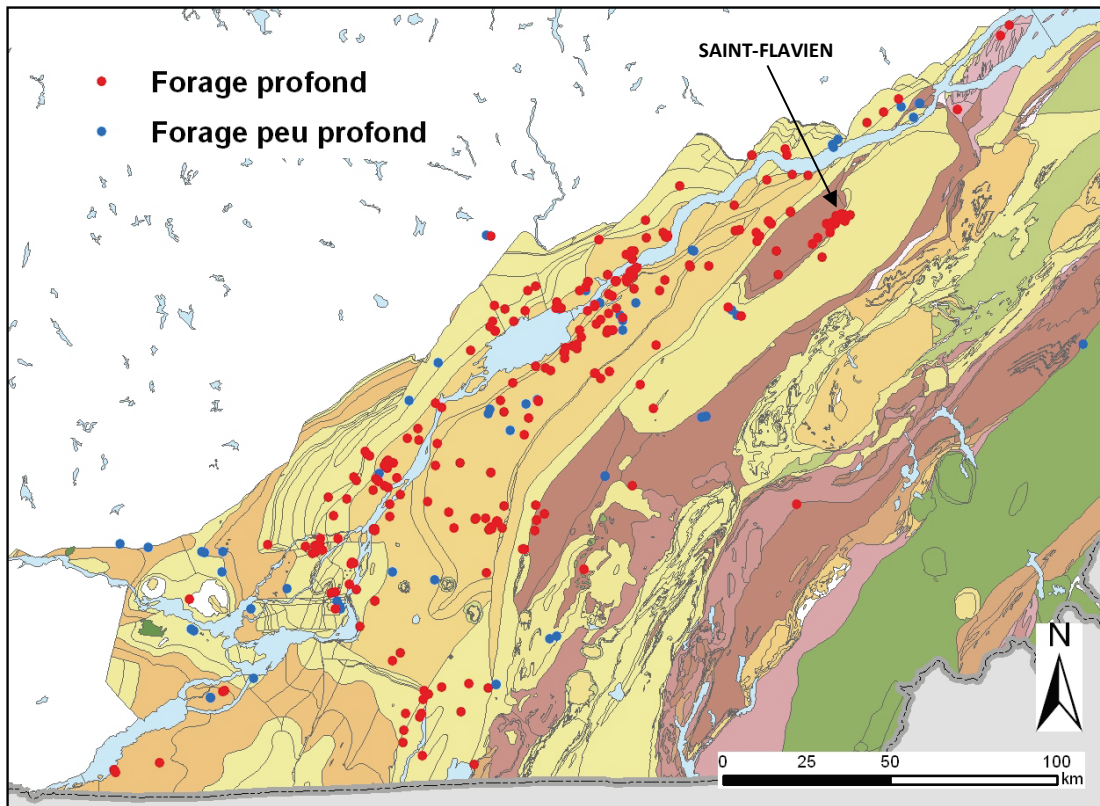


Figure 11 : Carte de localisation des puits forés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1873. La localisation du réservoir de Saint-Flavien est également indiquée sur cette carte (*play* 6, Figures 8 et 9). Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

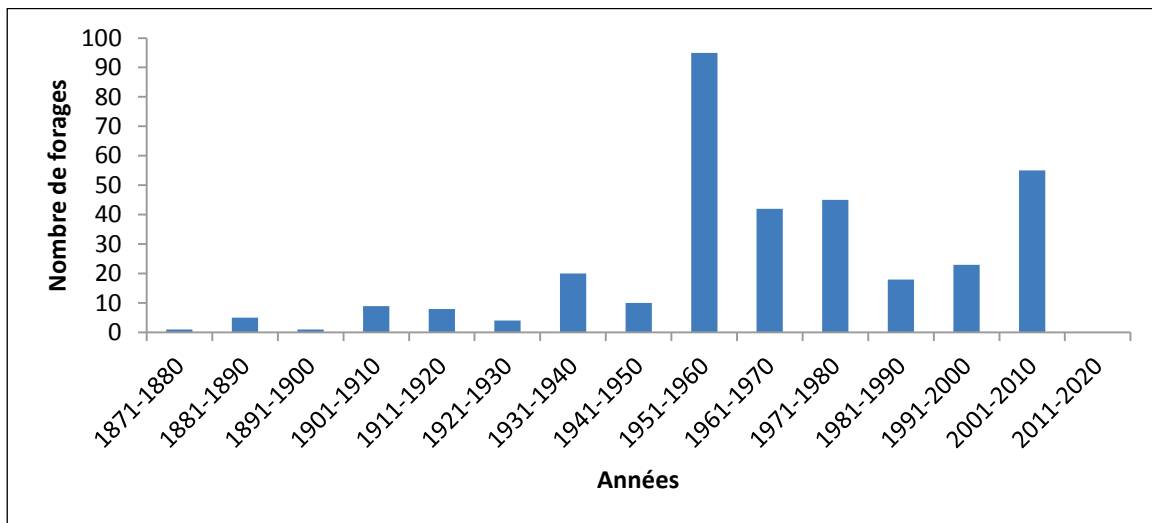


Figure 12 : Nombre de forages complétés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

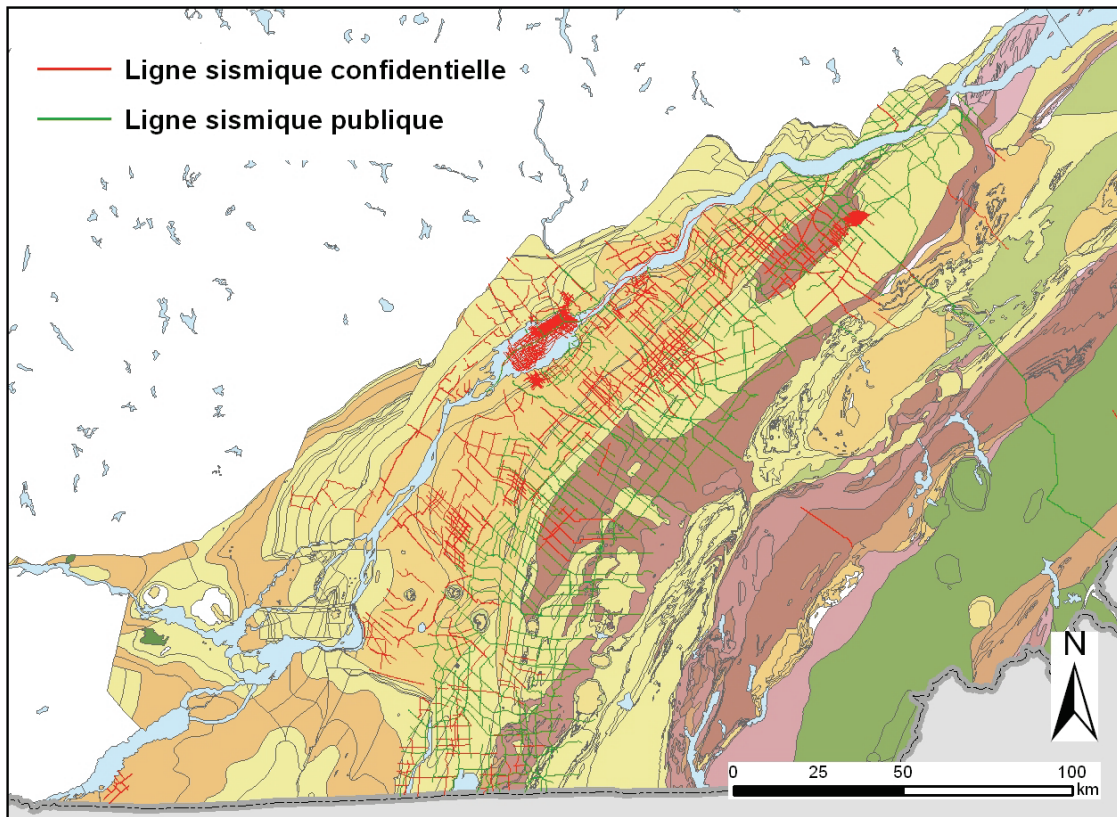


Figure 13 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1955.

Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

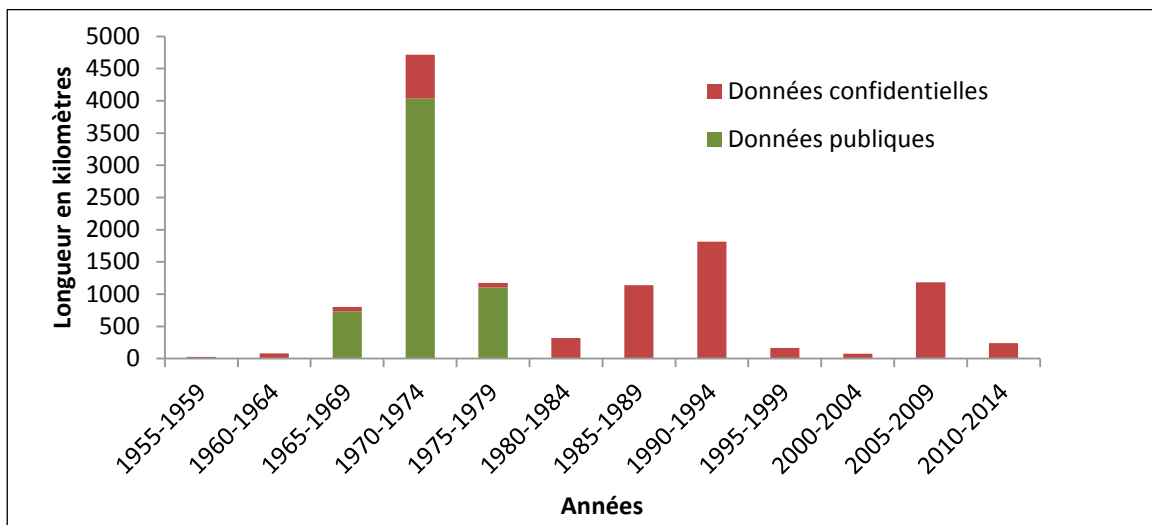


Figure 14 : Longueur de lignes sismiques enregistrées dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent entre 1955 et 2010.

Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

2.2.4 Historique des modèles d'exploration

Le premier forage exploration réalisé dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent date de 1873 et en moyenne, moins d'une dizaine de puits fut forée chaque décennie jusqu'à la fin des années 1940. Ces forages, souvent localisés sur la base d'indices de gaz en surface, sont répartis le long du fleuve Saint-Laurent, en Montérégie et sur l'île de Montréal. Des objectifs sensiblement similaires sont investigués par la suite jusqu'à la fin des années 1970. Le début des années 1970 est marqué par la création de la Soquip, l'amélioration des techniques de forage qui permet d'explorer des cibles plus profondes et le support des levés sismiques 2D. Dans les années 1970 à 2000 les cibles d'exploration vont donc se diversifier, avec toujours quelques objectifs dans la plate-forme peu profonde mais surtout le développement de concepts d'exploration nouveaux, en particulier la plate-forme autochtone profonde et surtout les écaïlles de carbonates du domaine parautochtone selon les modèles développés avec succès dans les Foothills des Rocheuses. L'exploration pour les écaïlles de carbonates a également conduit à l'identification d'écaïlles de shale naturellement fracturées (cas de la structure de Villeroy). Le concept de dolomitisation hydrothermale apparaît également à la fin de cette période. Ces campagnes d'exploration vont permettre d'identifier certains réservoirs potentiels dans la plate-forme profonde, notamment dans les grès du Groupe de Potsdam et les dolomies hydrothermalisées du Groupe de Beekmantown, mais aucun réservoir économique n'y est toutefois découvert. C'est surtout dans les écaïlles de carbonates que des réservoirs de bonne qualité seront découverts, en particulier les écaïlles de Joly, de Saint-Simon et de Saint-Flavien. L'écaïlle de Joly contient surtout de l'eau (douce) et celle de Saint-Simon du CO₂. Le réservoir de l'écaïlle de Saint-Flavien en revanche, contenait du gaz naturel et a pu être mis en production avant d'être converti en réservoir de stockage souterrain au début des années 2000. L'avènement de la technologie du forage horizontal en particulier, a facilité la mise en valeur de ce réservoir dans les années 2000. À partir de 2006 enfin, l'exploration pour le Shale d'Utica par le biais de forages verticaux et horizontaux et par fracturation hydraulique constitue un changement majeur dans les concepts d'exploration. Les réservoirs non conventionnels sont désormais considérés avec attention et des tentatives de diversification concernent également les shales ordoviciens et dévoniens du sud-est de la région des Basses-Terres du Saint-Laurent. L'exploration pour des cibles conventionnelles autant que non conventionnelles a toutefois cessé depuis 2010, pour des raisons qui ne sont pas liées à la prospectivité du territoire.

2.2.5 Estimation de la ressource en place

2.2.5.1 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les dolomies du Groupe de Beekmantown et ses équivalents (notamment la Formation de Romaine sur l'île d'Anticosti) a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la région des Basses-Terres du Saint-Laurent, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les dolomies de l'Ordovicien inférieur pour ce *play* dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le potentiel médian pour le gaz en place ainsi calculé est de l'ordre de $567 \times 10^6 \text{ m}^3$ (20×10^9 pieds cube). Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données

propres aux Basses-Terres du Saint-Laurent mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment l'île d'Anticosti.

2.2.5.2 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les calcaires dolomités des groupes de Black-River et de Trenton et leurs équivalents (notamment la Formation de Mingan sur l'île d'Anticosti) a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la région des Basses-Terres du Saint-Laurent, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les dolomies de l'Ordovicien supérieur pour ce *play* dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le potentiel médian pour le gaz en place ainsi calculé est de l'ordre de $3,23 \times 10^9 \text{ m}^3$ (114×10^9 pieds cube). Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres aux Basses-Terres du Saint-Laurent mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment l'île d'Anticosti.

2.2.5.3 Les écailles de carbonates de l'Ordovicien

Une estimation régionale de la quantité de gaz en place dans les écailles de carbonates a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la région des Basses-Terres du Saint-Laurent, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les écailles de carbonates l'Ordovicien pour ce *play* dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le potentiel médian en place ainsi calculé est de l'ordre de $1,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($48,4 \times 10^9$ pieds cube) de gaz. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres aux Basses-Terres du Saint-Laurent (notamment le réservoir de Saint-Flavien) mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment à Terre-Neuve.

Plus spécifiquement, le champ gazier de Saint-Flavien (Figure 11) constitue au Québec le seul réservoir contenu dans une écaille de carbonates d'âge Ordovicien qui ait produit du gaz naturel en quantités économiques. Au total, ce sont $161 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($5,7 \times 10^9$ pieds cube) de gaz qui ont été produits entre 1980 et 1994 (Béland et Morin, 2000).

2.2.5.4 Le Shale d'Utica

Le potentiel gazier non conventionnel du Shale d'Utica a retenu l'attention de l'industrie depuis 2006 et plusieurs estimés de la ressource en place ont été publiés par différents opérateurs. Chacun de ces estimés porte sur les permis d'exploration prospectifs pour le shale et détenus par un opérateur donné. De possibles différences de méthodologie, la variabilité naturelle du shale et surtout l'inégalité des jeux de données disponibles dans chaque cas font en sorte que ces résultats peuvent difficilement être extrapolés à l'échelle du bassin. Une revue critique de ces estimations initiales est présentée dans Duchaine et al. (2012).

Duchaine et al. (2012) ont également proposé une estimation du volume de gaz naturel en place dans le Shale d'Utica calculée selon une méthode arithmétique en extrapolant les estimés publiés par différents opérateurs à différentes régions des Basses-Terres du Saint-Laurent. Le découpage de ces régions repose sur des critères géologiques – notamment la profondeur du Shale d'Utica – et selon la disponibilité du territoire et un coefficient de pondération a été appliqué à chacune des zones selon son degré de prospectivité. Le volume de gaz naturel en place ainsi estimé par Duchaine et al. (2012) serait compris entre $2,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ou 100×10^{12} pieds cube (P90) et plus de $8,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ou 300×10^{12} pieds cube (P10).

L'évaluation régionale de la ressource en place la plus à jour a été publiée tout récemment par la CGC (Chen et al., 2014). Cette étude repose directement sur le corpus de données géologiques et géophysiques disponibles, y compris les données des puits de gaz de shale qui étaient encore confidentielles au moment de l'élaboration des estimations antérieures (voir Duchaine et al., 2012). La méthodologie développée par ces auteurs a notamment le mérite de considérer non seulement la quantité de gaz en place mais également le volume de pétrole en place dans le Shale d'Utica. Il s'agit d'une méthode volumétrique probabiliste dans laquelle les volumes de gaz et de pétrole en place sont estimés à partir de la porosité matricielle de la roche et de la microporosité développée à l'intérieur de la matière organique. L'approche probabiliste présente en outre l'avantage de rendre compte de la variabilité régionale de la ressource et d'interpoler les résultats entre les points de contrôle. Chen et al. (2014) ont ainsi estimé le volume médian (P50) de gaz naturel en place à $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ($176,73 \times 10^{12}$ pieds cube) et le volume médian (P50) de pétrole en place à $297,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1,87 \times 10^9$ barils).

2.3 Discussion

Si un volume de gaz ou de pétrole en place a été estimé pour plusieurs *plays* conventionnels dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, il s'agit dans tous les cas d'estimations théoriques en l'absence de réservoirs économiques démontrés, à l'exception notable du réservoir de Saint-Flavien. En dépit d'un long historique d'exploration – le plus avancé de toutes les régions examinées ici – très peu de découvertes importantes ont marqué la région des Basses-Terres du Saint-Laurent. Des découvertes demeurent possibles toutefois, à condition que de nouveaux concepts d'exploration puissent être développés et testés sur le terrain. À ce titre le cas du Shale d'Utica représente l'innovation conceptuelle la plus aboutie et son potentiel en hydrocarbure est discuté plus avant dans les paragraphes qui suivent.

Les critères d'évaluation retenus par Duchaine et al. (2012) pour établir le découpage du bassin en plusieurs régions de même que les coefficients de pondération de chaque région ne sont pas détaillés par les auteurs mais traduisent « le résultat d'une évaluation qualitative et arbitraire de la disponibilité et de l'accès à la ressource » (Duchaine et al., 2012). Outre les incertitudes inhérentes au découpage régional sélectionné, les auteurs relèvent également que la précision de l'estimation proposée est limitée par la précision et le degré de représentativité des estimés de ressource utilisés comme point de départ aux calculs. En dépit de ces incertitudes l'estimation proposée par Duchaine et al. (2012) est très voisine de celle réalisée ultérieurement et suivant une méthode très différente par Chen et al. (2014).

Selon la méthodologie élaborée par Chen et al. (2014), le gaz en place peut être présent dans le Shale d'Utica sous quatre formes : le gaz libre dans la porosité matricielle, le gaz dissout dans l'eau au sein de cette même porosité, le gaz adsorbé sur les particules de matière organique résiduelles et enfin le gaz

libre présent dans la microporosité développée à l'intérieur de cette même matière organique. La considération de ce dernier habitat représente une approche novatrice pour les estimations de ressources non conventionnelles, qui a commencé à être considérée au cours des dernières années seulement, les études antérieures n'en faisant pas état sinon à titre expérimental. Sans avoir eu accès au détail de la méthodologie utilisée par les estimés antérieurs et publiés par différents opérateurs (voir la revue dans Duchaine et al., (2012), il est raisonnable de penser que celles-ci n'ont pas pris en compte le gaz libre présent dans la microporosité de la matière organique. L'étude de Chen et al. (2014) peut donc être considérée comme l'étude régionale la plus complète réalisée à ce jour.

Il ne faut pas pour autant diminuer la valeur des estimations locales réalisées par des opérateurs individuels dans la mesure où celles-ci ont pu bénéficier d'un corpus de données non publiées et non accessibles pour l'étude de Chen et al. (2014), en particulier en ce qui a trait à la pression du réservoir et la calibration des diagraphies aux données de laboratoire. Le manque de données de laboratoire pour calibrer le modèle pétrophysique constitue d'ailleurs la principale faiblesse de l'étude réalisée par Chen et al. (2014) : la variabilité latérale et verticale du shale est importante et les diagraphies conventionnelles donnent parfois des résultats bruts ambigus dans ce type de roche de sorte qu'il est souhaitable, voire souvent nécessaire, de pouvoir calibrer les interprétations pétrophysiques aux analyses réalisées en laboratoire sur les carottes prélevées pendant le forage afin d'en réduire les incertitudes. Cet exercice n'a pu être réalisé que de manière incomplète dans le cas de l'étude de Chen et al. (2014) faute de données suffisantes, mais une mise à jour des résultats demeure possible lorsque ces données deviendront disponibles.

Enfin, l'importance du volume de pétrole en place estimé par Chen et al. (2014) doit être relativisée par le fait que la partie du Shale d'Utica qui est encore située dans la fenêtre à huile correspond à la bordure du fleuve Saint-Laurent, une région où le shale est très peu profond ce qui compromet les chances d'en extraire le pétrole avec les technologies disponibles actuellement.

3. Région géologique B – Sédiments non consolidés des Basses-Terres

3.1 Géologie des sédiments non consolidés des Basses-Terres

Les sédiments non consolidés des Basses-Terres du Saint-Laurent sont constitués de sédiments d'âge Quaternaire, Illinoien à Actuel dont la nature et l'agencement latéral et vertical sont essentiellement contrôlés par les épisodes d'avancée et de retrait des glaciers. À l'échelle régionale trois épisodes d'avancée glaciaire et deux périodes non glaciaires sont reconnues conduisant au développement d'une stratigraphie complexe (Lamothe, 1989).

Les dépôts du Pléistocène moyen et supérieur sont ainsi disposés selon une ordonnance caractéristique d'une vallée tectoniquement stable, périodiquement envahie par des glaces allochtones et inondée par des lacs glaciaires et des mers glacio-isostatiques. Chaque cycle climatique majeur est à l'origine d'une séquence sédimentaire composée de dépôts de type fluviatile, lacustre ou glaciolacustre, progression glaciaire, glaciaire, retrait glaciaire, glaciolacustre et marin. La base de chaque séquence est emboîtée par érosion fluviatile dans les séquences antérieures ou leurs témoins (Ochietti, 1990). Cette disposition

générale explique notamment l'existence de buttes témoins d'unités plus anciennes enfouies sous les formations plus récentes, ce qui revêt une importance particulière dans le développement de réservoirs à hydrocarbures (*voir infra*). Les environnements de dépôts peuvent ainsi varier très rapidement latéralement d'un milieu glacial à deltaïque et fluvial puis à marin (Ochietti, 1990; Ross et al., 2006). De manière simplifiée, la stratigraphie des sédiments quaternaires pour la région du lac Saint-Pierre, considérée ici en raison du réservoir de Pointe-du-Lac qu'elle abrite (*voir infra*), peut être résumée comme suit (Figure 15), de la base au sommet :

- L'épisode glaciaire le plus ancien date de l'Illinoien et correspond à un till sableux (le Till de Bécancour) déposé en discordance sur le roc cambro-ordovicien.
- Ce till est surmonté de rythmites glacio-lacustres argileuses puis de sables riches en matière organique (le Sable de Lotbinière) qui soulignent le retour à un environnement fluvial.
- Les Varves de Deschailons et le Till de Lévrard forment des dépôts argileux et silteux caractéristiques d'un environnement lacustre.
- Un nouvel environnement fluvial est ensuite marqué par l'apparition de sédiments riches en matière organique (les Sédiments de Saint-Pierre).
- Une dernière incursion glaciaire est soulignée par le dépôt de rythmites (les Varves Grises) et d'un till (le Till de Gentilly).
- Les Argiles de la Mer de Champlain enfin, auxquels succèdent les successions sableuses fluviales les plus récentes, surmontent l'ensemble de la séquence.

À l'échelle régionale ce patron stratigraphique demeure persistant mais il est possible de discerner des particularités locales, dues à la paléomorphologie de la vallée du Saint-Laurent et aux caractéristiques géologiques du substratum rocheux (Carrier et al., 2013).

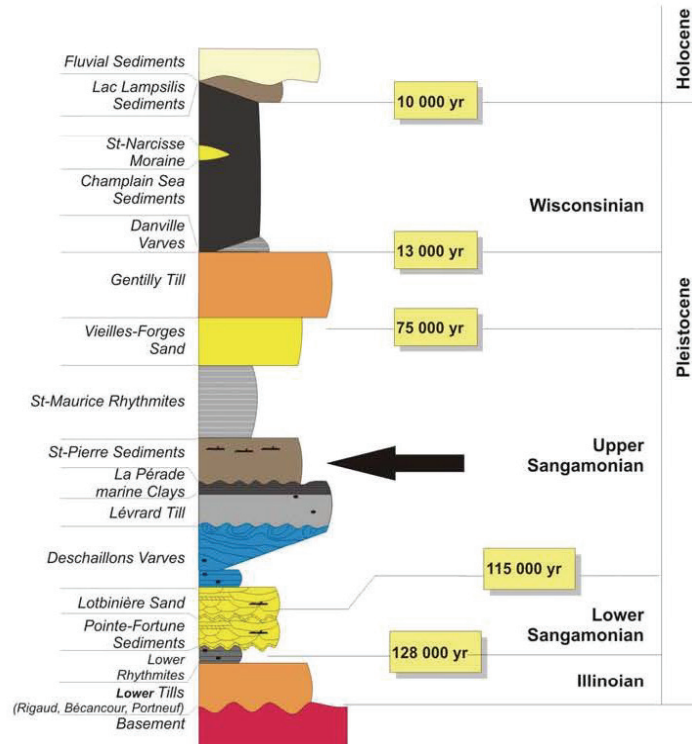


Figure 15 : Stratigraphie simplifiée des sédiments non consolidés quaternaires dans la région du lac Saint-Pierre.

La flèche marque la position stratigraphique du réservoir de Pointe-du-Lac (voir Figure 17). Source : Lavoie et al. (2009).

3.2 Potentiel en hydrocarbures des sédiments non consolidés des Basses-Terres

3.2.1 Source des hydrocarbures

Peu d'études permettent de juger de la source des hydrocarbures rencontrés dans les sédiments non-consolidés des Basses-Terres du Saint-Laurent. St. Antoine et Héroux (1993) et Pinti et al. (2013) soulignent toutefois que l'essentiel du méthane dissous analysé est d'origine biogénique. Une fraction non négligeable du gaz est cependant d'origine thermogénique et trouve sa source dans le substratum rocheux sous-jacent, vraisemblablement le Shale d'Utica mais des sources secondaires (groupes de Lorraine et de Queenston) ne sont pas exclues. Dans les deux les hydrocarbures présents dans les sédiments non consolidés sont essentiellement de nature gazeuse.

3.2.2 Principal type de play

Les sédiments non consolidés sont principalement constitués d'unités peu poreuses et peu perméables. Seuls les sables peuvent présenter localement des caractéristiques aptes au développement d'un réservoir de gaz naturel.

Le gisement de Pointe-du-Lac, au nord du lac Saint-Pierre, constitue l'unique réservoir de la sorte qui ait été documenté dans la région. Ce réservoir est composé de trois niveaux de sables, en particulier les Sables de Saint-Pierre qui forment le niveau inférieur de cette séquence (Figure 16). Des niveaux argileux imperméables assurent l'étanchéité du réservoir, mais les variations latérales de faciès peuvent localement compromettre l'intégrité de la couverture. Le réservoir de Pointe-du-Lac est développé à une profondeur de 70 m environ, il mesure une dizaine de mètres d'épaisseur tout au plus et s'étend sur environ 6 km² (Morin, 1995). Les sables qui le constituent ont une bonne porosité (36 %) mais une faible perméabilité de l'ordre de quelques darcys et la pression initiale du réservoir était relativement faible.

Le modèle communément accepté pour expliquer le développement de ce réservoir implique le dépôt de sables grossiers en bordure d'une butte témoin constituée de Shale d'Utica. Ce shale riche en matière organique, en contact direct avec le réservoir, est ainsi responsable de la charge en gaz naturel de ce dernier par le biais de réseaux de fractures naturelles préexistants. Du gaz thermogénique est présent dans le réservoir de Pointe-du-Lac, mais également du gaz biogénique, si bien qu'un mécanisme de génération de type Antrim Shale a été proposé (Hamblin, 2006; Lavoie et al., 2009).

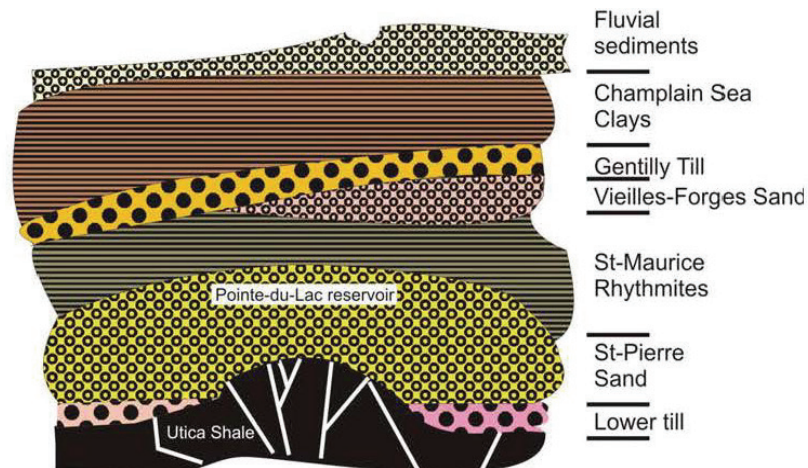


Figure 16 : Schéma conceptuel du réservoir de Pointe-du-Lac.
Source : Lavoie et al. (2009).

3.2.3 Degré d'avancement de l'exploration et historique des modèles d'exploration

Plus de trois cent puits ont été forés dans les sédiments non consolidés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, entre 1883 et 2009. L'essentiel de ces forages a été réalisé dans les années 1950 et 1960, avec plus de deux cent cinquante puits forés durant ces deux décennies. La découverte du gisement de Pointe-du-Lac en 1955 a servi d'élément déclencheur à ces campagnes d'exploration. Presque la totalité des forages est concentrée le long de l'axe du fleuve Saint-Laurent, là où des indices de gaz naturel ont été historiquement rencontrés dans les sédiments non consolidés (Figure 17). Après son épuisement le gisement de Pointe-du-Lac a été converti en réservoir de stockage souterrain et près d'une cinquantaine de nouveaux puits d'injection, de soutirage et de contrôle ont été forés dans ce secteur entre 1985 et 1996.

Ne bénéficiant pas d'autres modèles d'exploration que la présence d'indices de gaz dans les puits forés pour l'eau, les campagnes de forages aléatoires réalisées dans les années 1950 et 1960 n'ont pas permis de découvrir de nouveau réservoir économique. Cependant les progrès réalisés depuis dans la compréhension de l'architecture interne des sédiments non consolidés (voir l'historique dans Lamothe, 1989) et l'avènement de techniques d'exploration sismique à faible source capables d'imager les sédiments meubles à faible profondeur, laissent penser que de nouveaux réservoirs de gaz naturel peuvent encore être découverts dans les sédiments non consolidés. De fait, l'exploration pour ce type de *play* n'a pas cessé en dépit du faible taux de succès rencontré à ce jour :

- Ainsi dans les années 1980, un second réservoir a été identifié à Yamachiche et sept forages y ont été réalisés. Bien que ce réservoir présente une géométrie sensiblement comparable à celle de Pointe-du-Lac, ses propriétés étaient de moins bonne qualité notamment en ce qui a trait à l'épaisseur du sable et sa porosité.
- Au début des années 1990 l'opérateur du champ gazier de Pointe-du-Lac (déjà reconverti en réservoir de stockage) a entrepris une revue des données géologiques disponibles pour la région du lac Saint-Pierre dans le but d'identifier de nouveaux réservoirs potentiels. Cette étude a ainsi permis de reconnaître trois secteurs présentant les particularités requises, notamment la présence de butes témoins de Shale d'Utica et des épaisseurs suffisantes de Sable de Saint-Pierre et d'une couverture adéquate. Les secteurs ainsi considérés par cette étude sont les îles de Sorel, la région de Louiseville et la région à l'est de Trois-Rivières (Lamothe, 1993).
- En 1995, une étude a été réalisée pour les secteurs terrestre et lacustre du lac Saint-Pierre à partir des données sismiques et de forages disponibles (Morin, 1995). Vingt-huit structures prospectives ont été identifiées, mais leur potentiel n'a pas été jugé économique.
- Enfin plus récemment dans la ville de Québec, un projet récent a été mené dans le but de valider le potentiel en gaz naturel des sédiments non consolidés d'un petit secteur de la ville après que des indices importants de gaz aient été documentés à la faveur de forages géotechniques (Gaz des Basses-Terres, 2000).

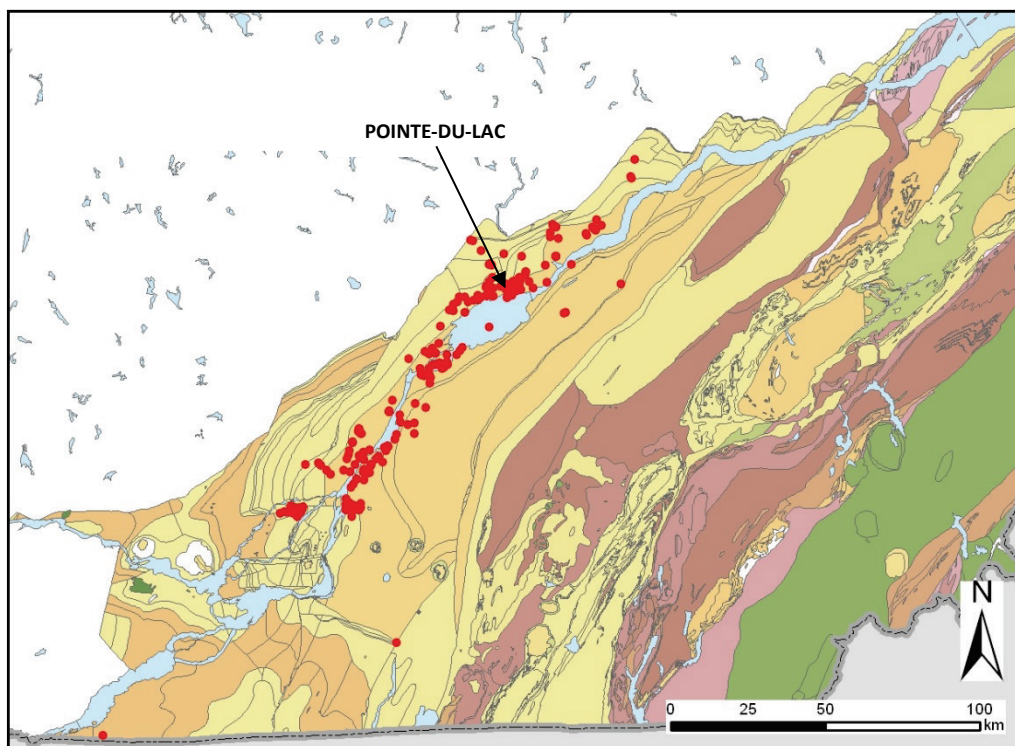


Figure 17 : Carte de localisation des puits forés dans les sédiments non consolidés dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis 1873.

La localisation du réservoir de Pointe-du-Lac (Figure 16) est également indiquée sur cette carte. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

3.2.4 Estimation de la ressource en place

Le réservoir de Pointe-du-Lac (Figure 17) avant d’être converti en réservoir de stockage souterrain, a produit $96 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($3,2 \times 10^9$ pieds cube) de gaz (Lavoie et al., 2009). La ressource en place estimée pour la trentaine de petites structures identifiées autour et dans le lac Saint-Pierre s’élève à $36,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1,3 \times 10^9$ pieds cube) de gaz (Morin, 1995). Bien que ce volume soit appréciable, sa dissémination au sein de vingt-huit structures de petites tailles rend ces gisements peu économiques à moins d’un effort logistique coordonné. Enfin le secteur examiné dans la ville de Québec (Gaz des Basses-Terres, 2000) aurait un potentiel moindre de $0,4 \times 10^6 \text{ m}^3$ (15×10^6 pieds cube), mais aucune information n’est disponible pour permettre de supporter cette dernière estimation.

En l’absence d’études stratigraphiques fines dédiées à la recherche de réservoirs analogues dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, il n’est pas possible à l’heure actuelle de discuter plus avant du potentiel en hydrocarbures de ce type de *play*.

3.3 Discussion

Les méthodes géotechniques d’étude des sédiments non consolidés ont connu des développements importants au cours des dernières décennies. Combinées à l’analyse détaillée de la stratigraphie fine des sédiments quaternaires, il est vraisemblable d’envisager que de nouveaux réservoirs puissent être découverts dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent. Le corridor historique d’exploration pour

ce type de *play*, à savoir l'axe du fleuve Saint-Laurent, n'a pas encore été entièrement exploré en dépit du nombre élevé de forages réalisés de manière empirique dans les années 1950 à 1960. Par ailleurs, le modèle conceptuel développé pour expliquer la genèse du réservoir de Pointe-du-Lac, qui implique le contact direct du réservoir avec le Shale d'Utica, n'est peut-être pas unique. Il est en effet possible d'envisager la migration du gaz à partir d'autres sources que le Shale d'Utica, puisque de nombreux indices de gaz surpressurisé ont été documentés hors de l'axe du fleuve Saint-Laurent dans les roches des groupes de Lorraine et Queenston : ces sources secondaires pourraient également contribuer à alimenter des réservoirs sableux ailleurs dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

Finalement il convient de rappeler que des ressources en gaz naturel possiblement significatives sont également documentées dans les sédiments non consolidés de l'estuaire du Saint-Laurent (Lavoie et al., 2009). Ce volet n'est pas discuté ici dans la mesure où cette région est fermée à l'exploration.

4. Région géologique C – Gaspésie

4.1 Géologie de la Gaspésie

4.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional

La Gaspésie a été structurée par deux principales orogénies : l'orogénie taconienne, à la fin de l'Ordovicien et l'orogénie acadienne, au milieu du Dévonien. Il en découle que la Gaspésie est formée de deux grands ensembles, la ceinture taconienne, au nord et au sud-est (boutonnière de Maquereau-Mictaw), et la ceinture acadienne ou ceinture de Gaspésie (*Gaspé Belt* de Bourque et al., 1995), au centre et au sud de la péninsule. 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 Gaspésie (Bourque et al., 2001; Bourque, 2001; Malo, 2001; Pinet, 2010).

La ceinture taconienne est constituée principalement d'un empilement de nappes composées de roches d'âge Néoprotérozoïque supérieur à Ordovicien supérieur, à l'exception d'une mince bande au nord-est constituée d'une succession parautochtone de l'Ordovicien moyen-supérieur. La ceinture de Gaspésie est moins déformée et constituée d'une succession autochtone de roches de l'Ordovicien supérieur au Dévonien moyen. Dans l'est et le sud de la Gaspésie, toutes ces roches sont recouvertes par les couches post-orogéniques du Carbonifère. Ces dernières ne paraissent pas représenter des objectifs pétroliers et gaziers en Gaspésie et ne seront pas discutées davantage dans cette section.

Dans le segment appalachien de la Gaspésie, les roches du Paléozoïque inférieur (le Cambro-Ordovicien) font partie des zones de Humber et de Dunnage (voir *infra*). La zone de Humber représente l'ancienne marge passive continentale sud-orientale de Laurentia. Les roches de la zone de Humber sont des basaltes et arkoses de rift du Cambrien, des sédiments du Cambrien à l'Ordovicien moyen de la pente et du glacis continental de cette marge passive, et des flysch du bassin d'avant-pays de l'Ordovicien supérieur. Les roches de la zone de Dunnage représentent les vestiges du domaine océanique ordovicien de l'océan Iapetus. Ce sont des roches volcaniques, des turbidites du bassin d'avant-arc, des shales et des mélanges, des ophiolites et des écailles de roches ultramafiques. Les roches du Paléozoïque moyen (le

Siluro-Dévonien) font partie de la ceinture de Gaspésie dont l'âge s'étend en Gaspésie de l'Ordovicien tardif au Dévonien moyen. Enfin, les roches du Paléozoïque supérieur font partie du bassin des Maritimes et comprennent, en Gaspésie, des roches du Dévonien supérieur et du Carbonifère. 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-dévonienne ont été déformées principalement par l'orogénie acadienne. L'orogénie salinique a engendré une discordance à la fin du Silurien dans les roches de la ceinture de Gaspésie. En Gaspésie, les roches des trois ensembles du Paléozoïque sont peu affectées par l'orogénie alléghanienne; les failles normales affectant le Carbonifère au sud de la Gaspésie seraient alléghaniennes, donc reliées à l'orogénie la plus tardive des Appalaches ayant peu affecté les Appalaches du Québec.

4.1.2 Stratigraphie et sédimentologie

4.1.2.1 La zone de Humber-Dunnage

La zone de Humber-Dunnage en Gaspésie est composée d'une zone parautochtone et d'un ensemble de nappes, chacune possédant sa stratigraphie propre (Figure 18). La nappe de la Rivière Sainte-Anne est celle qui est la plus étendue, se retrouvant, alors que les nappes du Mont Logan et du Mont Albert se retrouvent au centre de la zones de Humber-Dunnage, puis la nappe de la Rivière Marsoui, dans le secteur oriental.

			DOMAINE DES FAILLES DE CHEVAUCHEMENT IMBRIQUÉES	DOMAINE DES NAPPES EXTERNES			DOMAINE DES NAPPES INTERNES	
Système	ÉTAGES			Nappe de la rivière Sainte-Anne	Mélange de Cap-Chat	Nappe de la rivière Marsoui	Nappe du mont Logan	Nappe du mont Albert
	Europe	Amérique du Nord						
ORDOVICIEN	Supérieur	Ashgillien	Chicoutimien					
		Caradocien	Chicoutimien	Formation de Cloridorme				
		Llandeilien	Chicoutimien					
	Moyen	Llanvirnien	Chicoutimien					
		Arenigien	Canadien					
	Intérieur	Tremadocien	Canadien					
CAMBRIEN	Supérieur	Merioneth	Croixien					
		St-David's	Albertien					
	Moyen							
		Comley	Waucobien					
Intérieur								
PRÉCAMBRIEN								

Figure 18 : Stratigraphie simplifiée des unités cambro-ordoviciennes du nord de la Gaspésie (Slivitzky et al., 1991).

La nappe du Mont Logan du domaine interne comprend les roches les plus vieilles, les roches volcaniques et les grès arkosiques du Groupe de Shickshock, 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 et Kamouraska/Rivière-du-Loup du Groupe de Trois-Pistoles et des formations de Rivière Ouelle et « Romieu » (Figure 18). Les grès verts en bancs épais et massifs caractéristiques de la Formation de Tourelle 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 qui lui est représenté par les turbidites de la Formation de Cloridorme. La nappe du Mont Abert est représentée par les ophiolites du Complexe du Mont Albert et sa semelle amphibolitique, l'Amphibolite du Diable (Figure 18).

Le mélange de Cap Chat est une unité chaotique composée de blocs de toute taille, 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).

Des écailles de la plate-forme cambrienne(?) - ordovicienne sont tectoniquement intercalées dans des nappes taconiennes qui n'affleurent pas, mais leur présence est documentée sur les profils sismiques (Morin et Laliberté, 2002).

4.1.2.2 La ceinture de Gaspésie

Les roches de la ceinture de Gaspésie s'étendent de l'Ordovicien supérieur (Caradoc) au Dévonien supérieur (Frasnien). Les Figures 19 et 20 présentent une vue d'ensemble de la stratigraphie de la ceinture en Gaspésie. Cette stratigraphie comporte quatre grands ensembles lithologiques et temporels en Gaspésie.

Les silicoclastites et carbonates à grains fins d'eau profonde des groupes d'Honorat et de Matapédia, de l'Ordovicien supérieur-Silurien inférieur (Caradoc-Llandovery), correspondent aux sédiments turbiditiques qui ont comblé le bassin successeur post-taconien. L'Honorat est une unité terrigène de claystone, mudstone, siltstone, grès lithique et quartzeux, conglomérat et calcaire silteux. Le 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. Ce dernier groupe est plus semblable à l'Honorat qu'au Matapédia.

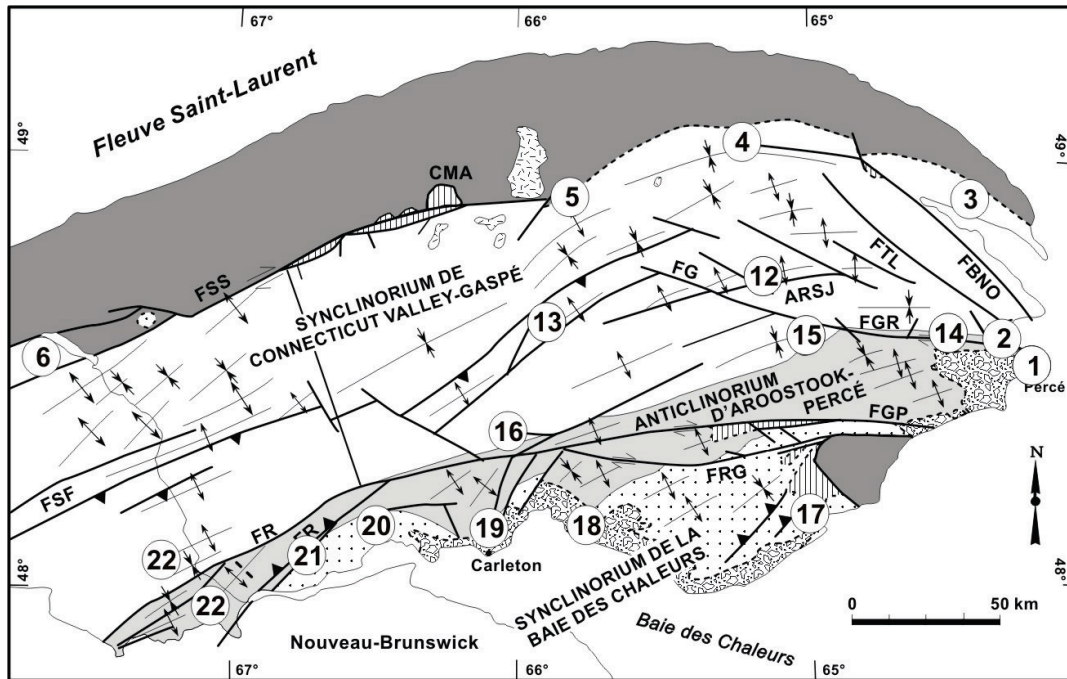


Figure 19 : Carte géologique simplifiée de la Gaspésie illustrant la distribution des principales unités stratigraphiques du Cambrien au Carbonifère et les trois zones structurales acadiennes. Les numéros réfèrent à la colonne stratigraphique présentée dans la Figure 20. FBNO : Faille du Bras Nord-Ouest; FG : Faille de Gastonguay; FGP : Faille de Grand Pabos; FGR : Faille de Grande-Rivière; CMA : Complexe ophiolitique du Mont Albert; FR : Faille de Restigouche; FRG : Faille de la Rivière Garin; ARSJ : Anticlinal de la Rivière Saint-Jean; FSF : Faille de Sainte-Florence; FSS : Faille de Shickshock Sud; FLF : Faille du Troisième Lac.

Les silicoclastites et carbonates variés de plate-forme peu profonde à profonde du Groupe de Chaleurs, d'âge Silurien - Dévonien inférieur (Llandovérien-Lochkovien) forment un ensemble hétérogène 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 volcanites. La composition de ces trois assemblages varie d'un secteur d'étude à l'autre.

- *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, Weir, Anse Cascon, Anse à Pierre-Loiselle, Burnt Jam Brook, Mann, Source, Awantjish).
- *L'assemblage médian à carbonate* constitue un niveau distinctif de calcaires de plate-forme et de bassin reconnu pratiquement à la grandeur des régions de la Gaspésie et de l'ouest 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 (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 (Saint-Léon, Gascons, Indian Point). Il contient de surcroît trois lithologies formant des masses distinctives dans les silicoclastites fines : des conglomérats (Griffon Cove River, Owl Cape, Harrison) issus de l'érosion reliée à la discordance salinique des roches volcaniques (Lac McKay, Ristigouche, Baldwin, Black-Cape et Archibald Settlement) et des calcaires récifaux (West Point).

Les carbonates et silicoclastites de plate-forme externe et de bassin des groupes des Calcaires supérieurs de Gaspé et de Fortin, d'âge Dévonien inférieur (Praguien-Emsien) sont représentés 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 Indian Cove, respectivement, composées de calcaires à grains fins bien lités, et la Formation médiane de Shiphead de mudstone. Localement, des corps volcaniques sont importants. L'assemblage Fortin est constitué d'une épaisse séquence monotone de shale et siltstone foncés avec des intercalations de grès et, par endroits, de volcanites (Lespérance et Greiner, 1969; Hesse et Dalton, 1989, 1995). Il est aussi partiellement équivalent latéralement au Groupe des Grès de Gaspé. Cet ensemble n'est pas reconnu dans le sud de la Gaspésie.

Les silicoclastites à grains grossiers, littorales et terrestres, du Groupe des Grès de Gaspé, d'âge Dévonien inférieur - Dévonien supérieur (Emsien-Frasnien), 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, des formations de York Lake, un terme de transition entre calcaires et grès, York River, des grès littoraux marins, de Battery Point, des termes grés-conglomératiques terrestres, et de Malbaie, des conglomérats terrestres. Localement, s'intercalent entre le York River et le Battery Point, la Formation de Lake Branch.

4.1.2.3 Les discordances

Trois discordances majeures marquent la stratigraphie du segment de Gaspésie-Matapédia-Témiscouata (Figure 20) : la discordance taconienne qui sépare les roches du Humber-Dunnage (Néoprotérozoïque supérieur à Ordovicien supérieur) de celles de la ceinture de Gaspésie (Ordovicien supérieur à Dévonien

moyen), la discordance salinique qui se situe à l'intérieur de la séquence de la ceinture de Gaspésie (Silurien supérieur, Figure 19) et la discordance acadienne qui sépare les roches du Humber-Dunnage et de la ceinture de Gaspésie de celles du Carbonifère.

4.1.3 Tectonique et géologie structurale

4.1.3.1 Les zones de Humber et de Dunnage

La limite tectonique entre les roches de la marge passive de la zone de Humber et les roches du domaine océanique de la zone de Dunnage est la ligne Baie Verte-Brompton (Williams et St-Julien, 1982). Cette zone de faille été formée d'abord pendant l'orogénie taconienne à l'Ordovicien tardif mais elle a rejoué pendant l'orogénie acadienne au Dévonien moyen et même pendant le dépôt des roches de la ceinture de Gaspésie du Silurien au Dévonien précoce (Malo et al., 1992; Malo et al., 2001).

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 21). 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 interne et externe, tandis que le parautochtone n'a pas été affecté par la déformation taconienne D1.

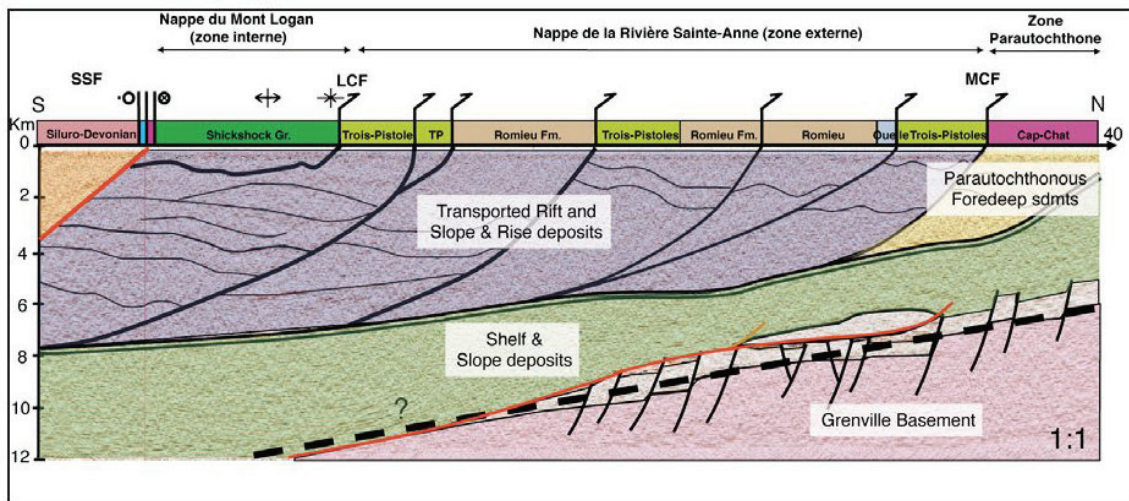


Figure 21 : Coupe structurale interprétée à partir des données sismiques illustrant le style structural de la zone de Humber (Saucier et al., 2006).

Les grands plis ouverts tardifs de la zone de Humber seraient reliés à l'orogénie acadienne. La faille de Shickshock-Sud qui coupe la nappe du Mont Logan, au sud, a aussi enregistré des mouvements acadiens, d'abord en faille normale pendant le salinique et en coulissage dextre par la suite pendant l'acadien. 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.

En sous-surface, les données sismiques du ministère des Ressources naturelles du Québec (Morin et Laliberté, 2002) indiquent que des failles normales affectent la plate-forme du Saint-Laurent présente sous les nappes taconiennes de la zone de Humber. De plus, on peut observer des écailles de cette plate-forme chevauchant cette dernière. Cette géométrie de failles normales et d'écailles de plate-forme chevauchant vers le nord-ouest nous rappelle la géométrie observée le long de la ligne sismique M-2001 au sud de la ville de Québec (Castonguay et al., 2010). Le réservoir de gaz naturel de Saint-Flavien est situé au sein d'une de ces écailles de plate-forme dans les dolomies du Groupe de Beekmantown (Bertrand et al., 2003).

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.

4.1.3.2 La ceinture de Gaspésie

Les roches de la ceinture de Gaspésie représentent un des bassins successeurs du Paléozoïque moyen formé après l'orogénie taconienne (Williams, 1995a). Le bassin de la ceinture de Gaspé recouvre les zones du Paléozoïque inférieur déjà déformées lors de l'orogénie taconienne, soit les zones de Humber et de Dunnage.

La ceinture de Gaspésie 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 22). Les roches volcaniques siluriennes et dévoniennes de la ceinture de Gaspésie témoignent par ailleurs d'un environnement tectonique localement en extension, principalement pendant le Pridolien et le Lochkovien.

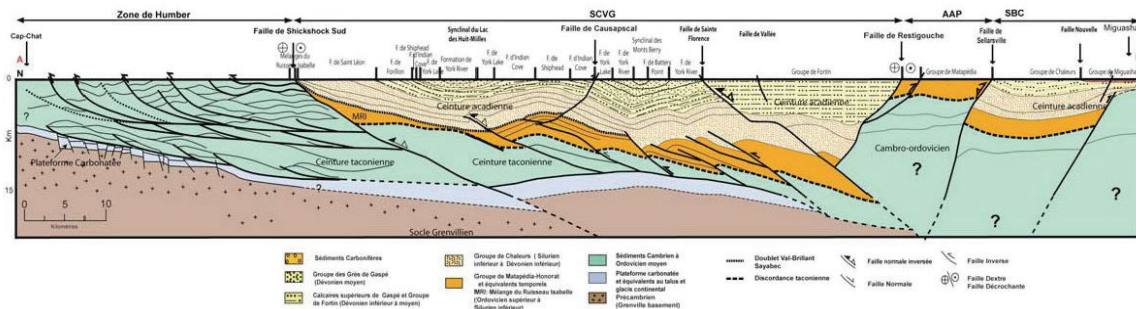


Figure 22 : Schéma structural illustrant la structuration de la péninsule gaspésienne en particulier la ceinture de Gaspé (Bêche, 2009). SCVG : Synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé; AAP: Anticlinorium d'Aroostook-Percé; SBC : Synclinorium de la Baie des Chaleurs.

La géométrie de la déformation des roches de la ceinture de Gaspésie est le résultat de deux phases de déformation, salinique et acadienne. Le grain structural majeur des roches de la ceinture de Gaspésie de direction NE-SO est celui de la phase de déformation acadienne D2, la phase principale de raccourcissement (Figure 19). La phase de déformation salinique D1 s'exprime par des failles normales synsédimentaires en bordure du bassin et par des plis précoces P1. Les failles normales syn-

sédimentaires sont présentes dans les secteurs centraux et NE 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 NE, ce sont les failles de direction NO-SE qui ont été actives pendant la sédimentation (Rocksandic et Granger, 1981; St-Julien et Bourque, 1990; Lavoie, 1992b; Bourque et al., 2000; Bourque, 2001). Les plis P1 sont génétiquement reliés aux mouvements précoces en faille normale des failles du Bras Nord-Ouest et du Troisième Lac (Malo, 2001).

Les plis régionaux acadiens P2 sont généralement droits et ouverts, faiblement plongeants vers le NE et le SO. 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.

Les failles majeures sont de direction NE-SO dans les secteurs ouest (vallée de la Matapédia) et central, de direction NO-SE dans le secteur NE et de direction E-O dans le secteur sud de la Gaspésie. 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) sont des failles de coulissage dextre (Malo et Béland, 1989; Kirkwood et Malo, 1993), de même que la faille de Shickshock-Sud dans le secteur central (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, 2012). 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 chevauchement (Beausoleil et al., 2002). Cette interprétation a été contestée par Pinet (2012) 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 limite les secteurs de Matapédia et de Gaspésie-Sud 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. Les failles majeures du secteur NE de la Gaspésie, dont les failles du Bras Nord-Ouest, du Troisième Lac et de Gastonguay, sont de direction NO-SE. 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 indiquent 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 le secteur NE de la Gaspésie, la faille de direction ENE-OSE bordant au sud l'anticlinal de la Rivière Saint-Jean est interprétée comme une faille de rétrochevauchement vers le SE (Kirkwood et al., 2004).

4.1.3.3 Diachronisme de la déformation acadienne

D'une façon globale, l'évolution de l'orogénie acadienne en Gaspésie s'est fait selon trois stades successifs. En premier, le stade distensif correspondant à la phase de déformation D1 contemporaine de l'orogénie salinique. 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 tardif (Formation de Burnt Jam Brook) jusqu'au Praguien (Calcaires supérieurs de Gaspé) (Bourque, 2001).

Ensuite, le stade compressif correspondant aux premières étapes de la phase de déformation principale acadienne D2 a conduit à la formation d'une ceinture de chevauchement. La déformation affecte toutes les couches jusqu'au sommet des Grès de Gaspé.

Finalement, le stade coulissant correspondant à l'étape ultime de la phase de déformation acadienne D2 qui a produit les grandes failles dextres qui découpent la Gaspésie et le long desquelles on note des déplacements latéraux importants, comme les failles de Grand Pabos, Bras Nord-Ouest, Grande-Rivière, Schickshock, etc.

4.2 Potentiel en hydrocarbures de la Gaspésie

4.2.1 Roches mères et maturation thermique

Plusieurs roches mères de qualité variable sont identifiées en Gaspésie, sur la base de leur teneur en COT et de leur indice d'hydrogène. Dans la zone de Humber il s'agit principalement de la Formation de Rivière-Ouelle, à laquelle des unités cambro-ordoviciennes indifférenciées peuvent être localement ajoutées. Les roches de la zone de Dunnage sous la ceinture de Gaspésie contiennent des roches mères d'âge ordovicien dans le Mélange du Ruisseau Isabelle et la Formation de Dubuc (Groupe de Mictaw). Au sein même de la séquence siluro-dévonienne de la ceinture de Gaspésie, on retrouve également des roches mères; celles d'âge dévonien regroupent les formations de Forillon et de Shiphead (Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé) ainsi que de minces niveaux charbonneux dans la Formation de York River (Groupe des Grès de Gaspé).

Le kérogène des roches mères ordoviciennes est de type II (potentiel en pétrole), celui des roches mères dévoniennes est de type II à III (potentiel en gaz dominant). L'analyse des échantillons de pétrole recueillis en surface ou en sondage corrobore cette distinction puisque les biomarqueurs des pétroles gaspésiens analysés indiquent essentiellement une source ordovicienne avec, possiblement, la contribution de moindre importance d'une source dévonienne (Roy, 2008). L'importance relative des sources dévoniennes dans la production d'hydrocarbures demeure controversée mais a été partiellement précisée pour le secteur nord-est de la ceinture de Gaspésie grâce à la modélisation des systèmes pétroliers dans cette région. Ainsi Roy (2008) estime que la Formation de Shiphead, bien qu'ayant généré des hydrocarbures, n'est pas assez riche pour en permettre l'expulsion. Grundman (2013) étend cette conclusion à la Formation de Forillon dans la même région d'étude, de sorte que selon cette auteure, seules les roches mères ordoviciennes ont pu expulser des hydrocarbures en quantité significative. On ne dispose pas d'études similaires en dehors du secteur nord-est de la péninsule et les études les plus récentes (Bertrand et Malo, 2001; Roy, 2008; Parent, 2012; Grundman et al., 2012; Grundman, 2013) s'accordent sur le fait que les conclusions de ces modélisations ne peuvent être généralisées à l'ensemble du bassin faute de données suffisantes. En particulier, les taux d'érosion sont variables d'un bloc tectonique à l'autre ce qui influence la maturation thermique (Bertrand et Malo, 2001; Grundman, 2013).

Le degré de maturation thermique des séries sédimentaires en Gaspésie a fait l'objet de plusieurs études depuis les années 1970, qui portent essentiellement sur des secteurs limités de la péninsule. Une étude récente et de portée régionale se distingue toutefois (Roy, 2008), qui se concentre sur le potentiel pétrologène de la ceinture de Gaspésie de la péninsule et présente notamment une carte de synthèse illustrant la maturation thermique en surface, reproduite à la Figure 23. D'après les travaux et les compilations de Roy (2008), quatre secteurs du bassin siluro-dévonien présentent en surface un niveau de maturation thermique faible correspondant à la fenêtre à huile, les autres se trouvant à des stades plus avancés de maturation : condensats, gaz secs et supra-mature (stérile). Certaines régions du bassin siluro-dévonien n'ont par ailleurs pas été couvertes par cette étude faute de données suffisantes. On note localement des épisodes de chauffe ponctuels au voisinage des intrusions magmatiques, comme dans la région de Murdochville et le secteur sud-ouest.

L'accroissement de la maturation thermique avec la profondeur est démontré par l'étude des données de forage et est essentiellement dû à l'enfouissement sédimentaire (Bertrand et Malo, 2001), avec un pic d'enfouissement et de maturation durant l'orogénie acadienne pour la partie nord de la ceinture de Gaspésie et durant le Carbonifère pour la partie sud (Roy, 2008). On note généralement une bonne coïncidence entre les zones de maturation thermique cartographiées en surface et la distribution des indices de gaz et pétrole documentés par les forages. Des exceptions existent toutefois, tel le puits C133 (Figure 23) implanté dans une région cartographiée comme étant stérile (supramature) en surface et donc à fortiori impropre à la préservation des hydrocarbures. Le rapport de fin de forage pour ce puits indique au contraire que des indices d'huile ont été observés dans les déblais de forage entre 1077m et 1800mKB (Sigpeg, 2014). Un autre exemple est fourni par le puits C136 (Figure 23) pour lequel des indices de pétrole sont rapportés par Sternbach et al. (2014) bien que le puits soit localisé dans une région où le degré de maturation thermique en surface n'a pas été cartographié mais qui est délimité par des régions considérées comme supramatures. Bien que ponctuelles, ces indications combinées à celles documentées pour le Bas-Saint-Laurent (voir cette section) soulignent le degré d'incertitude inhérent à la cartographie du degré de maturation thermique en Gaspésie, incertitude qui peut être imputée au moins en partie à la difficulté qu'il y a d'établir des corrélations stables entre les organoclastes de différentes natures : la prospectivité de certains secteurs de la péninsule ne saurait donc être écartée sur la seule base de la cartographie régionale du degré de maturation thermique en surface.

Pour le secteur nord-est des données récentes (Malo et al., 2012) permettent de raffiner la modélisation des systèmes pétroliers, notamment en ce qui a trait à la chronologie relative de la maturation des roches mères et l'expulsion des hydrocarbures par rapport au développement des pièges structuraux et stratigraphiques. Selon les données et les modèles les plus récents disponibles pour ce secteur nord-est, les pièges d'âge dévonien seraient ainsi tous en place au moment de l'expulsion et de la migration des hydrocarbures de sources ordoviciennes (Parent, 2012; Grundman, 2013).

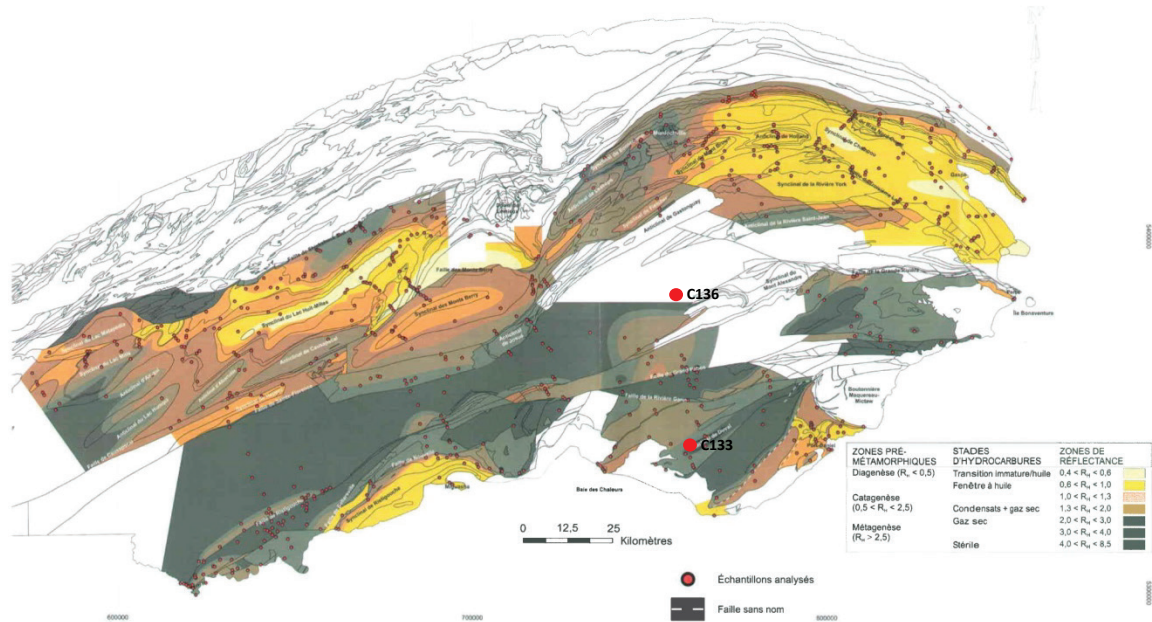


Figure 23 : Stades de génération des hydrocarbures en Gaspésie estimés à partir de la réflectance des échantillons de surface (Roy, 2008). Les secteurs en jaune sont dans la fenêtre à huile, en orange et brun dans la zone à condensats et à gaz secs, les secteurs en gris sont considérés stériles. Des indices d'huile sont rapportés pour les forages identifiés en rouge (C133 et C136) en dépit de leur présence dans des régions considérées comme stériles soit directement soit par interpolation cartographique.

4.2.2 Principaux types de plays

Lavoie et al. (2009) identifient six *plays* principaux dans la ceinture de Gaspésie : les grès du Silurien inférieur (*play* 1, Figure 24), les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur au Dévonien inférieur (*plays* 2, 3 et 4, Figure 24), les brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur (*play* 5, Figure 24) et les grès fluviatiles du Dévonien inférieur (*play* 6, Figure 26). Un septième type de piège a été évoqué par Kirkwood et al. (2001) et Grundman (2013) et correspond aux calcaires de l'Ordovicien supérieur à Silurien inférieur (*play* 7, Figure 24). Lavoie et al. (2009) reconnaît également un *play* important dans la bande taconique, à savoir les sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien (*play* 8, non représenté sur la Figure 24).

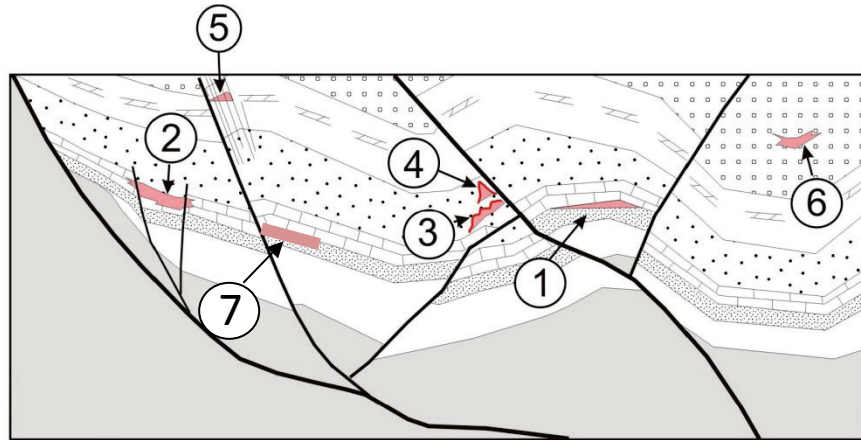


Figure 24 : Schéma conceptuel des principaux *plays* identifiés dans la ceinture de Gaspé. Les numéros réfèrent aux *plays* discutés dans le texte. Figure adaptée de Lavoie et al. (2009).

- Les grès du Silurien inférieur (*play* 1, Figure 24) correspondent aux formations de Weir et d'Anse Cascon dans le sud de la péninsule et la Formation de Val Brillant dans les secteurs nord et ouest. Ces grès sont caractérisés en affleurement par de faibles valeurs de perméabilité et de porosité, bien que certains affleurements de Val Brillant à la coupe type présentent une porosité allant jusqu'à 10 % (Lachambre, 1987). Dans ces unités les pièges typiques consistent en des plis associés aux mouvements de failles normales saliniques ou aux décrochements acadiens, et les formations de Sayabec et de La Vielle forment la couverture de même que, possiblement, la discordance salinique. Les facteurs de risque associés à ce type de *play* résident principalement dans la qualité de la couverture, particulièrement à proximité des failles, ainsi que dans la préservation de la porosité primaire et le développement d'une éventuelle porosité secondaire par dissolution du ciment carbonaté intergranulaire.
- Les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur (*play* 2, Figure 24) correspondent aux formations de Sayabec et La Vielle, immédiatement sus-jacentes aux formations de Val Brillant et de Weir/Anse Cascon précitées. Ces unités carbonatées sont généralement bien cimentées et caractérisées par de très faibles valeurs de perméabilité et de porosité, mais certains affleurements clés 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 ces formations (Lavoie et Morin, 2004; Lavoie et Chi, 2006). Dans ce type de piège diagenétique, la couverture est assurée par l'imperméabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitisée et la discontinuité salinique peut aussi théoriquement contribuer à l'intégrité générale de la couverture. Les facteurs de risque associés à ce type de *play* résident principalement dans l'intégrité de la couverture, particulièrement à proximité des failles et également en raison de la possibilité d'une érosion de la couverture durant l'exposition subaérienne salinique.
- Les dolomies hydrothermales du Silurien supérieur (*play* 3, Figure 24) correspondent aux complexes récifaux de la Formation de West Point. Cette formation présente en général des valeurs de perméabilité et de porosité faibles et un réservoir ne peut s'y développer que par

dolomitisation hydrothermale et par le développement de réseaux de fractures naturelles. Dans ce contexte l'imperméabilité de la couverture serait assurée par les boues silicoclastiques de la Formation de Saint-Léon, dans laquelle la Formation de West Point est enchâssée.

- Les dolomies hydrothermales du Dévonien inférieur (*play* 4, Figure 24) correspondent aux récifs pinacles développés à la marge de failles normales ou décrochantes (Bourque, 2001). Cette formation présente en général des valeurs de perméabilité et de porosité faibles et un réservoir ne peut s'y développer que par dolomitisation hydrothermale. En pareilles circonstances la qualité du réservoir peut être grandement améliorée, avec des analyses de laboratoire indiquant des valeurs de porosité et de perméabilité allant jusqu'à près de 8 % et 2 mD, respectivement (Lavoie, 2009; Lavoie et al., 2010). Dans ce contexte l'imperméabilité de la couverture serait assurée par les boues silicoclastiques de la Formation de Saint-Léon, dans laquelle la Formation de West Point est enchâssée, et les facteurs de risque résident principalement dans l'intégrité de la couverture à proximité des failles.
- Les brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur (*play* 5, Figure 24) correspondent aux formations d'Indian Cove et de Forillon. Comme pour l'essentiel des unités carbonatées en Gaspésie ces formations présentent en général des valeurs de perméabilité et de porosité faibles et un réservoir ne peut s'y développer que par dolomitisation hydrothermale ou en présence de fractures naturelles. Contrairement aux autres unités carbonatées (Sayabec, West Point, etc.), le premier mécanisme propre à développer une porosité secondaire appréciable paraît jouer un rôle marginal, la dolomitisation hydrothermal semblant essentiellement restreinte au voisinage immédiat des zones de fractures. Le développement de réseaux de fractures naturelles à l'extrados des anticlinaux et au voisinage des failles secondaires en revanche, semble être le mécanisme dominant dans la formation d'un réservoir dans les formations d'Indian Cove et de Forillon (Lavoie et al., 2009). Dans ce type de piège structural la couverture est assurée par l'encaissant peu ou pas fracturé, et le facteur de risque prédominant réside dans l'intégrité de cette même couverture, particulièrement à proximité des failles.
- Les grès fluviatiles du Dévonien inférieur (*play* 6, Figure 24) correspondent aux formations de York Lake et de York River, et possiblement la formation sus-jacente de Battery Point. Les valeurs de porosité et de perméabilité pour cette dernière unité sont localement appréciables, jusqu'à 17 % et 4 mD respectivement, légèrement inférieures pour la Formation de York River (jusqu'à 12 % et 0,1 mD) pour les échantillons de surface (Lavoie, 2009). Dans ce type de piège stratigraphique, les facies poreux sont enchâssés dans un encaissant plus argileux et moins perméable qui fournit la couverture au réservoir. Le principal facteur de risque associé à ce *play* réside dans l'intégrité de la couverture là où des réseaux de fractures et des failles ont pu se développer durant l'orogénie acadienne.
- Les calcaires de l'Ordovicien supérieur à Silurien inférieur (*play* 7, Figure 24) correspondent à la Formation de White Head. Pour cette unité généralement peu poreuse et peu perméable, le modèle de formation d'un réservoir proposé par Kirkwood et al. (2001) implique le développement de réseaux de fractures naturelles à la faveur de phases de déformation salinique puis acadienne. La modélisation du système pétrolier réalisée par Grundman (2013) confirme par ailleurs que la création d'un éventuel réservoir pré-date l'expulsion et la migration

des hydrocarbures d'origine ordovicienne. Dans ce type de piège structural conceptuel la couverture pourrait consister en la discordance salinique, et le principal facteur de risque réside dans la préservation de l'intégrité de cette couverture au cours de l'orogénie acadienne.

- Les sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien (*play* 8) enfin, consistent pour l'essentiel en des sédiments siliciclastiques d'eau profonde à grain fin à très fin, de nature turbiditique. Certains niveaux présentent toutefois une granulométrie plus importante qui peut permettre le développement d'un réservoir conventionnel. Ce type de *play* est surtout identifié dans le Bas-Saint-Laurent et, si sa présence théorique peut être considérée en Gaspésie, aucun réservoir n'a encore été identifié dans cette région.

4.2.3 Degré d'avancement de l'exploration

En dehors de quelques secteurs historiquement bien documentés mais d'étendue limitée, en particulier le secteur nord-est de la ceinture de Gaspésie, l'essentiel de la péninsule gaspésienne a fait l'objet d'un nombre très restreint de forages exploratoires (Figure 25), au demeurant souvent anciens et peu profonds (Figure 26), et bénéficie d'une couverture sismique faible (Figure 27) qui permet toutefois d'apprécier la géométrie de sous-surface des principales structures à l'échelle régionale (Morin et Laliberté, 2002; Bêche, 2009). En dehors des levés sismiques 2D réalisés au début des années 2000 par le MRN, l'essentiel des données sismiques publiques disponibles est relativement ancien et de faible qualité (Figure 28). La couverture des levés magnétiques (Figure 29) et gravimétriques en revanche, est plus complète et a fait l'objet d'une compilation et d'une interprétation de synthèse récente (Pinet et al., 2005).

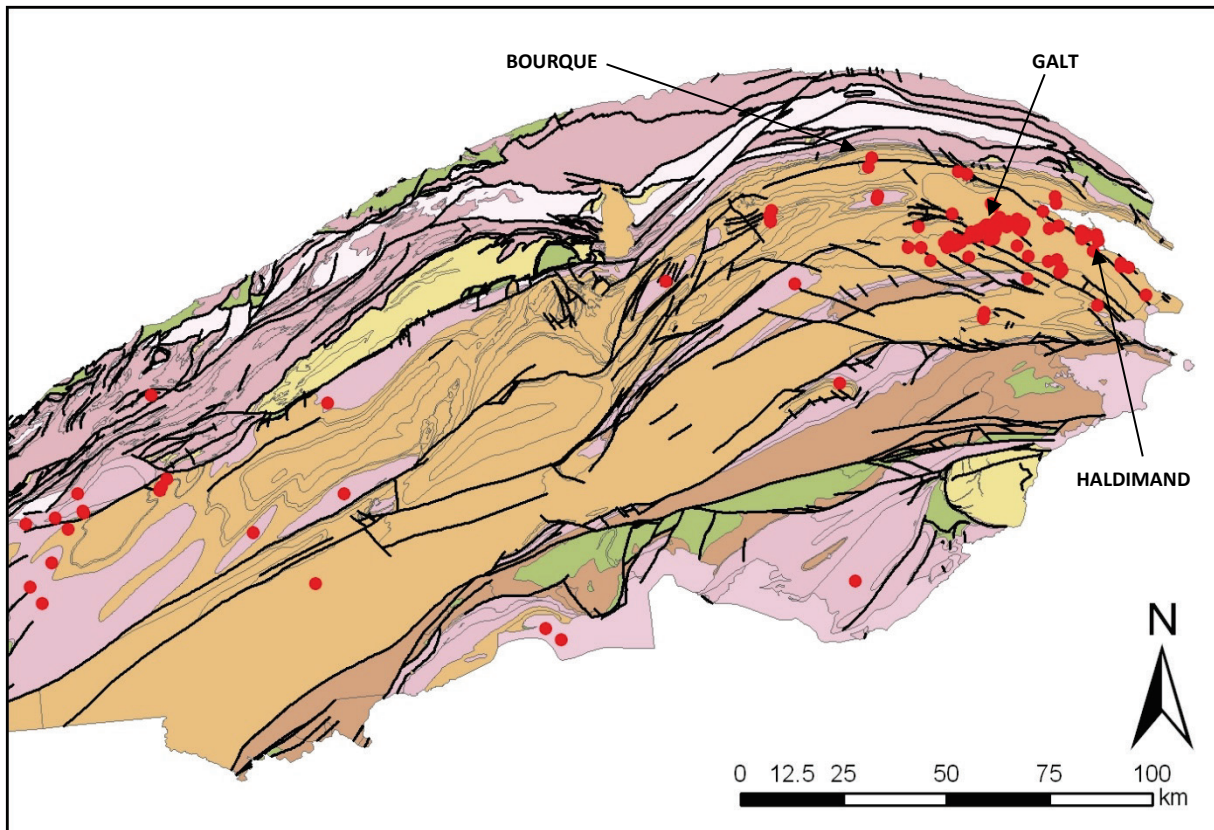


Figure 25 : Carte de localisation des puits forés en Gaspésie depuis 1860. La localisation des réservoirs de Bourque, Galt et Haldimand (*plays* 5 et 6, Figure 24) est également représentée sur cette carte. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

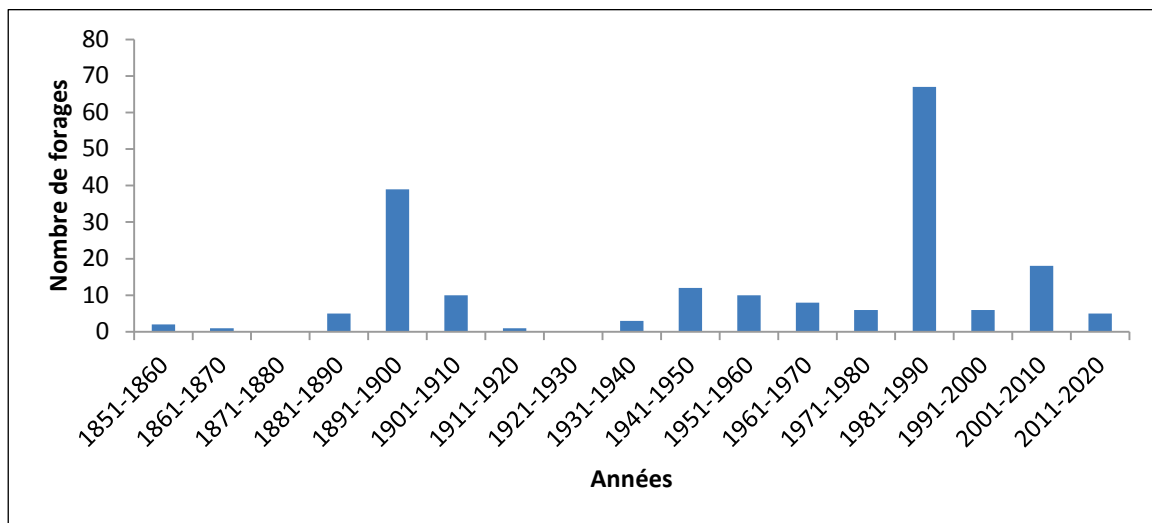


Figure 26 : Nombre de forages complétés en Gaspésie. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

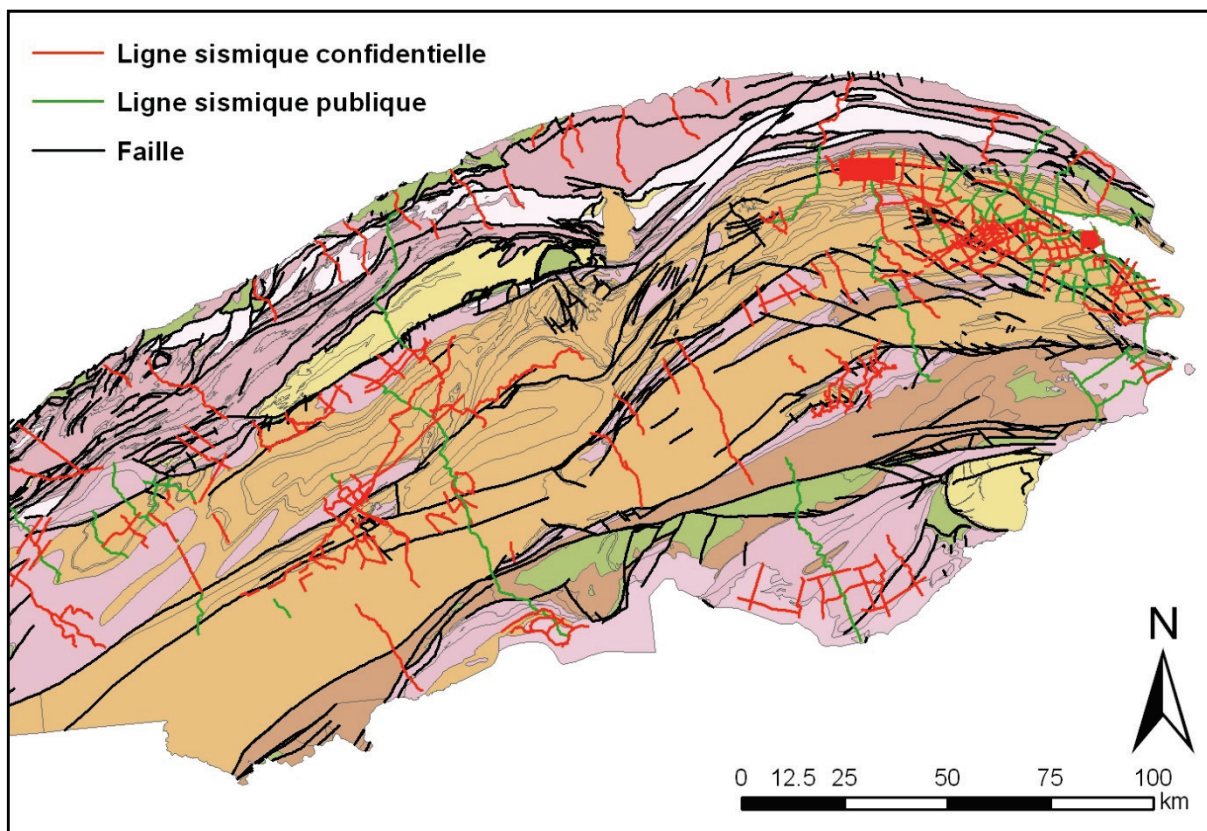


Figure 27 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées en Gaspésie depuis 1961.
 Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

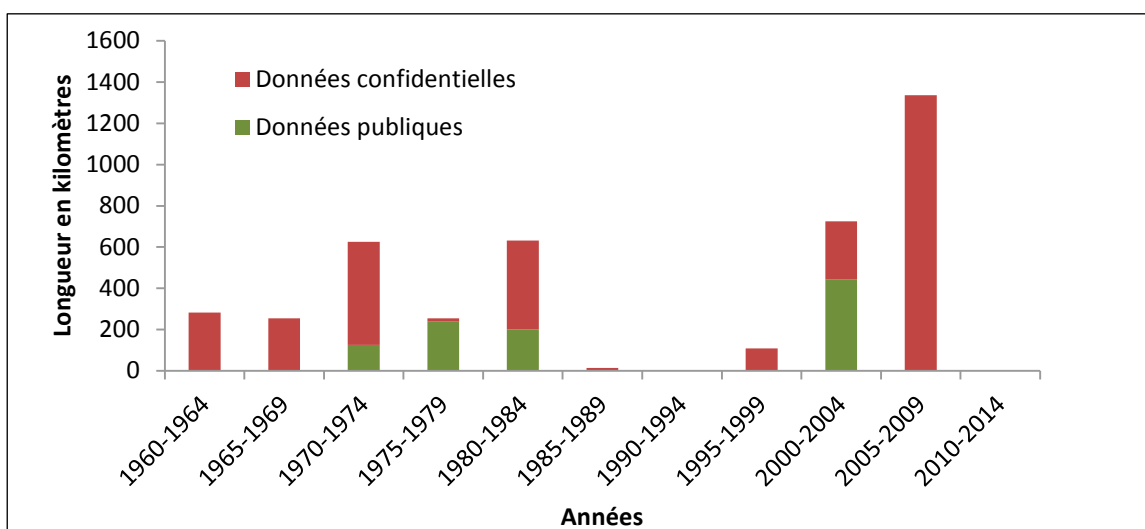


Figure 28 : Longueur de lignes sismiques enregistrées en Gaspésie entre 1961 et 2009.
 Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014). Les données acquises entre 2005 et 2009 incluent deux levés sismiques 3D.

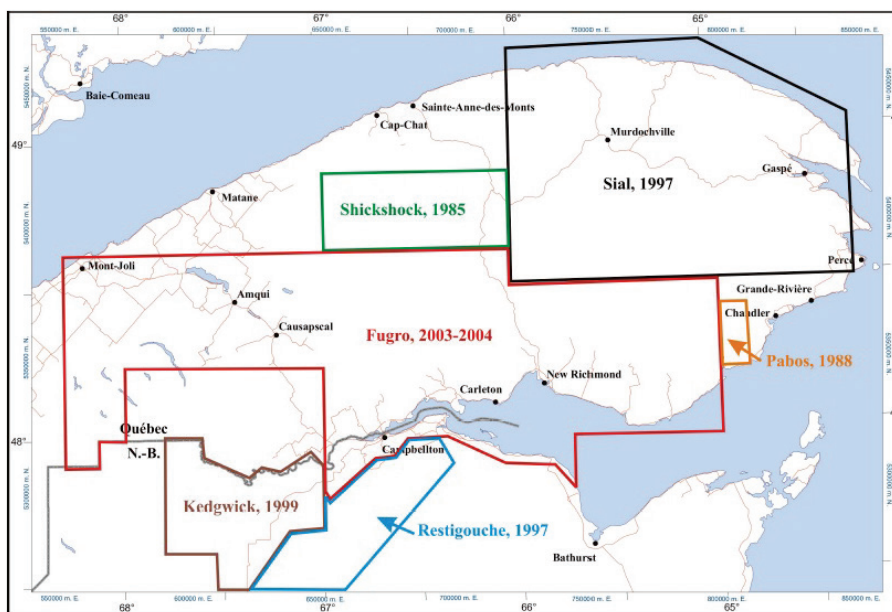


Figure 29 : Couverture des levés magnétiques aéroportés disponibles pour la Gaspésie. Figure tirée de Pinet et al. (2005).

4.2.4 Historique des modèles d'exploration

Les premiers forages réalisés en Gaspésie remontent aux années 1860 (Figure 26). La sélection des sites d'implantation des forages a longtemps reposé sur des modèles d'exploration simples, en particulier la présence de suintements d'huile en surface et le tracé des charnières anticlinales (Lavoie et Bourque, 2001). L'essentiel des efforts d'exploration s'est initialement concentré exclusivement sur le secteur nord-est de la péninsule jusque dans les années 1910, et ce secteur a continué à retenir l'attention des explorateurs jusqu'à aujourd'hui même si des campagnes de forage ont été réalisées ailleurs en Gaspésie, notamment dans les secteurs central et nord-ouest dans les années 1940 à 1970 à mesure que les méthodes d'investigation sismique devenaient disponibles et finalement dans le secteur sud à partir des années 1980.

Les formations de York Lake et de York River (*play 6*) furent les premières unités lithostratigraphiques à retenir l'attention des explorateurs dans le secteur nord-est de la péninsule, notamment en raison de l'abondance des suintements d'huile observés en surface et dans les fractures naturelles des grès. Ces efforts n'ont toutefois jamais débouché sur une production significative de pétrole, mais le modèle d'exploration a été rajeuni dans les années 2000 avec la réalisation d'un levé sismique 3D et la mise en évidence d'un réservoir potentiel dans la région d'Haldimand (Figure 25) à la faveur de deux forages exploratoires.

Les formations de Forillon et d'Indian Cove (*play 5*) traversées en forage présentent presque invariablement des indices de gaz et de pétrole, pouvant localement conduire à un volume de production marginal, mais ce n'est qu'avec la découverte du réservoir de Galt (Figure 25) que le potentiel

économique de ce type de cible a pu être validé. Les premiers forages dans la région de Galt remontent aux années 1980, mais ce n'est qu'avec les premiers forages profonds réalisés dans les années 1990 et surtout 2000 et des levés sismiques 2D que la structure de Galt, un anticlinal faillé, a pu être délimitée et caractérisée (Kirkwood et al., 2004). La compagnie Junex a amorcé le forage du puits horizontal Galt No 4 à l'automne 2014 (Junex, 2014).

Très peu de forages ont encore été dédiés aux complexes récifaux de la Formation de West Point (*plays* 3 et 4). Il s'agit pour l'essentiel de deux sondages réalisés en 2004 implantés sur des lignes sismiques 2D dans le secteur sud-ouest et de deux autres forages réalisés en 2012 et implantés sur un levé sismique 3D dans la région nord-est (secteur Bourque, Figure 25). Dans le premier cas les forages n'ont pas rencontré leurs objectifs, dans le second les données de forage ne seront disponibles qu'en 2015 et l'opérateur n'a pas communiqué d'information quant à la qualité de réservoir de la cible récifale, sinon qu'un seul des deux puits avait rencontré la cible. Les informations récentes mentionnent que des indices de gaz humides ont été rencontrés et que les essais aux tiges ont permis d'en produire dans le puits Bourque No 2 (Pétrolia, 2012).

Enfin il convient de noter que certains modèles d'exploration pourraient être développés ou rajeunis dans un futur proche et conduire à un renouveau de l'exploration dans des secteurs encore mal documentés de la Gaspésie. D'importance particulière pour stimuler les efforts d'exploration en dehors du secteur nord-est de la péninsule, les campagnes de levés sismiques 2D réalisées par le MRN ont permis d'identifier plusieurs cibles d'exploration potentielles dans l'ouest de la péninsule (Morin et Laliberté, 2002). Ces résultats soulignent l'importance des programmes gouvernementaux dans la mise en valeur du potentiel en hydrocarbures de la péninsule. En particulier, une anomalie sismique de type *flat spot* développée au sein d'un anticlinal dans les formations de Val Brillant et de Sayabec (Anticlinal du Lac Humqui) suggère la présence d'un réservoir dans ces unités (*play* 1). La nature de la charge de ce réservoir potentiel (hydrocarbures ou eau) demeure indéterminée. La même campagne sismique a également permis d'identifier une série de réflecteurs interprétés comme des récifs de la Formation de West Point dans une région où de telles structures ne sont pas documentées en surface (Morin et Laliberté, 2002). Ces cibles potentielles n'ont pas encore été forées mais certains opérateurs ont récemment annoncé des découvertes qui font écho aux interprétations du Ministère, notamment la découverte en 2013 d'un réservoir dolomitisé dans la Formation de Sayabec (*play* 1) dans le Bas-Saint-Laurent (voir cette section) et la cartographie, récente également, de récifs siluro-dévonien dans le cœur de la péninsule (Sternbach et al., 2014).

4.2.5 Estimation de la ressource en place

Des estimations de ressources sont disponibles pour les grès fluviatiles du Dévonien inférieur (*play* 6) et les calcaires du Dévonien inférieur (*play* 5). Il s'agit pour l'essentiel d'estimations réalisées par un tiers indépendant pour le compte de l'opérateur et à partir des données fournies par celui-ci (Junex, 2013; Sproule, 2013). Dans le cas du *play* 6 une estimation régionale a également été réalisée par la CGC (Lavoie et al., 2009).

4.2.5.1 Les grès fluviaux du Dévonien inférieur (play 6)

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 CGC (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).

Une estimation de la quantité de pétrole en place à l'échelle d'un réservoir dans la Formation de York River est également disponible pour la structure Haldimand (Figure 25). Selon les données publiées par l'opérateur le réservoir couvre une superficie de 9 km^2 environ. Un test de production étendu d'une durée de douze jours a permis de produire 34 barils par jour en moyenne et le pétrole produit titrait 53° API (Pétrolia, 2006). Le volume de pétrole en place découvert est estimé à environ $7,7 \times 10^6$ barils et le volume non-découvert à environ $69,7 \times 10^6$ barils (Sproule, 2013).

4.2.5.2 Les calcaires du Dévonien inférieur (play 5)

Deux réservoirs ont été établis dans les formations d'Indian Cove et de Forillon, soit les champs de Galt et de Bourque. Seules les données publiées par les opérateurs respectifs permettent d'estimer la ressource en place dans ces réservoirs.

La découverte la plus ancienne, celle du champ de Galt (Figure 25), remonte au début des années 2000 et l'estimation du volume d'hydrocarbures en place a évolué à mesure que des données nouvelles en permettaient la mise à jour. Ainsi en 2001 le champ de Galt était considéré comme un champ gazier avec une ressource en place de 500×10^6 pieds cube sur une superficie de 32 hectares. 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 enfin, le volume de pétrole en place 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 . 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).

La découverte la plus récente, celle du champ de Bourque (Figure 25), remonte au début des années 2010 et ce réservoir n'a pas encore été mis en production. Deux puits ont été forés sur cette structure, mais les données en demeurent confidentielles. Sur la base des communiqués de presse diffusés par l'opérateur des condensats et du pétrole titrant 53° API ont été rencontrés sur un intervalle de 1850m durant le forage et les essais aux tiges subséquents. L'indice maximum enregistré durant ces essais était

de $1,4 \times 10^6$ pieds cube/jour (Pétrolia, 2012). Sur la base de deux forages exploratoires et d'un levé sismique 3D couvrant 50 km^2 , le volume médian de gaz en place estimé pour la Formation de Forillon, tel que publié par l'opérateur, s'élève à 725×10^9 pieds cube non-découverts. Ce volume est distribué dans 4 prospects de dimensions inégales soit respectivement 367, 118, 165 et 75×10^9 pieds cube (Sproule, 2013).

4.3 Discussion

La paucité des estimés de ressources disponibles et les disparités observées dans les résultats rendent spéculative toute comparaison entre les différents estimés. Tout au plus est-il possible de formuler un certain nombre d'observations. Ainsi on remarque une corrélation positive entre les volumes en place estimés et le degré d'avancement de l'exploration pour un *play* ou un champ donné. L'étendue de la couverture sismique et sa nature (2D ou 3D), le nombre de puits permettant de documenter une même structure, de même que la présence de tests de production, sont des facteurs déterminants. À ce titre on constate que deux approches différentes distinguent les estimés de ressources disponibles pour Galt d'une part, et Haldimand et Bourque d'autre part : dans le premier cas l'estimation repose sur un maillage de lignes sismiques 2D et un nombre appréciable de puits, dans le second l'estimation repose sur un levé sismique 3D et un nombre restreint de puits. Si les deux stratégies permettent, en principe, d'apprécier la variabilité et l'hétérogénéité des réservoirs étudiés, il est encore trop tôt pour déterminer laquelle, dans la péninsule gaspésienne, permet d'établir les estimations les plus réalistes. Nonobstant ces considérations, les taux de récupération – présumés variables d'un type de *play* à l'autre voire d'un réservoir à l'autre – demeurent le facteur clé dans l'estimation du potentiel pétrolier de la région. Il est encore trop tôt pour émettre des hypothèses sur ce point.

Enfin il convient de souligner que, quelle que soit la nature du *play* considéré en Gaspésie, tous les auteurs s'accordent sur le fait que le facteur de risque prépondérant réside dans l'intégrité de la couverture du réservoir. La longue histoire tectonique de la région augmente en effet le risque d'ouverture des réservoirs potentiels par le biais de failles et de fractures naturelles. On dispose encore par ailleurs d'un volume très réduit d'informations sur le degré d'étanchéité des failles et des fractures : bien qu'omniprésentes dans les séries sédimentaires de la péninsule, ces discontinuités structurales ne constituent pas automatiquement des conduits limitant le potentiel en hydrocarbures et peuvent au contraire contribuer à la formation des pièges. En l'absence d'études spécifiques, cette question importante demeure ouverte.

5. Région géologique D – Anticosti

5.1 Géologie de l'île d'Anticosti

5.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional

L'île d'Anticosti constitue l'essentiel des terres émergées de la plate-forme d'Anticosti, celle-ci étant une sous-province géologique de la plate-forme du Saint-Laurent (Brisebois et Brun, 1994). La plate-forme d'Anticosti s'est développée dans un bassin sédimentaire paléozoïque en bordure de la marge cratonique précambrienne.

La séquence sédimentaire de l'île d'Anticosti (Figure 30) est constituée de dépôts d'âge Ordovicien inférieur (Trémadocien) à Silurien inférieur (Llandovérien) principalement composés de shales calcaireux et de carbonates.

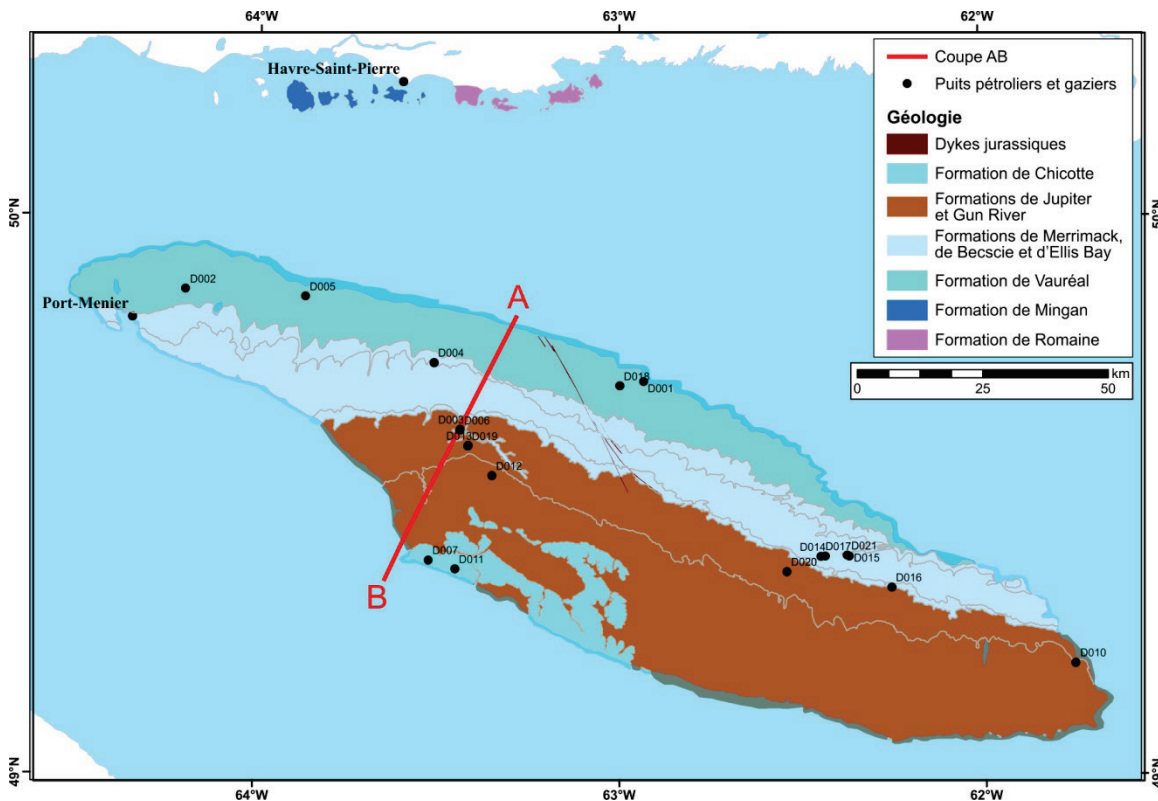


Figure 30 : Carte géologique simplifiée de l'île d'Anticosti.

La Formation de Macasty n'affleure pas sur l'île et n'est pas représentée sur cette carte. Les formations de Romaine et de Mingan n'affleurent pas non plus mais sont exposées sur les Iles Mingan près de Havre-Saint-Pierre. La coupe AB est illustrée à la Figure 32. Source : Bédard et al. (2014).

5.1.2 Stratigraphie et sédimentologie

La base de la succession (formations de Romaine, Mingan et Macasty, Figure 31) affleure uniquement sur les Iles Mingan au nord de la plate-forme (Desrochers, 1998) mais la présence de ces unités sur l'île d'Anticosti est documentée par les forages pétroliers et gaziers. La série exposée sur l'île d'Anticosti s'étend du sommet de la Formation de Vauréal de l'Ordovicien supérieur jusqu'à la Formation de Chicotte du Silurien inférieur (Copper et Long, 1998). Cette séquence sédimentaire est dominée par des carbonates fossilifères de rampe à plate-forme recoupés d'unités silicoclastiques mineures. Elle s'est déposée le long d'une marge relativement stable, large de 40 à 100 km, à l'est du paléo-continent Laurentia. Les environnements de dépôt sont moyennement profonds à distaux (Copper et Long, 1998). Desrochers (2003) présente une revue très complète des références bibliographiques disponibles pour la géologie de l'île.

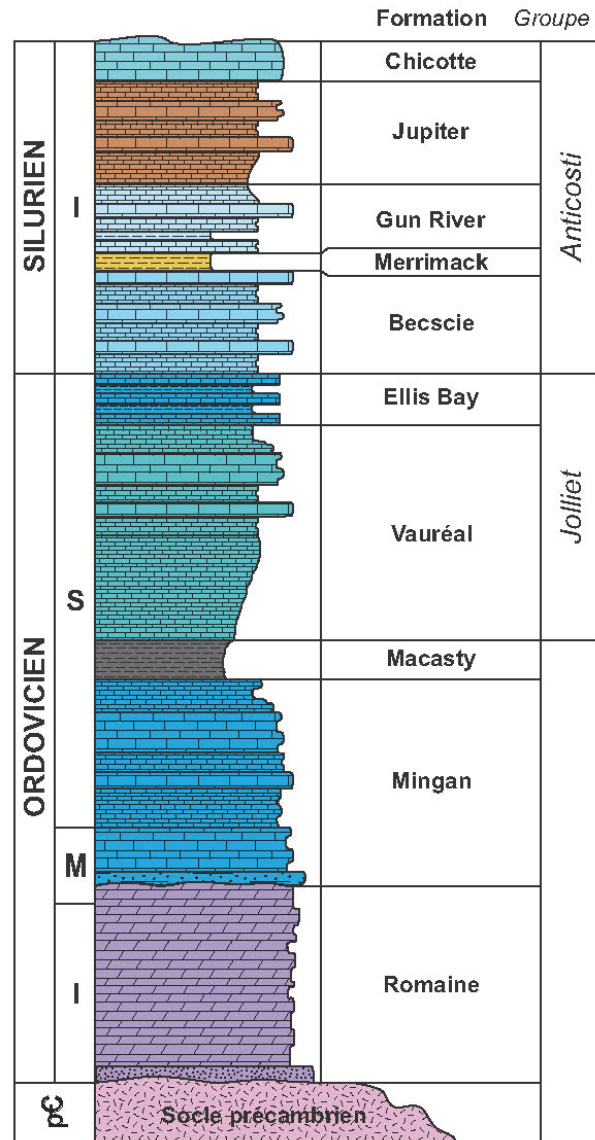


Figure 31 : Stratigraphie simplifiée des séries sédimentaires de l'île d'Anticosti.
Source : Bédard et al. (2014).

- La Formation de Romaine est constituée d'un grès basal surmonté de calcaires infra- et péri-littoraux dolomités (Desrochers, 1998; Desrochers et al., 2012).
- La Formation de Mingan est composée d'une succession de grès et de shales, de calcaires fossilifères, de calcaires argileux dominés par des mudstones à *birdseyes*, de calcaires à bioclastes et de calcaires récifaux (Long et Copper, 1994).
- La Formation de Macasty est un shale siliceux, faiblement calcaireux et bitumineux (Globensky, 1993).

- La Formation de Vauréal est constituée de calcilutites et de calcisiltites interlitées de calcarénites et de mudstones calcaireux. Des niveaux de grès sont également présents au sommet de la formation dans la partie est de l'île (Long et Copper, 1987; Desrochers et Gauthier, 2009).
- La Formation d'Ellis Bay est située directement en-dessous de la limite Ordovicien-Silurien et montre une grande diversité de fossiles (Copper et Long, 1998). Elle est constituée de calcaires micritiques avec des concentrations importantes de mudstones calcaireux à l'ouest de l'île, et de micrites mêlées de grès carbonatés dans la partie est (Long et Copper, 1987; Desrochers et Gauthier, 2009; Desrochers et al., 2010).
- La Formation de Becscie consiste en des calcaires micritiques et des calcarénites (Long et Copper, 1994). On y distingue plus précisément des mudstones calcaireux, des calcilutites et des calcisiltites granoclassées à la base, et au sommet des calcarénites et des conglomérats calcaires intraformationnels (Sami et Desrochers, 1992; Desrochers et Gauthier, 2009).
- La Formation de Merrimack est une unité peu épaisse composée en majorité de mudstones calcaireux associés à des micrites et des calcarénites (Sami et Desrochers, 1992; Long et Copper, 1994).
- La Formation de Gun River est formée de dépôts successifs de shales verts ou de shales calcaireux (Copper et Long, 1998) associés à des calcarénites et des conglomérats calcaires intraformationnels. On note pour les faciès de cette formation une importante variabilité latérale entre l'est et l'ouest de l'île (Desrochers et Gauthier, 2009).
- La Formation de Jupiter comprend des mudstones calcaireux, des calcaires micritiques, des grainstones et quelques zones à conglomérats intraformationnels (Long et Copper, 1994). Des niveaux à biohermes et stromatoporoïdes sont également documentés dans cette unité.
- La Formation de Chicotte, enfin, termine la séquence du Llandovérien sur l'île d'Anticosti. Elle est constituée de grainstones à crinoïdes (Long et Copper, 1994) ainsi que de plusieurs niveaux comportant des biohermes à coraux et stromatoporoïdes (Desrochers et Gauthier, 2009). Une discordance intra-formationnelle (« discordance intra-Chicotte ») coïncide avec une variation eustatique du niveau marin (Desrochers, 2006).

5.1.3 Tectonique et géologie structurale

La séquence sédimentaire exposée à la surface de l'île d'Anticosti n'est presque pas affectée par les orogénies taconienne et acadienne qui ont déformé des unités d'âge équivalent dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, en Gaspésie, dans la partie marine du bassin d'Anticosti ainsi qu'à Terre-Neuve. Cependant, les données de forages, de sismique et de terrain montrent la présence d'un certain nombre de structures en surface et en sous-surface, notamment des failles normales, des réseaux de fractures naturelles et des plis ouverts. Deux dykes verticaux d'âge Jurassique associés à l'ouverture de l'océan Atlantique ont aussi été documentés le long de la côte nord de l'île (Bédard, 1992; Faure et al., 2006).

L'intégration de données de nature et d'échelles différentes a permis une analyse globale des déformations subies par la plate-forme d'Anticosti à partir de l'Ordovicien moyen et probablement jusqu'au Quaternaire (Bordet, 2007; Bordet et al., 2010). L'histoire précoce de la plate-forme apparaît ainsi liée à l'évolution tectonique du nord de la Gaspésie, dans la mesure où certaines des structures qui affectent les roches carbonatées de l'Ordovicien moyen au Silurien inférieur et les roches plus récentes

pourrait être attribué à la propagation des déformations acadiennes dans la plate-forme (Bordet et al., 2010).

Enfin des études de terrain portant sur la fracturation naturelle des roches en surface, réalisées dans le secteur ouest de l'île, ont permis d'identifier quatre familles de fractures dans les roches du Silurien inférieur, soit un système de fractures orthogonales N-S et E-O, une famille orientée N40–70 et une famille orientée N135–165. Des fractures irrégulières et orientées aléatoirement sont également observées (Bordet et al., 2010).

Les fractures orthogonales se sont formées lors de l'Acadien précoce, alors que des contraintes en extension étaient présentes dans la plate-forme au Silurien tardif-Dévonien précoce. Des failles normales visibles en surface dans la série du Silurien inférieur peuvent être associées à cet événement extensif. Les deux dernières familles de fractures peuvent être d'âge acadien (post-Dévonien précoce) ou jurassique. Les fractures irrégulières sont possiblement issues de l'érosion de la série sédimentaire du Silurien inférieur et plus jeune, ou peuvent résulter du rebond isostatique post-glaciaire quaternaire.

On ne dispose pas encore d'étude de fracturation sur le terrain à l'échelle régionale. Cependant à l'échelle régionale le patron de linéaments reconnu en surface semble cohérent avec les familles de fractures identifiées sur le terrain dans l'ouest de l'île (Bordet et al., 2010; Figure 33). Bien que l'orientation des linéaments identifiés en surface corresponde à celle de certaines failles taconiennes et des fractures acadiennes précoces, l'origine de ces systèmes de linéaments est attribuée à un événement tectonique postérieur au Silurien précoce. Il pourrait s'agir de l'ouverture de l'Océan Atlantique au Jurassique puisque des dykes de cet âge sont également observés sur l'île. Cet événement aurait ainsi pu réactiver d'anciennes fractures et failles taconiennes ou siluriennes.

Le cas de la Faille de Jupiter, une structure régionale majeure à l'échelle de l'île, permet d'illustrer les incertitudes qui demeurent associées à la chronologie de la réactivation des failles normales sur l'île d'Anticosti. Cette faille normale régionale inclinée vers le SE paraît se terminer à la base de la Formation de Vauréal d'après les données sismiques (Figure 34) et elle n'est pas reconnaissable sur le terrain en surface. Son tracé coïncide toutefois avec un linéament topographique régional important interprété par Bordet (2007) si bien que son extension jusqu'en surface est plausible, mais demeure incertaine. Des données récentes (Daoust et al., 2014) indiquent en outre qu'il existe une relation spatiale entre le tracé de la faille en surface (Figure 35) et la présence d'une source d'eau saline riche en méthane thermogénique (Source-de-Saumure-de-la-Chaloupe, localisée à la Figure 35). Ces données préliminaires ne permettent toutefois pas encore de confirmer l'origine exacte des fluides, ni s'il existe une relation génétique (pas seulement spatiale) entre la faille et la source.

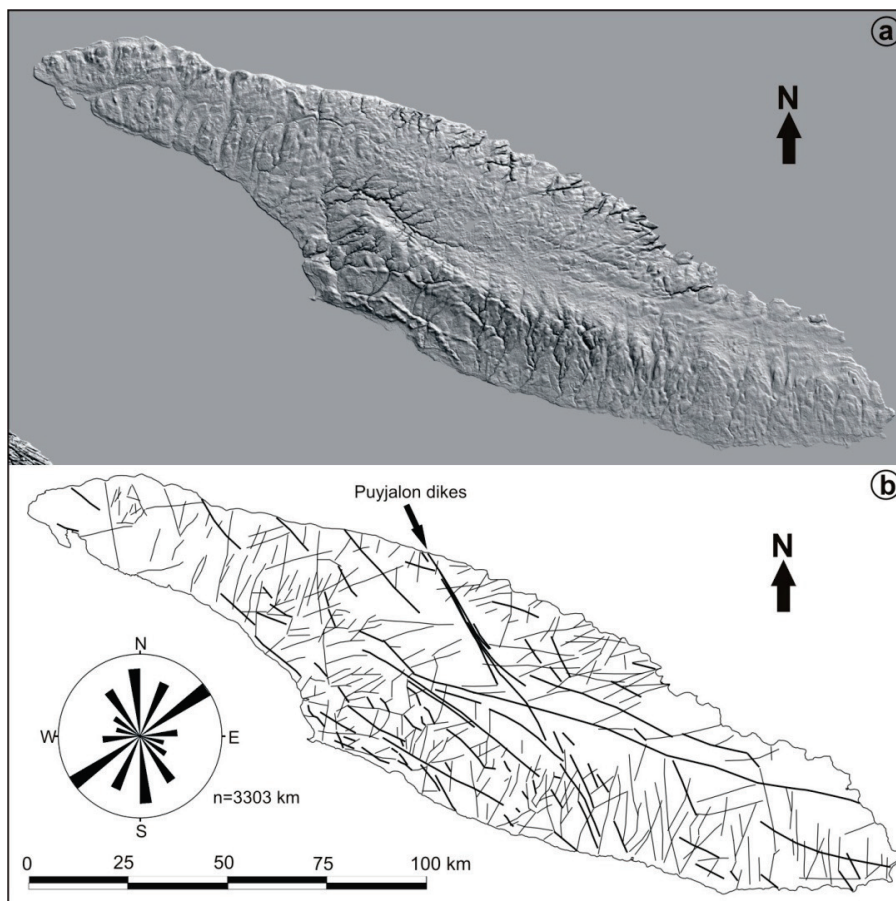


Figure 33 : Interprétation des linéaments topographiques pour l'île d'Anticosti.
Source : Bordet (2007).

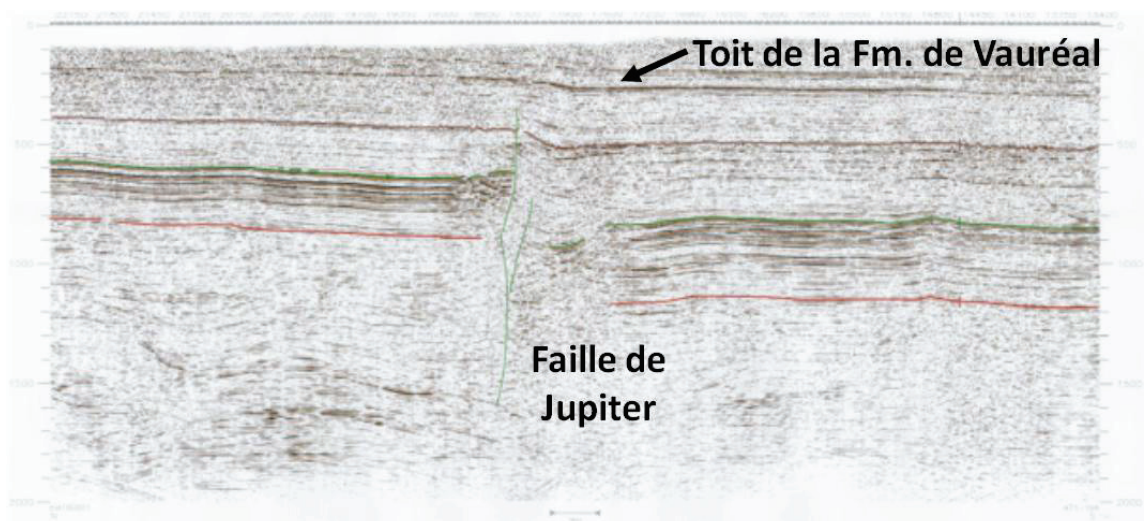


Figure 34 : Trace interprétée de la Faille de Jupiter en sismique.
La faille ne parait pas percer le toit de la Formation de Vauréal, dans lequel seul un pli est développé.
Source : Lavoie et al. (2007).

5.2 Potentiel en hydrocarbures de l'île d'Anticosti

5.2.1 Roches mères et maturation thermique

Une unique roche mère est identifiée à Anticosti, la Formation de Macasty. Il s'agit d'un shale noir, siliceux et bitumineux, qui n'affleure pas en surface mais est bien documenté en sous-surface à travers presque la totalité de l'île à l'exception de la partie extrême-orientale où la formation est absente (Figure 35). La Formation de Macasty est proche de la surface au nord-est de l'île (350m) et s'approfondit régulièrement vers le sud-ouest jusqu'à atteindre 2300m (Figure 35). Son épaisseur augmente d'est en ouest et du nord au sud de l'île avec une épaisseur maximale de 125m à l'extrémité occidentale (Figure 36). Une série de failles normales recoupe la plate-forme et, dans une moindre mesure, la Formation de Macasty sus-jacente mais n'a que peu d'influence sur la profondeur et l'épaisseur du shale à l'exception notable de la Faille de Jupiter (Figure 35) de part et d'autre de laquelle on observe un approfondissement de la formation, sans que cela ait une incidence sur les variations d'épaisseur du shale (Figure 36).

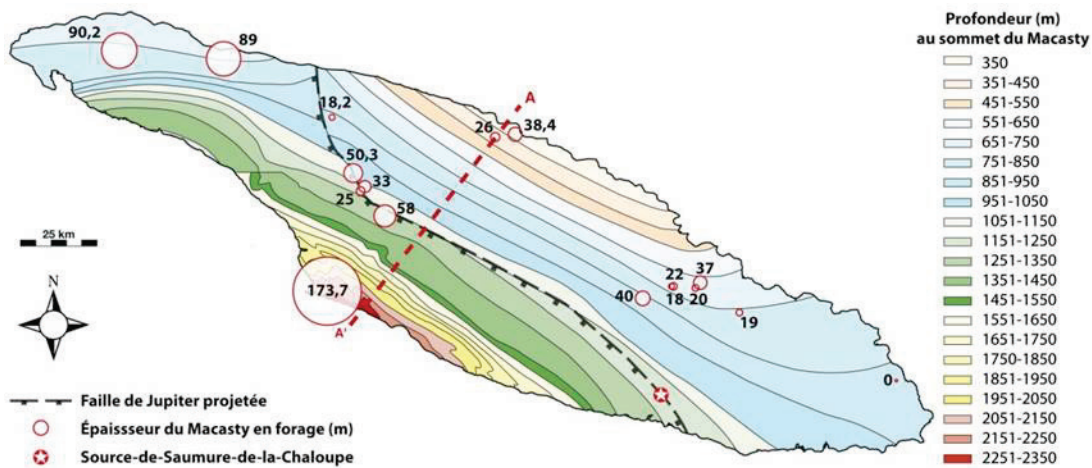


Figure 35 : Carte iso-contour de la profondeur du toit de la Formation de Macasty établie à partir des données de forage (Daoust et al., 2014).

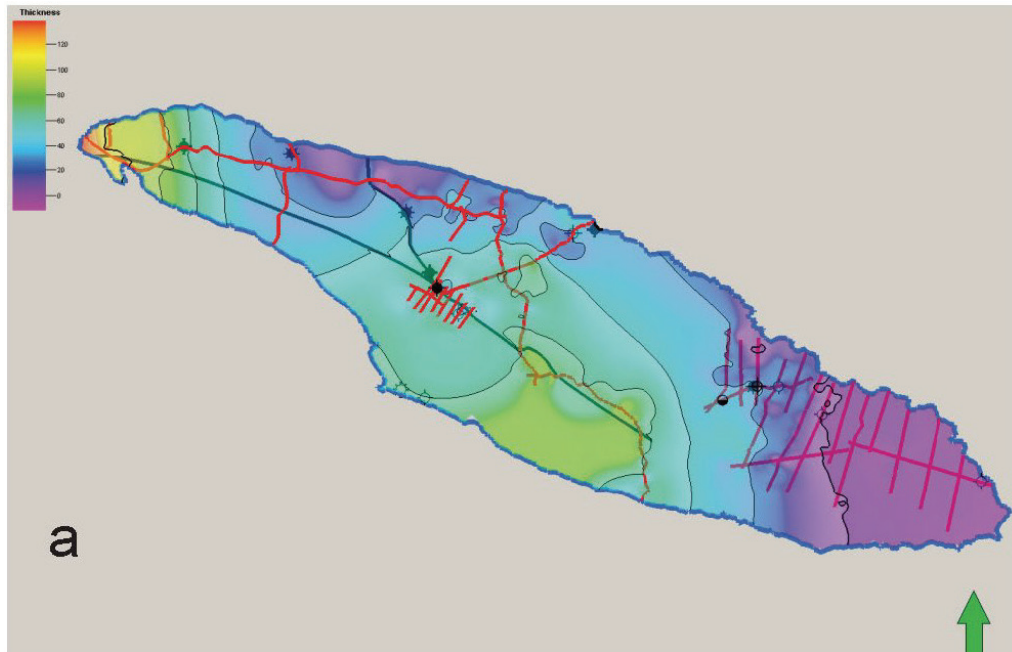


Figure 36 : Carte isopache de l'épaisseur de la Formation de Macasty établie à partir des données de forage (Sproule, 2011).

Les caractéristiques roche mère de la formation sont relativement bien connues grâce aux études réalisées à partir des déblais des forages pétroliers et gaziers (Bertrand, 1990; Lavoie et al., 2007; Lavoie et al., 2011). Le kérogène présent dans la Formation de Macasty est de type II et présente donc un potentiel en pétrole et en gaz. L'analyse d'échantillons recueillis en sondage indique par ailleurs que le pétrole titre 35° API et plus dans un puits au moins (Martel, 2011). Les valeurs de COT varient régionalement de 0,48 % à 4,11 % (Figure 37) et des données récentes de forages pétroliers ou stratigraphiques suggèrent que le COT peut s'élever jusqu'à 5,74 % (Martel, 2012; Pétrolia, 2011a) voire 7,52 % (Granger et al., 2013). Enfin la teneur relativement élevée en hydrocarbures permet de qualifier la qualité de la roche mère de bonne (Lavoie et al., 2007 et Figure 38).

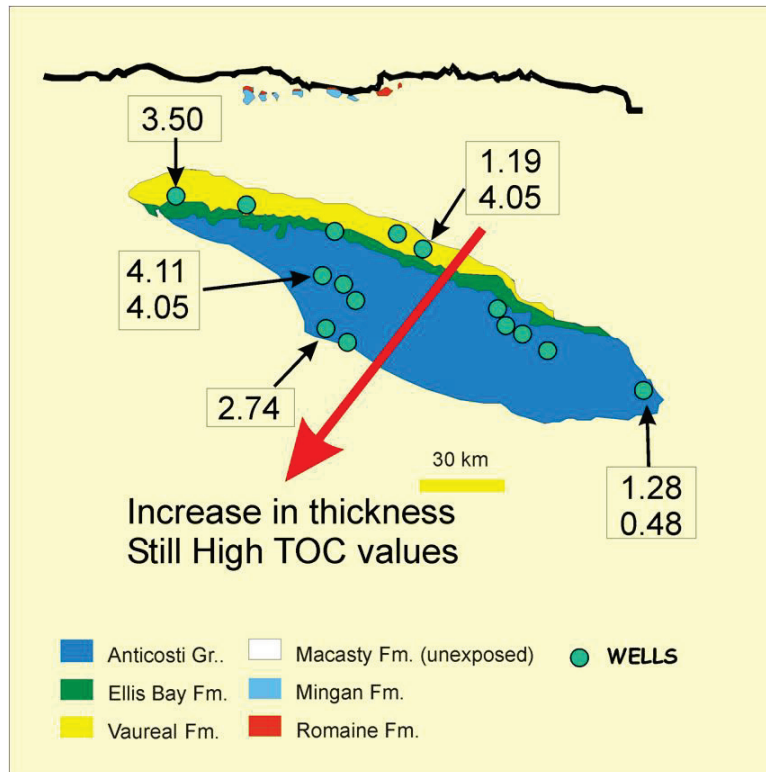


Figure 37 : Variation de la teneur en COT pour la Formation de Macasty établie à partir des déblais de forage; le fond cartographique correspond à la géologie de surface (Lavoie et al., 2007).

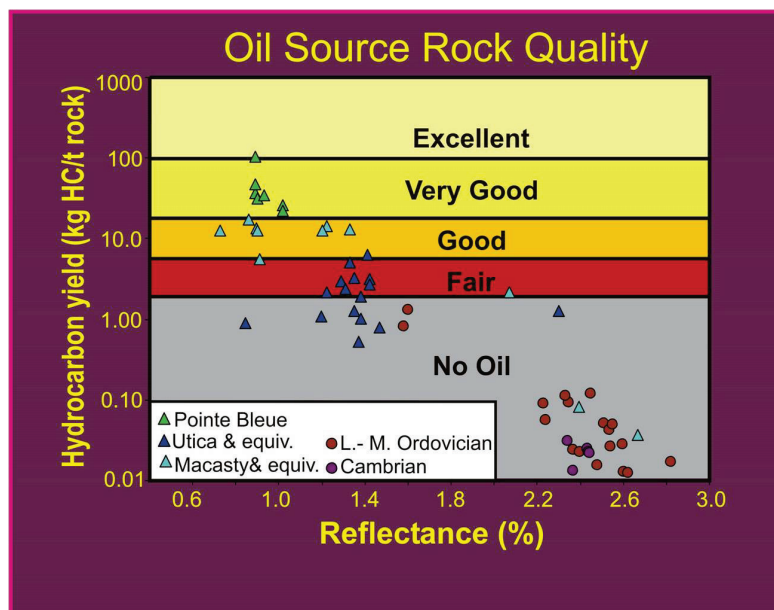


Figure 38 : Qualité de la roche mère appréciée sur la base de la relation entre son degré de maturité (ici la réflectance) et sa charge en hydrocarbures (ici exprimée en kg par tonne). Figure tirée de Lavoie et al. (2007).

Le degré de maturation thermique de la Formation de Macasty paraît également bien contraint sur la base des travaux précités (Bertrand, 1990; Lavoie et al., 2007; Lavoie et al., 2011), même si des données nouvelles semblent venir modifier en partie la cartographie régionale de la maturation (Figure 39). L'estimation quantitative de ce degré de maturation est tributaire des calibrations retenues par l'analyste ou le laboratoire en charge des analyses. Pour cette raison certains résultats récents (Figure 39C) diffèrent sensiblement des autres modèles régionaux (Figures 39A et 39B ainsi que Chi et al., 2010 pour lequel aucune figure n'est disponible). De manière qualitative et conservatrice, toutes les études s'accordent cependant sur le fait que le degré de maturation thermique est directement corrélé à la profondeur d'enfouissement maximale de la Formation de Macasty, que la maturation est minimale le long de la côte nord-est de l'île et qu'elle s'accroît régulièrement vers le sud-ouest (Figure 39).

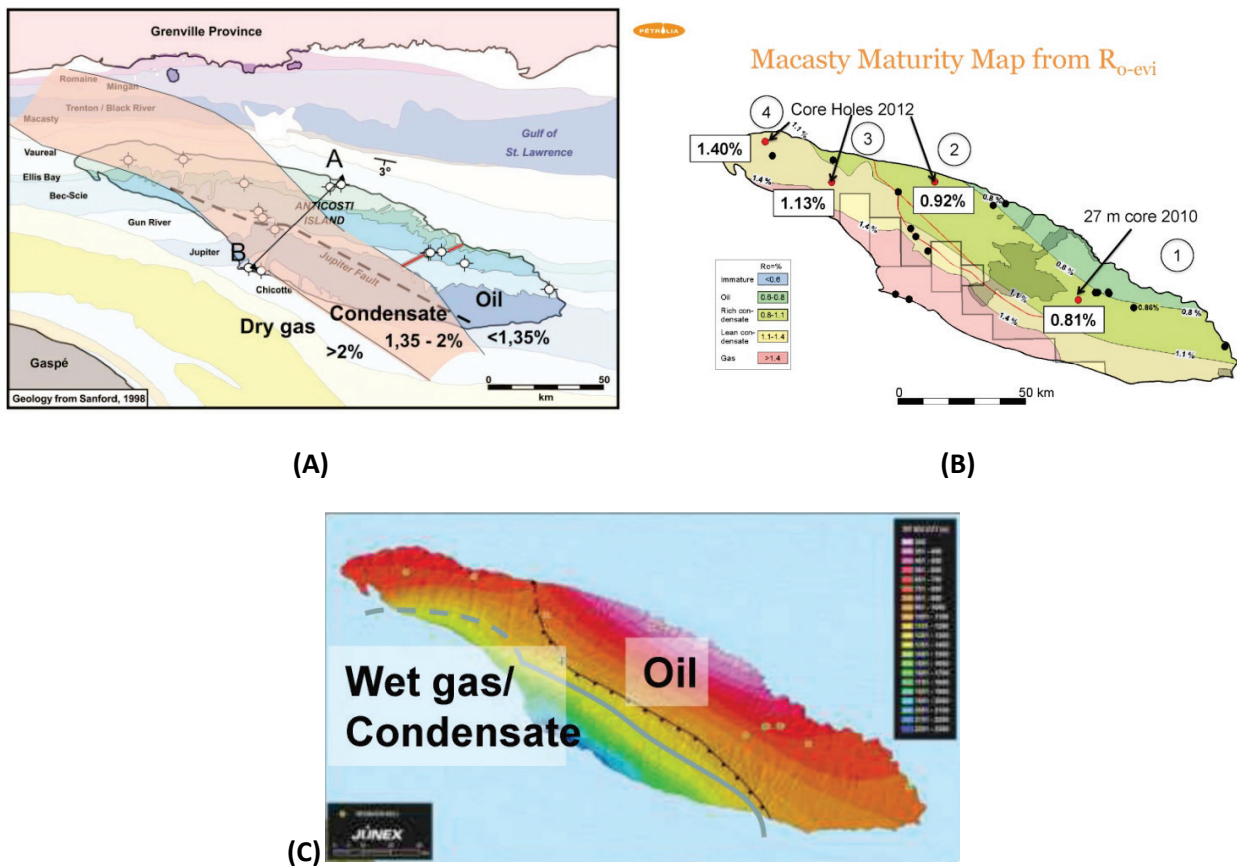


Figure 39 : Stades de génération des hydrocarbures (maturité thermique) de la Formation de Macasty estimés à partir des déblais de forage selon trois auteurs : A) Lavoie et al. (2013) distinguent trois zones, soit huile, condensats (bande rose sur la carte) et gaz secs. B) Granger et al. (2013) distinguent les mêmes zones (les condensats étant représentés en vert pâle et en jaune sur la carte) mais réduisent les dimensions de la zone dans la fenêtre à huile et accordent une place plus importante à la zone à gaz secs. C) Marcil et al. (2013) enfin, distinguent un vaste domaine dans la fenêtre à huile et un domaine plus restreint dans la zone à condensats, la Formation de Macasty n'étant nulle part dans la zone à gaz secs au sein de l'île selon ces auteurs.

5.2.2 Principaux types de *plays*

Lavoie et al. (2009) et Duchaine (2010) identifient trois types de *plays* principaux : les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (*play A*, Figure 40), celles de l'Ordovicien moyen à supérieur (*play B*, Figure 40) et les flysch de l'Ordovicien et du Silurien (*play C*, Figure 40). Deux *plays* supplémentaires sont également considérés ici : les calcaires récifaux de l'Ordovicien supérieur et du Silurien (*play D*, Figure 40) et les shales de l'Ordovicien supérieur (*play E*, Figure 40). L'aire de distribution de chacun de ces *plays* recouvre la presque totalité de l'île, de sorte qu'aucune carte de répartition n'est présentée ici.

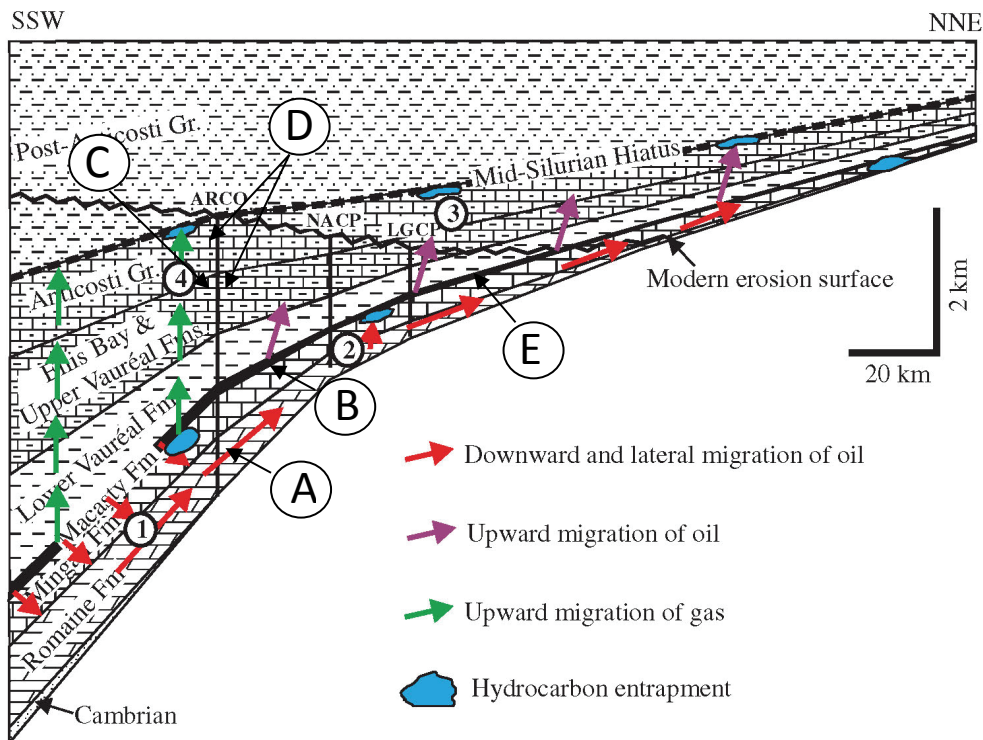


Figure 40 : Schéma conceptuel de l'architecture sédimentaire de l'île d'Anticosti illustrant les possibles directions de migration des hydrocarbures à partir de la Formation de Macasty (Chi et al., 2010). La localisation conceptuelle des *plays* considérés dans le présent rapport est identifiée par des lettres.

- Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (*play A*, Figure 40), correspondent à la Formation de Romaine, qui est un équivalent latéral au Groupe de Beekmantown dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Ces unités carbonatées sont généralement bien cimentées et caractérisées par de très faibles valeurs de perméabilité et de porosité, mais des phénomènes régionaux de dolomitisation précoce ont pu localement contribuer à créer une porosité secondaire propice à la circulation ultérieure de fluides hydrothermaux dolomitisateurs (Chi et Lavoie, 2001). Hu et Lavoie (2008) rapportent notamment des valeurs de porosité supérieures à 9 % et des perméabilités supérieures à 10 mD. Dans ce type de piège diagénétique, la couverture est assurée par l'imperméabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitisée. Chi

- et al. (2010) ont montré que les hydrocarbures peuvent migrer vers des réservoirs sous-jacents dans certaines conditions, notamment dans le cas de l'île d'Anticosti (Figure 40).
- Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur (*play B*, Figure 40), correspondent à la Formation de Mingan, qui est un équivalent latéral au Groupe de Trenton dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Si ces unités carbonatées sont généralement bien cimentées et caractérisées par de très faibles valeurs de perméabilité et de porosité, la qualité du réservoir peut localement être améliorée par dolomitisation hydrothermale. Hu et Lavoie (2008) rapportent notamment des valeurs de porosité allant jusqu'à 9 % et des perméabilités supérieures à 1 mD. La couverture est ici assurée par la présence des shales imperméables de la Formation de Macasty. Dans ce type de piège diagénétique, la couverture est également assurée par l'imperméabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitisée, mais des phénomènes tectoniques ultérieurs peuvent compromettre l'intégrité de cette couverture, particulièrement dans le cas où les failles de socle se propagent vers le haut au-delà de la Formation de Macasty. Chi et al. (2010) ont montré que les hydrocarbures peuvent migrer vers des réservoirs sous-jacents dans certaines conditions, notamment dans le cas de l'île d'Anticosti (Figure 40).
 - Les flysch de l'Ordovicien et du Silurien (*play C*, Figure 40) correspondent ici aux grès présents dans la Formation de Vauréal. Il s'agit d'un *play* conceptuel et on ne dispose que de très peu d'informations sur le sujet. Dans ce type de *play* des pièges stratigraphiques (biseaux) ont pu se développer et sont enchâssés dans des mudstones peu perméables qui en assurent la couverture.
 - Les calcaires récifaux de l'Ordovicien supérieur et du Silurien (*play D*, Figure 40) correspondent aux formations d'Ellis Bay, de Jupiter et de Chicotte. On dispose encore de très peu d'information sur les propriétés réservoir de ces unités, mais des échantillons de surface suggèrent qu'une porosité et une perméabilité appréciables peuvent se développer dans certaines unités (jusqu'à 9,5 % de porosité et 11,4 mD pour la Formation de Chicotte; Lavoie, 2009).
 - Les shales de l'Ordovicien supérieur (*play E*, Figure 40) correspondent à la Formation de Macasty considérée ici comme un réservoir non conventionnel de type shale. Si la distribution et l'épaisseur, de même que les caractéristiques roche mère de cette formation sont relativement bien connues (voir ci-dessus), on possède encore très peu d'informations sur les autres propriétés de ce shale pris dans l'acception d'un réservoir non conventionnel. Des données éparses commencent cependant à être disponibles, notamment en ce qui a trait à la porosité et la perméabilité du shale qui pourraient varier de 2,4 % à 8,6 % et de 197 à 739 mD, respectivement (Martel, 2012; Marcil et al., 2013). La minéralogie indique un shale siliceux avec une proportion de calcaire modérée et une faible proportion d'argiles (Boudreau et al., 2011; Martel, 2012; Marcil et al., 2013). Ces valeurs proviennent toutefois d'une quantité limitée d'échantillons. Dans ce type de *play* la couverture est assurée en partie par le shale lui-même et surtout par la nature argileuse des formations sus-jacentes (Formation de Vauréal). Les failles normales développées dans la plate-forme, si elles se propagent au-delà du shale, peuvent localement compromettre l'intégrité de la couverture.

5.2.3 Degré d'avancement de l'exploration

Seul un nombre restreint de puits profonds ont été forés sur l'île d'Anticosti (Figure 41) et, s'ils couvrent l'essentiel du territoire de l'île à l'exception du secteur sud-est, leur faible densité témoigne du faible degré d'avancement de l'exploration dans ce secteur. Ces forages ont pour l'essentiel été réalisés dans les années 1960-1970 puis de nouveau à partir des années 2000 (Figure 42). Une série de forages stratigraphiques a été réalisée depuis 2010 et une nouvelle campagne est en cours, qui devrait s'achever en 2015 (Figure 43).

La couverture sismique est localement dense mais demeure globalement faible à l'échelle de l'île, en particulier dans la région centrale (Figure 44). L'essentiel des lignes sismiques demeure confidentiel à l'exception d'une partie des lignes (anciennes) de la région occidentale. Près des deux tiers des lignes sismiques sont récentes (enregistrées entre 1998 et 2003) et de bonne qualité (Figure 45). La couverture des levés magnétiques et gravimétriques est complète pour l'île mais présente en général un faible degré de résolution.

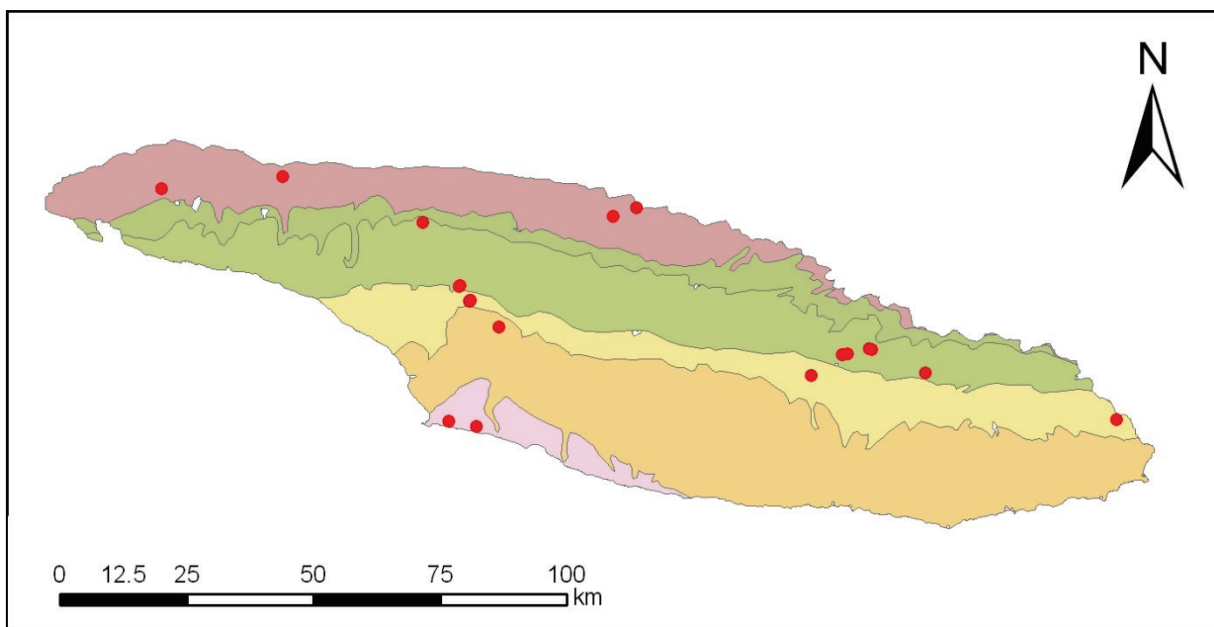


Figure 41 : Carte de localisation des puits forés sur l'île d'Anticosti depuis 1962.

Source : Base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

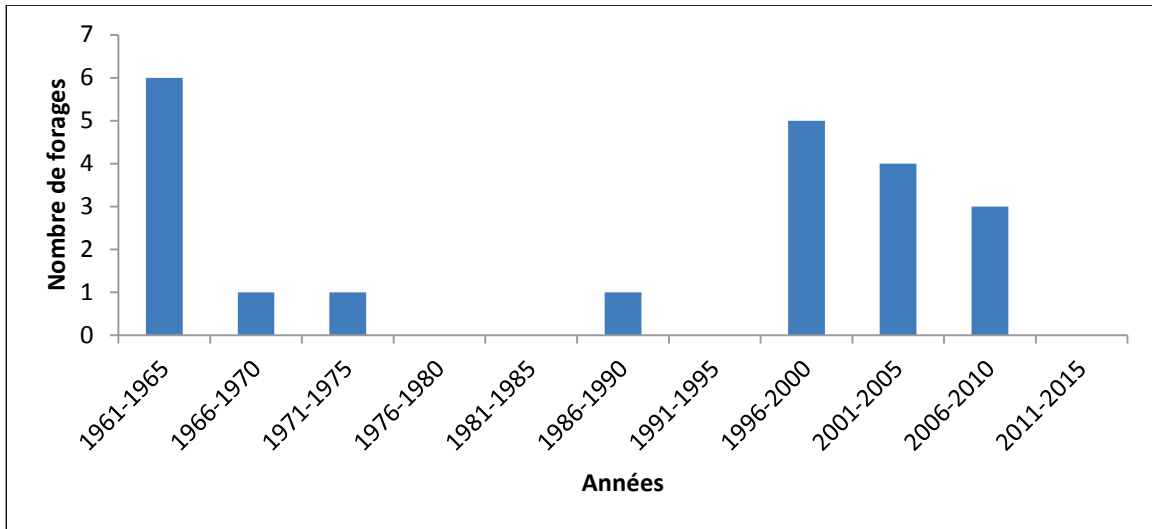


Figure 42 : Nombre de forages complétés sur l'île d'Anticosti entre 1962 et 2010.
 Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

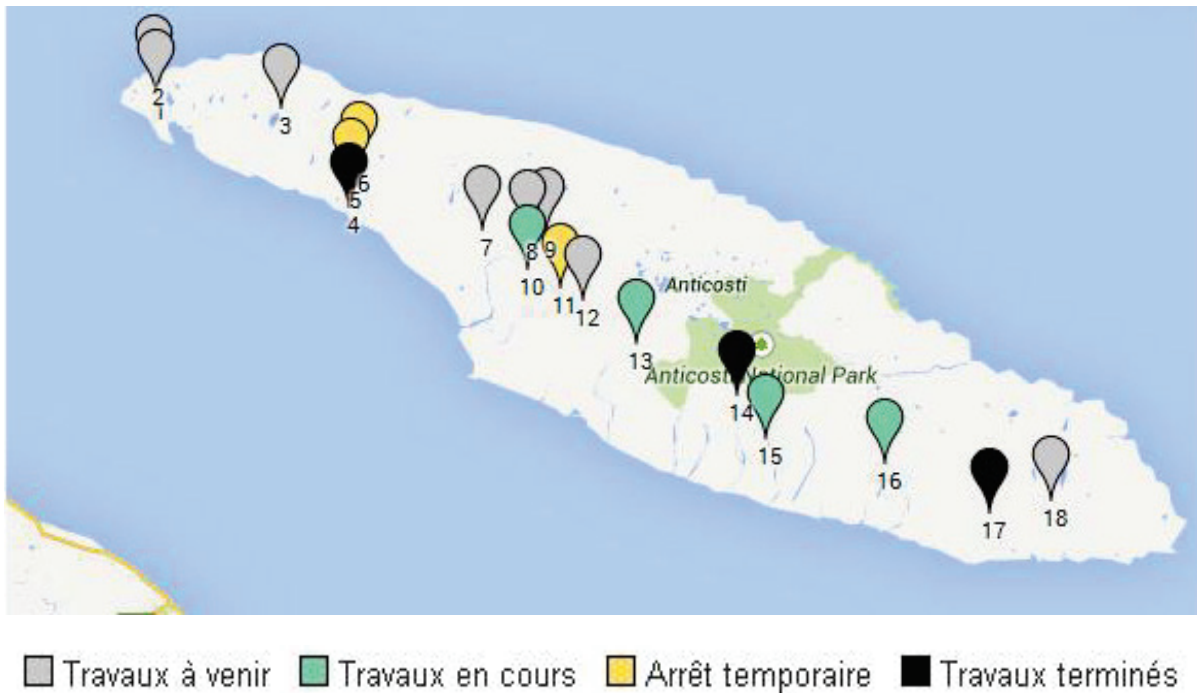


Figure 43 : Carte de localisation des forages stratigraphiques réalisés ou prévus en 2014 et 2015 sur l'île d'Anticosti (source : Gouvernement du Québec, 2014).

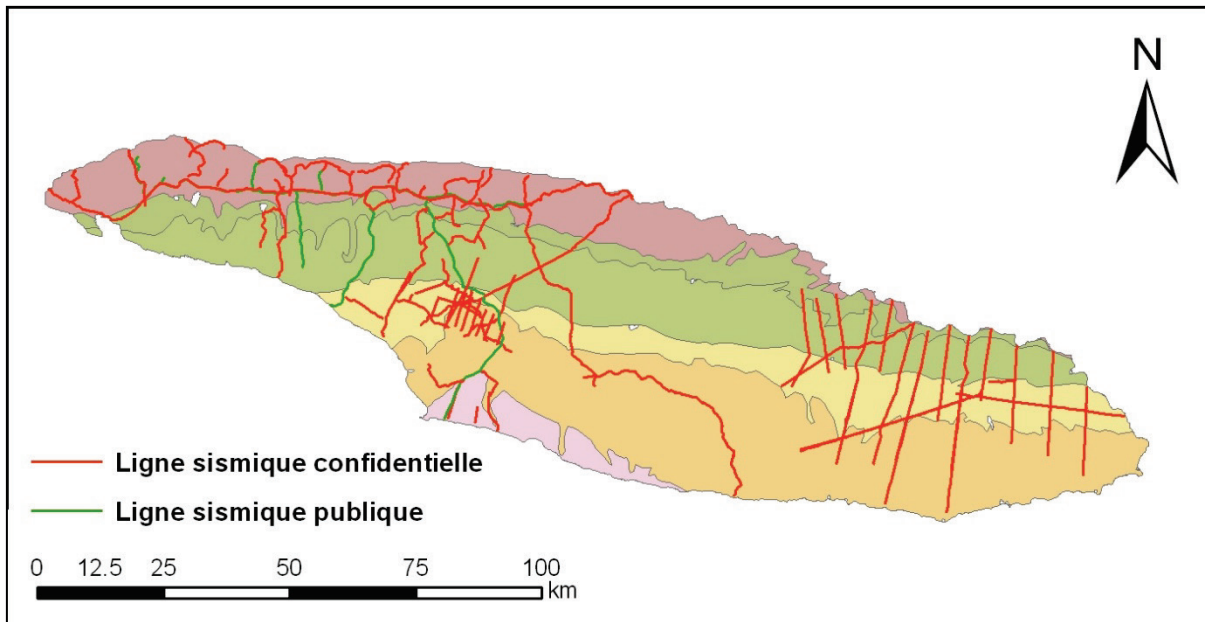


Figure 44 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti depuis 1963.
Source : Base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

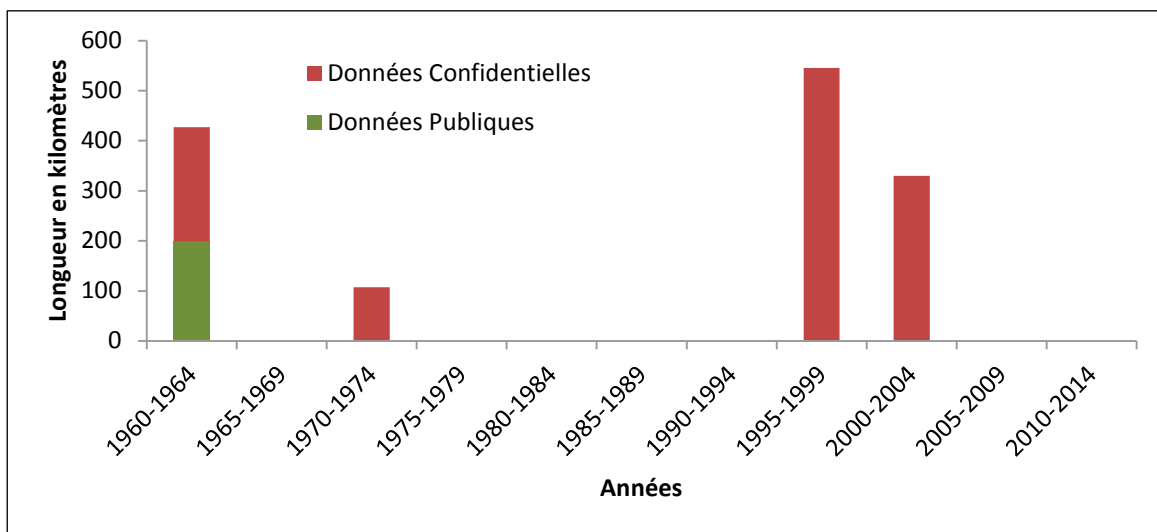


Figure 45 : Longueur de lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti entre 1963 et 2003.
Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

5.2.4 Historique des modèles d'exploration

Les premiers forages réalisés sur l'île d'Anticosti remontent aux années 1960 (Figure 42), avec six forages effectués entre 1962 et 1965 supportés par des campagnes de levés sismiques en 1963 et 1964 (Figure 45). Cette première phase d'exploration n'a porté que sur la partie occidentale de l'île. Le modèle d'exploration reposait sur des corrélations stratigraphiques établies avec les Basses-Terres du Saint-Laurent et les cibles consistaient principalement dans les formations carbonatées de Mingan et Romaine.

Des indices de pétrole et de gaz ont presque toujours été observés dans ces puits, qui ont en outre permis de confirmer la présence d'une roche mère dans ce bassin : la Formation de Macasty n'affleurant pas à la surface de l'île, son existence demeurerait spéculative et établie sur la seule base de corrélations stratigraphiques spéculatives avant la réalisation des premiers forages.

Une période de quiescence a succédé à cette première phase d'exploration, au cours de laquelle seuls trois puits ont été forés et une centaine de kilomètres linéaires de sismique ont été enregistrés entre 1970 et 1987 (Figures 42 et 45, respectivement). Bien que de faible intensité et réalisés suivant les concepts d'exploration antérieurs, ces travaux ont cependant eu le mérite d'avoir étendu l'exploration aux secteurs central et oriental de l'île et de permettre de mieux comprendre la nature du bassin, en particulier grâce à deux puits forés jusqu'au socle précambrien, achevant ainsi de documenter la stratigraphie de la région.

Le développement d'un nouveau modèle d'exploration, ciblant toujours les formations de Mingan et Romaine mais cette fois-ci orienté vers la recherche de réservoirs dolomités par la circulation de fluides hydrothermaux le long des failles de socle, a contribué au renouveau de l'exploration sur l'île dans les années 1990 et 2000. Douze puits ont ainsi été forés dans le centre et l'est de l'île entre 1998 et 2010, supportés par des campagnes de levés sismiques entre 1996 et 2003. Ces efforts ont permis de confirmer la validité du modèle d'exploration dans la mesure où des réservoirs dolomités ont été identifiés dans la Formation de Mingan. Cependant les réservoirs découverts contenaient essentiellement de l'eau salée.

Les demi-succès enregistrés dans les années 2000 avec le modèle reposant sur la dolomitisation hydrothermale ont été occultés tout récemment par le recentrage des objectifs d'exploration sur les *plays* non conventionnels. Un forage réalisé en 2010 et dédié aux dolomies hydrothermales de la Formation de Mingan a ainsi fait l'objet d'un programme d'échantillonnage et d'analyse dans le but de mettre en évidence le potentiel pétrolier des shales de la Formation de Macasty. C'est ce type de *play* qui est maintenant activement étudié sur l'île d'Anticosti, notamment par le biais de forages stratigraphiques réalisés en 2010 et 2014 (Figure 43). Une campagne de forages stratigraphiques devrait continuer jusqu'en 2015, au terme de laquelle un projet pilote pourrait être développé dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique spécifique à Anticosti pour tester la faisabilité technologique de l'extraction des hydrocarbures à partir de la Formation de Macasty (Gouvernement du Québec, 2014).

5.2.5 Estimation de la ressource en place

Des estimations de la ressource sont disponibles pour les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (*play* A) et de l'Ordovicien supérieur (*play* B) ainsi que pour les shales de l'Ordovicien supérieur (*play* E). Les deux premiers *plays* ont été estimés par la CGC (Lavoie et al., 2009) sur la base de corrélations avec des réservoirs découverts en dehors de la zone d'intérêt. Dans le cas des shales les estimations disponibles ont été réalisées par des tiers indépendants pour le compte des opérateurs et à partir des données fournies par ceux-ci (Pétrolia, 2011b; Junex, 2011b).

5.2.5.1 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (play A)

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* (selon Lavoie et al., 2009) et la superficie concernée pour l'île d'Anticosti, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans la Formation de Romaine pour le *play* A sur l'île d'Anticosti.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $483 \times 10^6 \text{ m}^3$ (17×10^9 pieds cube) pour le gaz et $3,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($22,6 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à Anticosti mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment les Basses-Terres du Saint-Laurent.

5.2.5.2 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur (play B)

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien supérieur a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* (on Lavoie et al., 2009) et la superficie concernée pour l'île d'Anticosti, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans la Formation de Mingan pour le *play* B sur l'île d'Anticosti.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $2,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ (103×10^9 pieds cube) pour le gaz et $6,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($40,7 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à Anticosti mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment les Basses-Terres du Saint-Laurent et l'Ontario.

5.2.5.3 Les shales de l'Ordovicien supérieur (play E)

Deux estimés de ressource pour la Formation de Macasty sur l'île d'Anticosti ont été établis par des tiers indépendants et publiés en 2011 (Pétrolia, 2011b; Junex, 2011b). La première estimation (Pétrolia, 2011b) avance un volume médian (P50) de pétrole initialement en place, non-découvert, de $30,9 \times 10^9$ barils pour les permis d'exploration détenus à l'époque par Pétrolia ou dans lesquels la compagnie détenait un intérêt, soit environ $6\,195 \text{ km}^2$. La seconde estimation (Junex, 2011b) avance un volume médian (P50) de pétrole initialement en place, non-découvert, de $12,2 \times 10^9$ barils pour les permis d'exploration détenus par Junex, soit environ 944 km^2 .

Les deux estimations combinées couvrent 99% du territoire ouvert à l'exploration sur l'île d'Anticosti et leur sommation devrait permettre d'estimer en première approximation le volume de pétrole initialement en place pour l'ensemble de l'île. Cette approximation n'apparaît toutefois pas recevable en l'état actuel des connaissances, en raison de la divergence marquée qui est observée entre les résultats des deux estimations. En effet si l'on rapporte les volumes médians de pétrole initialement en place à la superficie de l'île, les volumes estimés pour l'île entière varient presque du simple au double, soit $16,3 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($102,4 \times 10^9$ barils) dans le cas de Junex (2011b) et $6,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($43,6 \times 10^9$ barils) dans le cas de Pétrolia (2011b).

5.3 Discussion

La divergence entre les deux estimations disponibles pour le volume d'hydrocarbures en place dans la Formation de Macasty ne semble pas justifiée ici par l'hétérogénéité naturelle du réservoir, bien que celle-ci soit réelle à l'échelle régionale et ne doive pas être négligée. Dans les deux cas en effet, les informations disponibles pour réaliser les estimations, en particulier les diagraphies et déblais de forages, étaient sensiblement identiques et également accessibles aux deux partis, à quelques exceptions notables près telles des lignes sismiques 2D confidentielles ou les données de deux puits forés en 2010 par Corridor et Pétria et demeurés confidentiels jusqu'en 2013. Le corpus de données accessibles étant relativement identique dans les deux cas, la divergence entre les deux estimations paraît donc principalement explicable par des différences méthodologiques. Il serait hasardeux d'élaborer plus en profondeur sur ces possibles différences méthodologiques sans avoir accès au détail des analyses qui ont été réalisées dans chacun des cas, même si certains éléments d'information importants ont été publiés depuis (Granger et al., 2013; Marcil et al., 2013). Il apparaît ainsi que la différence méthodologique fondamentale repose sur la sélection des données de maturation thermique de la Formation de Macasty et, *a fortiori*, sur le choix de la méthode d'analyse qui a produit ces données. Dans le cas présent, les deux jeux de données utilisés paraissent irréconciliables.

Au vu des incertitudes qui pèsent encore sur la nature et la quantité des hydrocarbures initialement en place dans la Formation de Macasty sur l'île d'Anticosti, il n'apparaît pas pertinent ici de discuter plus avant de la distribution régionale de ces volumes potentiels. Il convient toutefois de rappeler que tous les auteurs s'accordent sur le fait que l'accroissement du degré de maturation thermique de la roche mère est corrélé à l'approfondissement de cette formation du nord vers le sud de l'île, et que la proportion de la fraction gazeuse croît vers le sud.

Une évaluation consensuelle de la ressource en place dans la Formation de Macasty reste donc à faire à l'échelle régionale. Cette évaluation sera nécessairement limitée par la quantité d'informations disponibles, en particulier le nombre limité de forages réalisés sur l'île, mais ces incertitudes s'inscrivent dans le processus normal des premières étapes d'exploration d'un nouveau bassin pour des réservoirs non conventionnels. Surtout, le caractère consensuel de cette évaluation régionale impliquera au minimum que le choix du modèle de maturation thermique utilisé soit clarifié au préalable.

Dans un contexte d'exploration pour le pétrole et le gaz de shale dans la Formation de Macasty, il apparaît également nécessaire d'acquérir une bonne connaissance des propriétés géologiques et hydrogéologiques des unités sus-jacentes au shale destiné à être stimulé par fracturation hydraulique. Dans cette optique une revue de synthèse comparable à celle déjà réalisée pour le Shale d'Utica (voir *supra*) pourrait servir de base aux études spécialisées (hydrogéologiques, géomécaniques, etc.) et en accélérer la production.

Enfin il convient de rappeler le potentiel en hydrocarbures des *plays* conventionnels identifiés sur l'île d'Anticosti. Ce potentiel est pour l'instant occulté par l'identification d'un *play* non conventionnel comme c'est le cas dans d'autres régions (Basses-Terres du Saint-Laurent au Québec, Pennsylvanie et Ohio dans le nord-est des États-Unis, etc.), mais des indicateurs réels de ce potentiel ont été documentés

par le passé et il est possible que les efforts récents et futurs d'exploration pour la Formation de Macasty pourront contribuer à mettre en valeur le potentiel conventionnel de l'île.

6. Région géologique F – Bas-Saint-Laurent

6.1 Géologie du Bas-Saint-Laurent

6.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional

La région du Bas-Saint-Laurent a été structurée par deux principales orogénies : l'orogénie taconienne, à la fin de l'Ordovicien et l'orogénie acadienne, au milieu du Dévonien. Il en découle que la région est formée de deux grands ensembles, la ceinture taconienne, au nord, et la ceinture acadienne, au sud de la région. La ceinture acadienne de la région du Bas-Saint-Laurent fait partie de la ceinture de Gaspésie des Appalaches canadiennes (Bourque et al., 1995). 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 Gaspésie (Bourque et al., 2001; Bourque, 2001; Malo, 2001; Pinet, 2011).

La ceinture taconienne dans la région est constituée principalement d'un empilement de nappes composées de roches d'âge Néoprotérozoïque supérieur à Ordovicien supérieur. La ceinture de Gaspésie est moins déformée et constituée d'une succession autochtone de roches de l'Ordovicien supérieur au Dévonien moyen.

Dans le segment appalachien de la région du Bas-Saint-Laurent, les roches du Paléozoïque inférieur (le Cambro-Ordovicien) font partie des zones de Humber et de Dunnage (voir *infra*). La zone de Humber représente l'ancienne marge passive continentale sud-orientale de Laurentia. Les roches de la zone de Humber sont des basaltes et arkoses de rift du Cambrien, des sédiments du Cambrien à l'Ordovicien moyen de la pente et du glacis continental de cette marge passive. Les roches de la zone de Dunnage représentent les vestiges du domaine océanique ordovicien de l'océan Iapetus. Ce sont des roches volcaniques, des turbidites du bassin d'avant-arc, des shales et des mélanges, des ophiolites et des écaillés de roches ultramafiques. Les roches du Paléozoïque moyen (le Siluro-Dévonien) font partie de la ceinture de Gaspésie dont l'âge s'étend dans la région de l'Ordovicien tardif au Dévonien 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-dévonienne ont été déformées principalement par l'orogénie acadienne. L'orogénie salinique a engendré une discordance à la fin du Silurien dans les roches de la ceinture de Gaspésie.

6.1.2 Stratigraphie et sédimentologie

6.1.2.1 La zone de Humber-Dunnage

La zone de Humber-Dunnage dans la région du Bas-Saint-Laurent est composée d'un ensemble de nappes, chacune possédant sa stratigraphie propre. Il s'agit principalement des nappes de Richardson et de Boyer. Elles sont composées de roches corrélatives à celles des nappes de Shickshock et de la Rivière Sainte-Anne dont l'âge varie du Cambrien précoce à l'Ordovicien moyen. Elles ont enregistré la plus

grande partie de l'histoire sédimentaire cambro-ordovicienne de la marge de Laurentia, la phase de rifting (roches volcaniques et grès arkosiques du Groupe de Caldwell et de la Montagne de Saint-Anselme) et de prisme de marge passive représenté par les grès, mudstones, siltstones et conglomérats du Groupe de Saint-Roch, des formations de Saint-Damase et Kamouraska/Rivière-du-Loup du Groupe de Trois-Pistoles, et de la Formations de Rivière Ouelle (Lavoie et al., 2003). Les grès verts en bancs épais et massifs représentant les dépôts syn-orogéniques taconiens sont présents au sommet de la séquence taconienne (Formation de Tourelle). La Figure 46 présente un résumé des principales unités lithostratigraphiques développées dans la région et la Figure 47 en illustre la distribution à l'échelle régionale.

Le mélange de Cap Chat est présent dans la région à l'extrémité orientale de la région. C'est une unité chaotique composée de blocs de toute taille, jusqu'à plus d'un kilomètre de longueur, dans une matrice silicoclastique fine.

Des écailles de la plate-forme cambrienne(?) - ordovicienne sont tectoniquement intercalées dans des nappes taconiennes qui n'affleurent pas, mais leur présence est documentée sur les profils sismiques (Morin et Laliberté, 2002; Pinet et al., 2014).

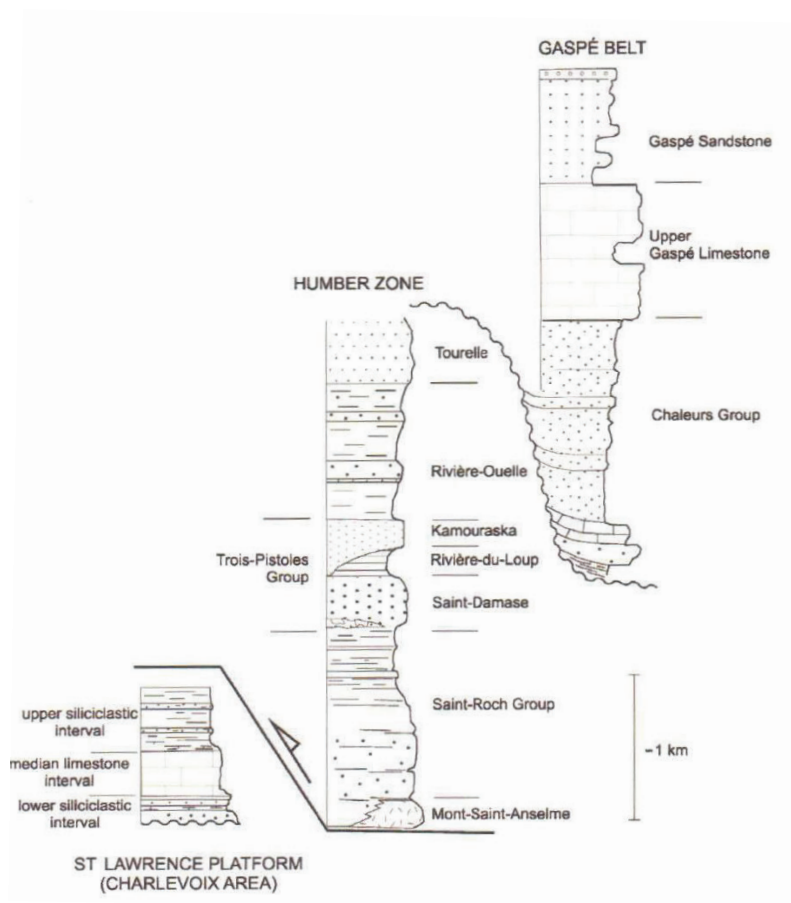


Figure 46 : Schéma lithostratigraphique simplifié du Bas-Saint-Laurent.
Source : Pinet et al. (2014).

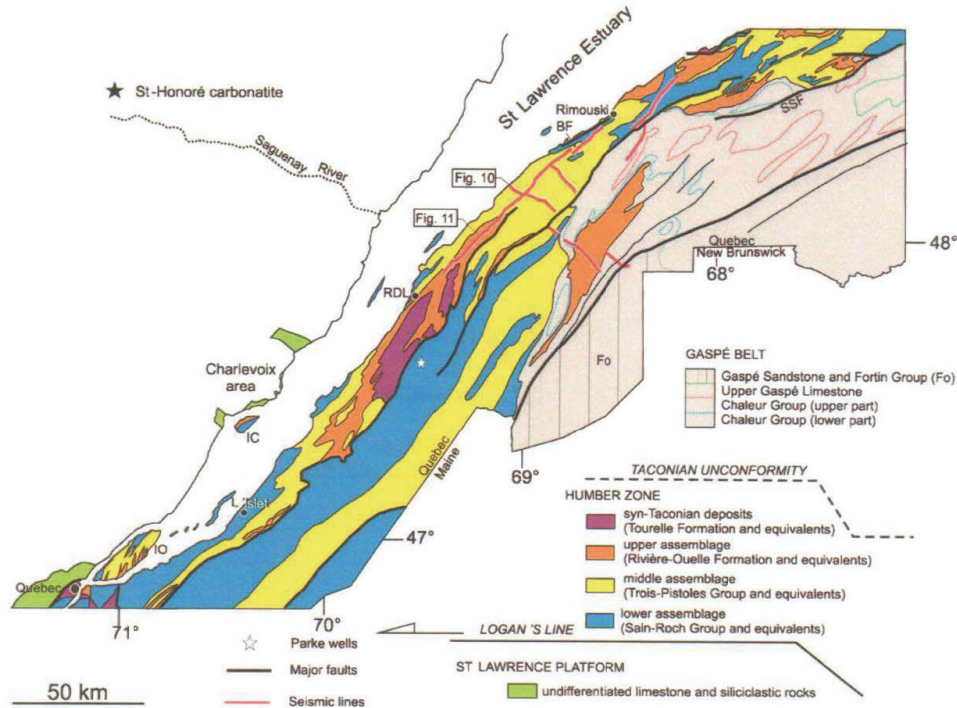


Figure 47 : Carte géologique simplifiée du Bas-Saint-Laurent.
Source : Pinet et al. (2014).

6.1.2.2 La ceinture de Gaspésie

Les roches de la ceinture de Gaspésie s'étendent de l'Ordovicien supérieur (Caradoc) au Dévonien supérieur (Frasnien). La Figure 47 illustre la distribution des unités siluro-dévonienne dans le Bas-Saint-Laurent et la Figure 46 présente une vue d'ensemble de la stratigraphie de ces unités en Gaspésie et dans la région du Bas-Saint-Laurent.

Les silicoclastites d'eau profonde du groupe de Cabano, d'âge Ordovicien supérieur - Silurien inférieur (Caradoc-Llandovery) sont composées de grès lithiques et conglomérats turbiditiques interstratifiés de siltstone et mudstone. C'est un équivalent en temps à l'ensemble des groupes d'Honorat et de Matapédia de la Gaspésie, mais plutôt lithologiquement semblable au Groupe d'Honorat. Les calcaires du Matapédia ne sont pas présents dans la région.

Les silicoclastites et carbonates variés de plate-forme peu profonde à profonde du Groupe de Chaleurs, d'âge Silurien-Dévonien inférieur (Llandoveryen-Lochkovien) forment un ensemble hétérogène 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 volcanites (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 et de faciès volcanoclastiques (formations d'Awantjish, Val-Brillant, Robitaille, Pointe-aux-Trembles, Lac Raymond).

- L'*assemblage médian à carbonate* constitue un niveau distinctif de calcaires de plate-forme et de bassin reconnu pratiquement à la grandeur de la Gaspésie et de la partie orientale de la région du Bas-Saint-Laurent. Les calcaires de plate-forme (Formation de Sayabec) sont composés de faciès péritidaux, récifaux et infratidaux supérieurs.
- L'*assemblage terrigène supérieur* est typiquement à grains fins : mudstone, siltstone et grès fins (Formation de Saint-Léon). Il contient de surcroît trois lithologies formant des masses distinctives dans les silicoclastites fines : des conglomérats (Lac des Baies) et des calcaires récifaux (Formation du Lac Croche).

Les carbonates et silicoclastiques de plate-forme externe et de bassin du Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé et de la Formation de Témiscouata, d'âge Dévonien inférieur (Pragien-Emsien) sont représentés par deux assemblages : les calcaires à grains fins du Groupe des Calcaires supérieurs de Gaspé et la Formation de Témiscouata (Bourque et al., 2001). Trois formations représentent les Calcaires supérieurs de Gaspé (Brisebois et Morin, 2004) : 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 de mudstone. Localement, des corps volcaniques sont importants. L'assemblage Témiscouata est constitué d'une épaisse séquence monotone de shale et siltstone foncés avec des intercalations de grès est aussi partiellement équivalent latéralement au Groupe des Grès de Gaspé (voir *infra*).

Les silicoclastites à grains grossiers, littorales et terrestres, du Groupe des Grès de Gaspé, d'âge Dévonien inférieur –Dévonien supérieur (Emsien-Frasnien) présentent une suite de faciès allant de marin littoral à terrestre, de la base vers le haut de la séquence. Dans le secteur est de la région du Bas-Saint-Laurent, ce groupe est constitué des grès de la Formation de York River.

6.1.3 Tectonique et géologie structurale

6.1.3.1 Les zones de Humber et de Dunnage

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. Le transport structural le long de ces failles est vers le NO et les plis sont déversés dans la même direction (Figure 48). 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 principalement reconnues dans les nappes taconiennes interne et externe en Gaspésie (Slivitzky et al., 1991).

Les grands plis ouverts tardifs de la zone de Humber seraient reliés à l'orogénie acadienne. La faille de Shickshock-Sud dans le secteur est de la région est interprétée principalement comme une faille de coulissage dextre pendant l'acadien. En sous-surface, les données sismiques du MRN (Morin et Laliberté, 2002; Pinet et al., 2014) indiquent que des failles normales affectent la plate-forme du Saint-Laurent présente sous les nappes taconiennes de la zone de Humber. De plus, on peut observer des écailles de cette plate-forme chevauchant cette dernière. Cette géométrie de failles normales et d'écailles de plate-forme chevauchant vers le nord nous rappelle la géométrie observée le long de la ligne M2001 au sud de la ville de Québec (Castonguay et al., 2001). Le réservoir de gaz naturel de Saint-Flavien est situé au sein

d'une de ces écailles de plate-forme dans les dolomies du Groupe de Beekmantown (Bertrand et al., 2003). Enfin Thériault et al. (2004) ont mis en évidence plusieurs indices qui suggèrent que le graben du Saguenay se prolonge vers le sud sous les unités de la zone de Humber du Bas-Saint-Laurent.

Il n'y a pas de données substantielles sur la déformation régionale dans les roches de la zone de Dunnage dans la région la région du Bas-Saint-Laurent. Ces roches ne sont présentes que dans quelques boutonnières vers l'est.

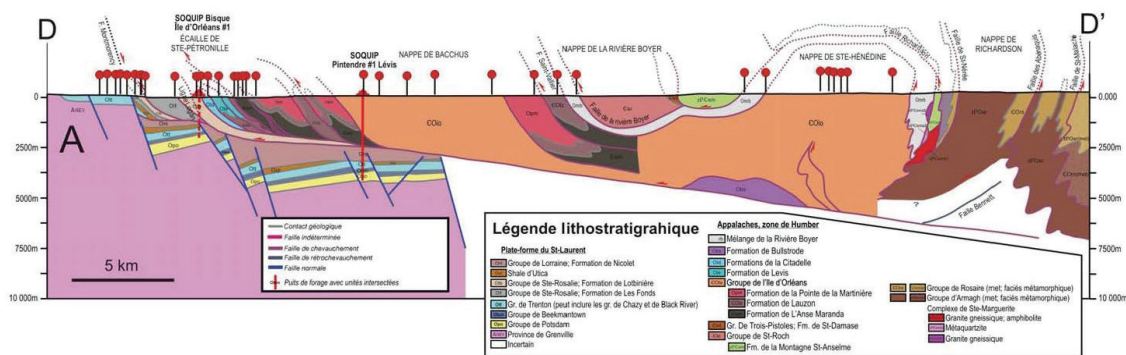


Figure 48 : Coupe structurale schématique illustrant le style structural de la zone de Humber dans la partie SO du Bas-Saint-Laurent (Bertrand et Malo, 2010).

6.1.3.2 La ceinture de Gaspésie

Les roches de la ceinture de Gaspésie représentent un des bassins successeurs du Paléozoïque moyen formé après l'orogénie taconienne (Williams, 1995b). Le bassin de la ceinture de Gaspésie recouvre les zones du Paléozoïque inférieur déjà déformées lors de l'orogénie taconienne, soit les zones de Humber et de Dunnage.

La ceinture de Gaspésie est incluse dans la grande structure régionale du synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé qui se poursuit vers l'est en Gaspésie. La géométrie de la déformation des roches de la ceinture de Gaspésie est le résultat de l'orogénie acadienne. Le grain structural majeur des roches de la ceinture de Gaspésie est de direction NE-SO. La phase de déformation salinique s'exprime par des failles normales synsédimentaires en bordure du bassin en Gaspésie. Ce mouvement de faille normale synsédimentaire est reconnu le long de la faille Shickshock-Sud (Pinet, 2011).

Les plis régionaux acadiens sont généralement droits et ouverts, faiblement plongeants vers le NE et le SO. Un clivage ardoisier S2 est associé aux plis régionaux. Les failles majeures de direction NE-SO, sont des failles inverses vers le NO. Elles auraient pu également jouer en coulissage dextre (Figure 49) (Malo et al., 1995).

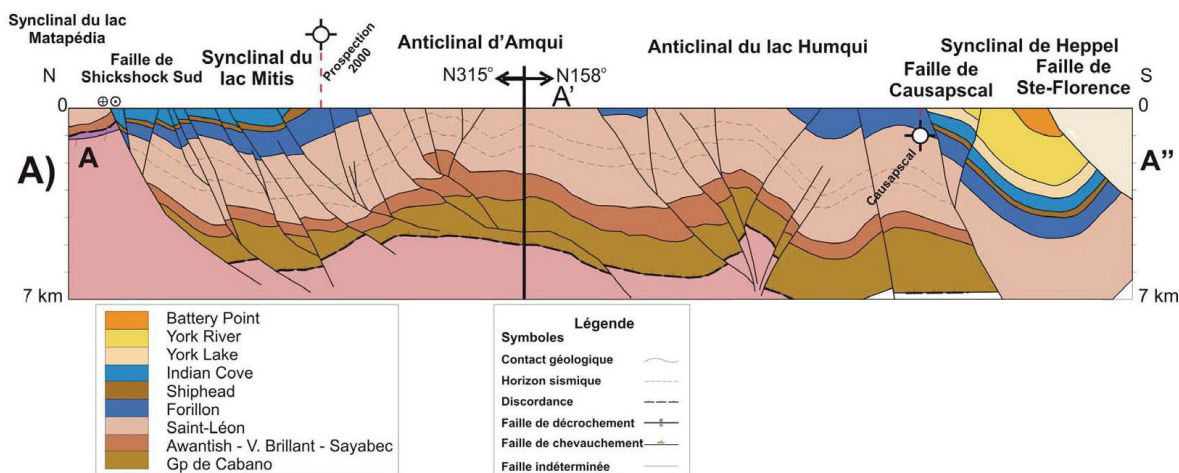


Figure 49 : Coupe structurale schématique illustrant le style structural de la ceinture de Gaspé dans la partie NE du Bas-Saint-Laurent (Castonguay et al., 2004).

6.2 Potentiel en hydrocarbures du Bas-Saint-Laurent

6.2.1 Roches mères et maturation thermique

Bertrand et Malo (2010) ont montré que la plupart des unités cambro-ordoviciennes ont pu avoir un paléopotential élevé à très élevé pour générer du pétrole ou du gaz naturel avant leur maturation (Figure 50). Celles qui retiennent particulièrement l'attention par leur potentiel élevé consistent en les roches du Groupe de Trenton et de ses équivalents, le Shale d'Utica ainsi que les mélanges de Cap-Chat et de la Rivière Etchemin. La Formation de Kamouraska (faciès de shale au sein de la quartzite) présente un potentiel moindre mais son extension géographique importante lui confère néanmoins une importance particulière. Ces unités sont pour la plupart situées au nord des failles de Richardson et de Neigette. Au sud de ces failles, les unités siluro-dévonienne sont généralement pauvres, à l'exception de la Formation d'Indian Cove et du Groupe de Fortin qui montrent un potentiel en gaz, mais pas en pétrole (Figure 50).

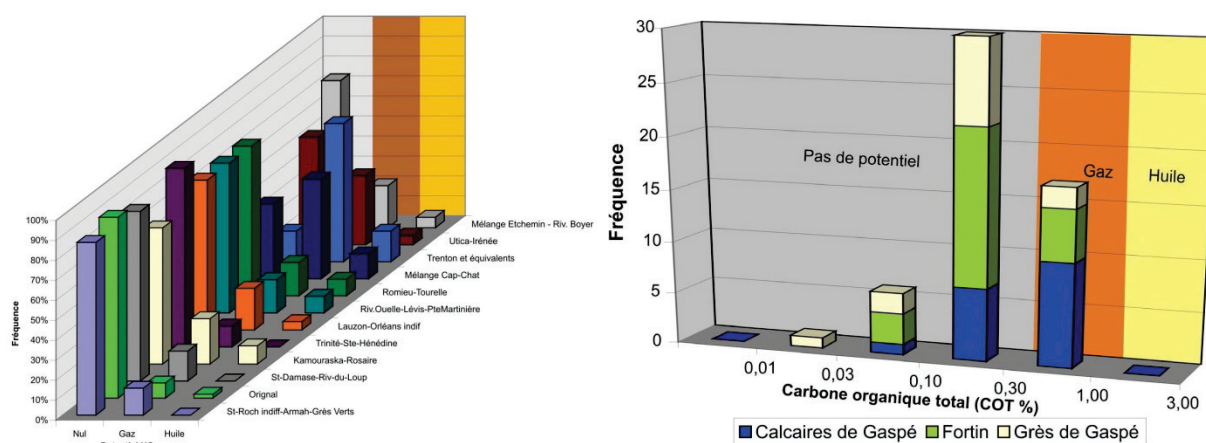


Figure 50 : Potentiel pour générer du pétrole ou du gaz naturel pour les unités cambro-ordoviciennes (à gauche) et siluro-dévonienne (à droite) dans le Bas-Saint-Laurent.

Source : Bertrand et Malo (2010).

La plupart des unités du Cambrien au Dévonien présentent actuellement des teneurs en COT moyennes très basses, de l'ordre de 0,2 à 0,3 %, plus pauvres pour les unités d'âge Silurien. La matière organique paraît appartenir au type III, ce qui est incompatible avec l'âge des successions, selon lequel un type II serait plus vraisemblable. Afin de déterminer quelles unités ont été les plus à même de générer du pétrole ou du gaz naturel, et donc la répartition spatiale de la ressource potentielle, Bertrand et Malo (2010) classent par ailleurs les unités étudiées dans le Bas-Saint-Laurent en quatre catégories sur la base de leur paléo-potential :

- Les unités les plus pauvres n'ont qu'un faible potentiel en gaz. Il s'agit du Groupe de Saint-Roch, des formations d'Orignal, de Saint-Damase et de Rivière-du-Loup, du Groupe de Trinité et de la Formation de Sainte-Hénédine.
- Les unités qui ont un potentiel en gaz plus élevé mais rarement un potentiel pour le pétrole consistent en les mélanges de la Rivière Etchemin et de la Rivière Boyer, ainsi que le Groupe d'Orléans.
- Les unités qui ont un potentiel en gaz plus élevé et un potentiel en pétrole significatif sont les formations de Kamouraska et de Rivière Ouelle.
- Les unités qui ont un potentiel en gaz élevé et un potentiel en pétrole significatif sont représentées par le Mélange de Cap-Chat, les unités équivalentes au Groupe de Trenton et celles équivalentes au Shale d'Utica.

Sur la base des données de maturité thermique disponibles, la grande majorité des unités étudiées par Bertrand et Malo (2010) dans le Bas-Saint-Laurent ont aujourd'hui un potentiel pour contenir du gaz plutôt que du pétrole (Figure 51). En première approximation le degré de maturité thermique va généralement croissant avec l'âge des unités et est directement corrélé à l'enfouissement. Des distinctions doivent cependant être faites entre les différents domaines tectonostratigraphiques. Ainsi les roches d'âge Dévonien de la ceinture de Gaspésie sont généralement moins matures que celles d'âge Cambro-Ordovicien de la zone de Humber. Le Groupe de Fortin cependant, bien que d'âge Dévonien inférieur, est considéré thermiquement très mature (stade de l'anchizone). La maturation des unités cambro-ordoviciennes autochtones et des nappes de la zone de Humber paraît pour l'essentiel antérieure à, ou contemporaine de, l'orogénie taconienne, bien qu'elle ait pu être localement reprise au Silurien et au Dévonien. La maturation des unités de la ceinture de Gaspésie est quant à elle antérieure à, ou contemporaine de, l'orogénie acadienne.

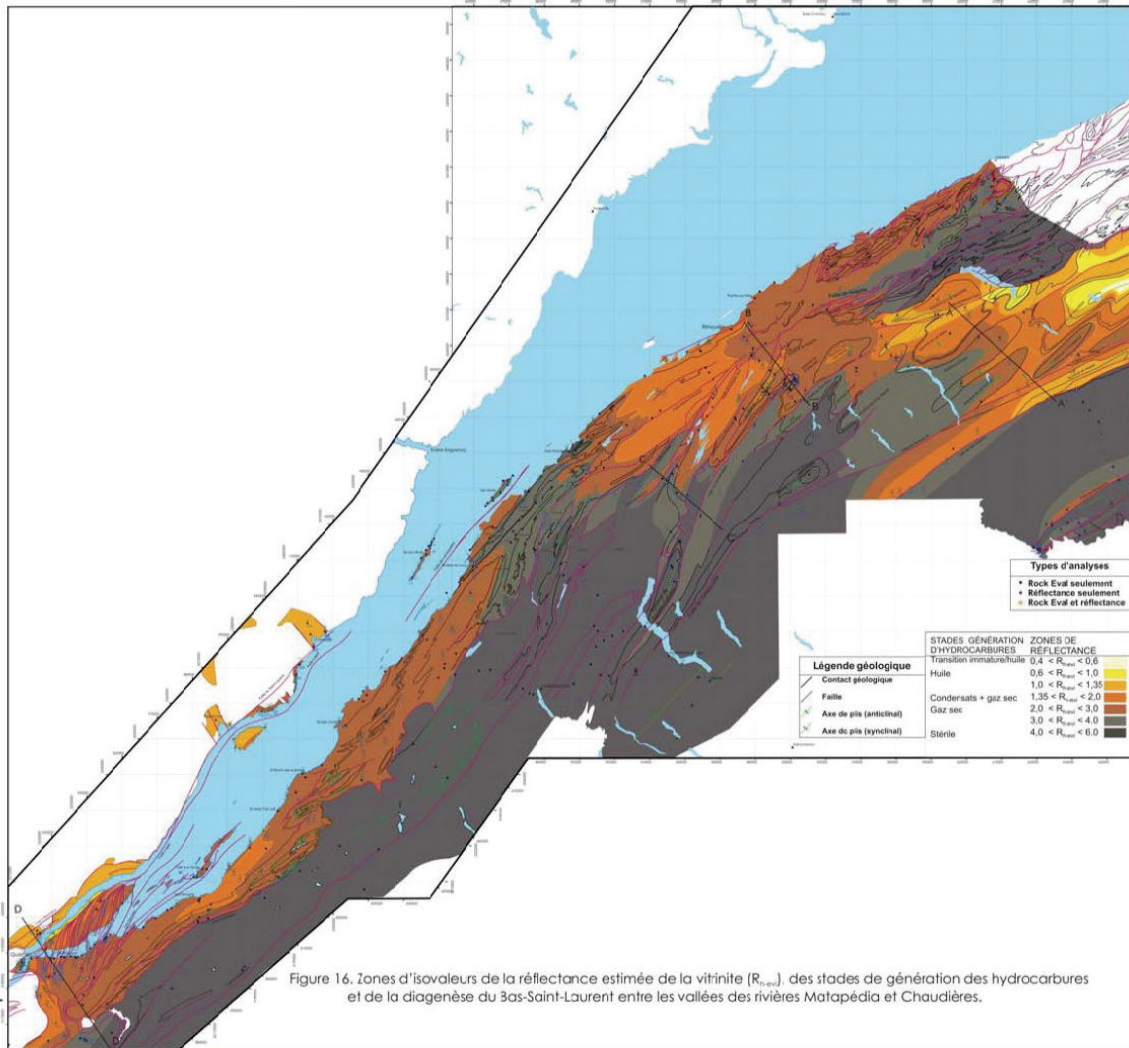


Figure 51 : Stades de génération des hydrocarbures dans le Bas-Saint-Laurent.

En jaune : fenêtre à huile, en gris sombre : stérile, les teintes orangées et brunes représentent les stades intermédiaires à condensats et gaz secs, respectivement. Source : Bertrand et Malo (2010).

Certaines régions sont encore dans la fenêtre à huile, notamment dans le synclinal du Lac Matapédia à la frontière entre les régions du Bas-Saint-Laurent et de Gaspésie ainsi qu'à l'est de la ville de Québec. En dehors de ces secteurs bien circonscrits, l'essentiel de la région du Bas-Saint-Laurent paraît surtout présenter un potentiel en gaz naturel, plus rarement en condensats, tandis que le pétrole généré par les différentes roches mères n'aurait vraisemblablement pas été préservé. Si ces résultats sont cohérents à l'échelle régionale, certaines informations récentes suggèrent qu'il convient de nuancer ce constat d'ensemble. Ainsi un levé géochimique de gaz dissous dans les sols réalisé dans le Témiscouata (Les Mines J.A.G. Ltée – Olitra Inc., 2011), révèle la présence de condensats dans une région pour laquelle le degré de maturité thermique en surface est par ailleurs cartographié dans les gaz secs ou l'anchizone (Figure 52). Tout récemment deux forages stratigraphiques ont également révélé la présence de gaz secs et de pétrole lourd (Squatex, 2013, 2014a) dans une région de degré de maturation similaire.

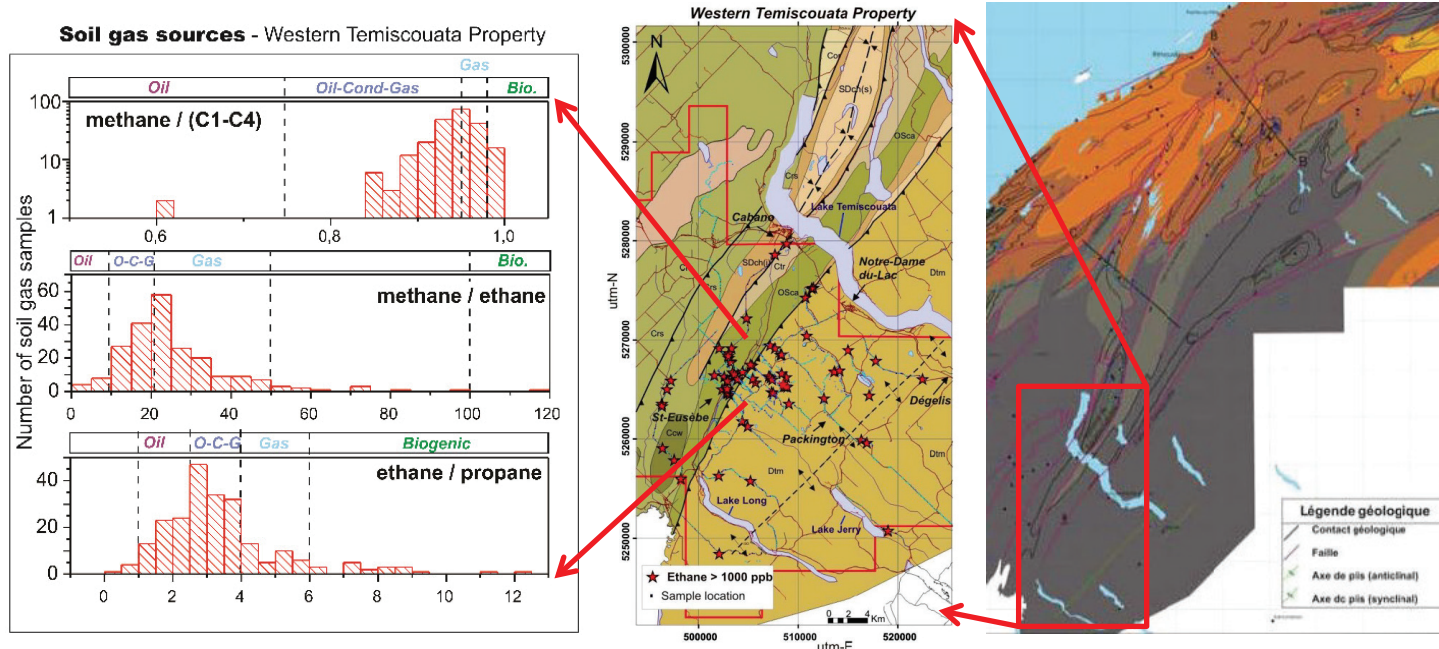


Figure 52 : Présence de gaz naturel (chaines C1 à C4) dans un secteur à très forte maturité thermique. Le panneau de gauche présente différents rapports entre ces chaines qui suggèrent un niveau de maturité thermique moyen (pétrole ou condensats) dans une région du Témiscouata (localisée dans le panneau central) autrement caractérisée par un niveau de maturité très élevé impropre à la préservation du gaz (stérile, panneau de droite). Les figures de gauche et du centre sont tirées de Les Mines J.A.G. Ltée – Olitra Inc. (2011), celle de droite est un détail de la Figure 51 (Bertrand et Malo, 2010). Des indices de gaz et de pétrole lourd ont également été rapportés pour les forages stratigraphiques de Massé No 1 et Massé No 2 (Squatex, 2013, 2014a). La localisation exacte de ces puits n'est pas connue avec précision mais ils se trouvent près de la Rivière Mitis dans une région cartographiée dans la zone à condensats ou gaz secs sur la carte de droite.

6.2.2 Principaux types de plays

La région du Bas-Saint-Laurent présente une continuité géologique avec les régions des Basses-Terres du Saint-Laurent et de la Gaspésie, et à ce titre on y reconnaît plusieurs des *plays* déjà identifiés et décrits dans ces deux régions. En particulier dans la zone de Humber, des écailles de carbonates de plate-forme d'âge Ordovicien (possiblement Cambrien également) sont reconnues en sismique, de même que les séries clastiques cambro-ordoviciennes de talus continental. Dans la ceinture de Gaspésie, les *plays* principaux sont constitués des grès du Silurien inférieur, des dolomies hydrothermales du Silurien inférieur et des brèches à carbonates dolomités du Dévonien inférieur. La description qui est faite de ces *plays* dans les sections consacrées aux régions des Basses-Terres du Saint-Laurent et de la Gaspésie est reproduite et adaptée ci-dessous.

Pour la zone de Humber :

- Les sédiments silicoclastiques du Cambro-Ordovicien sont représentés par les formations de Saint-Damase et Kamouraska/Rivière-du-Loup du Groupe de Trois-Pistoles. Il s'agit de sédiments d'eau profonde à grain fin à très fin, de nature turbiditique. Localement toutefois, des niveaux

gréseux plus grossiers peuvent contribuer au développement d'un réservoir. Lavoie (2009) rapporte ainsi des valeurs de porosité allant jusqu'à 3 % pour la Formation de Saint-Damase. La perméabilité de ces unités apparaît cependant systématiquement faible, inférieure à 0,01 mD, et aucun réservoir n'a encore été identifié dans ce type de *play*.

- Les écailles de carbonates de l'Ordovicien (Figure 53) sont représentées par des roches des groupes de Beekmantown à Trenton dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et par leur équivalent latéral dans le Bas-Saint-Laurent. La nature exacte et les propriétés réservoir de ces équivalents latéraux dans la région F demeurent spéculatives en l'absence de données de forage, car ces unités n'affleurent pas dans la région. La présence en sous-surface de telles écailles parautochtones est cependant attestée par l'interprétation des quelques lignes sismiques disponibles (Pinet et al., 2014).

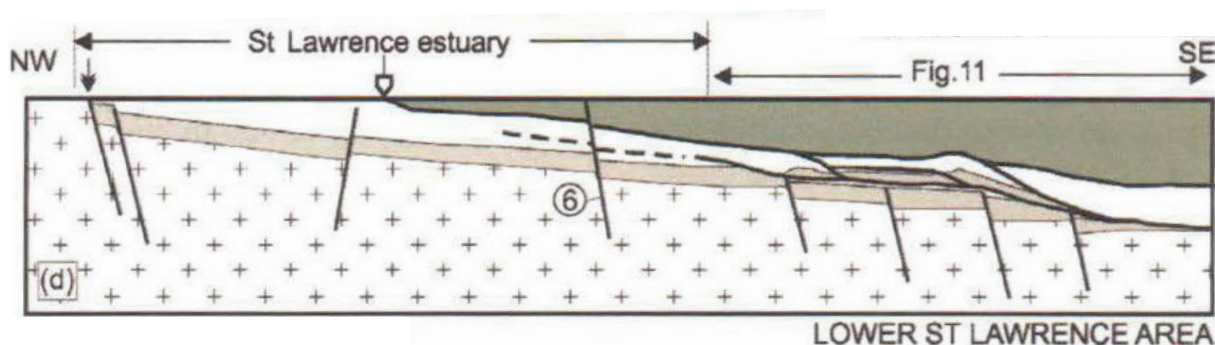


Figure 53 : Coupe schématique illustrant la position structurale des écailles de carbonates séparées de la plate-forme autochtone cambro-ordovicienne (beige) sous les nappes allochtones appalachiennes. Source : Pinet et al. (2014).

Pour la ceinture de Gaspésie :

- Les grès du Silurien inférieur (*play 1*, Figure 24) correspondent à la Formation de Val Brillant. Ces grès sont caractérisés en affleurement par de faibles valeurs de perméabilité et de porosité, bien que certains affleurements de Val Brillant à la coupe type présentent une porosité allant jusqu'à 10 % (Lachambre, 1987). Dans cette unité les pièges typiques consistent en des plis associés aux mouvements de failles normales saliniques ou aux décrochements acadiens, et la Formation de Sayabec en assure la couverture de même que, possiblement, la discordance salinique. Les facteurs de risque associés à ce type de *play* résident principalement dans la qualité de la couverture, particulièrement à proximité des failles, ainsi que dans la préservation de la porosité primaire et le développement d'une éventuelle porosité secondaire par dissolution du ciment carbonaté intergranulaire.
- Les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur (*play 2*, Figure 24) correspondent à la Formation de Sayabec immédiatement sus-jacente à la Formation de Val Brillant précitée. 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 entre le Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie 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). Dans ce type de piège diagénétique, la couverture est assurée par l'imperméabilité de la formation elle-même au-delà de la zone dolomitisée et la discontinuité salinique peut aussi théoriquement contribuer à l'intégrité générale de la couverture. Les facteurs de risque associés à ce type de *play* résident principalement dans l'intégrité de la couverture, particulièrement à proximité des failles et également en raison de la possibilité d'une érosion de la couverture durant l'exposition subaérienne salinique.

- Les calcaires du Dévonien inférieur (*play* 5, Figure 24) correspondent aux formations d'Indian Cove et de Forillon. Comme pour l'essentiel des unités carbonatées dans le Bas-Saint-Laurent et en Gaspésie, ces formations présentent en général des valeurs de perméabilité et de porosité faibles et un réservoir ne peut s'y développer que par dolomitisation hydrothermale ou en présence de fractures naturelles. Contrairement aux autres unités carbonatées (Formation de Sayabec en particulier), le premier mécanisme propre à développer une porosité secondaire appréciable paraît jouer un rôle marginal, la dolomitisation hydrothermal semblant essentiellement restreinte au voisinage immédiat des zones de fractures. Le développement de réseaux de fractures naturelles à l'extrados des anticlinaux et au voisinage des failles secondaires en revanche, semble être le mécanisme dominant dans la formation d'un réservoir dans les formations d'Indian Cove et de Forillon (Lavoie et al., 2009). Dans ce type de piège structural, la couverture est assurée par l'encaissant peu ou pas fracturé, et le facteur de risque prédominant réside dans l'intégrité de cette même couverture, particulièrement à proximité des failles.

6.2.3 Degré d'avancement de l'exploration

Seuls quatre puits profonds ont été forés dans le Bas-Saint-Laurent, dont trois sur la même structure (puits F001 à F003, Figure 54). Ces puits ont été réalisés entre 1972 et 1980. Plusieurs autres forages peu profonds (moins de 100 mKB) ont été réalisés entre 1973 et 2010 selon la base de données géoréférencée Sigpeg (2014), soit un en 1973, un second en 1990 sur l'Île-aux-Coudres et finalement quatre autres en 2010 (Figure 55). À ces forages peu profonds il convient d'ajouter deux forages stratigraphiques profonds réalisés dans la même région en 2013 à 1874 mKB (Squatex, 2013) et en 2014 à une profondeur attendue de 2100 mKB (forage en cours; Squatex, 2014a).

Ces efforts d'exploration ont été supportés par des lignes sismiques 2D dont l'essentiel a été enregistré en bordure du fleuve Saint-Laurent (Figure 56), principalement entre 1970 et 1973 (Figure 57). Seul un petit nombre de ces lignes a été versé au domaine public. Entre 2001 et 2009 de nouvelles campagnes sismiques ont été réalisées, notamment par le MRN, dont les lignes sont publiques.

Enfin il convient de noter qu'un nombre appréciable de lignes sismiques ont été enregistrées dans l'estuaire du fleuve Saint-Laurent, au début des années 1970 par la Soquip et en 2003 et 2004 par la CGC. Ces lignes ne sont pas reportées sur les Figures 56 et 57 parce que l'estuaire est présentement fermé à l'exploration (Gouvernement du Québec, 2011).

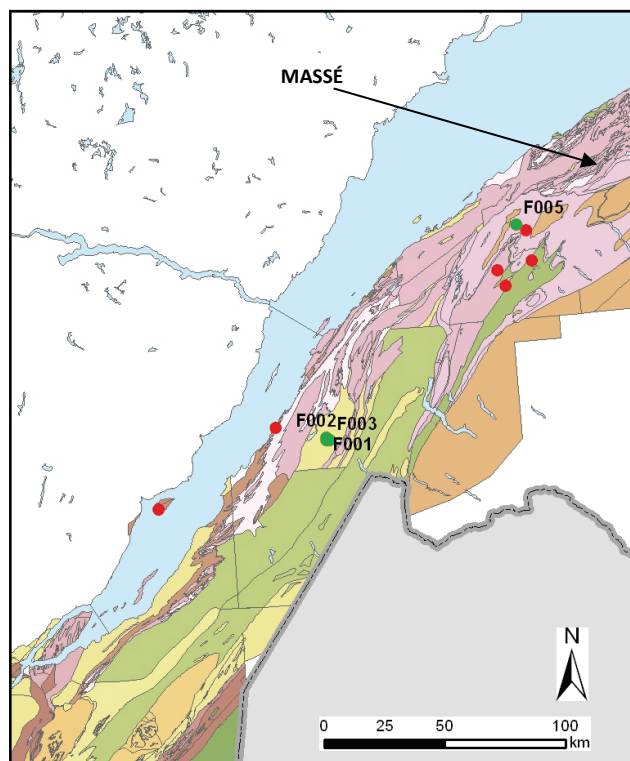


Figure 54 : Carte de localisation des puits forés dans le Bas-Saint-Laurent depuis 1972. Deux forages stratigraphiques récents (2013 et 2014) ne sont pas reportés sur cette carte. Les points verts représentent les quatre puits profonds (F00X) forés dans la région. Deux puits stratigraphiques profonds forés en 2013 et 2014 ne sont pas reportés sur cette carte mais sont approximativement localisés au nord-est du puits F005. La localisation de la structure Massé (*play 2*, Figure 24) sur cette carte est approximative. Source : Base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

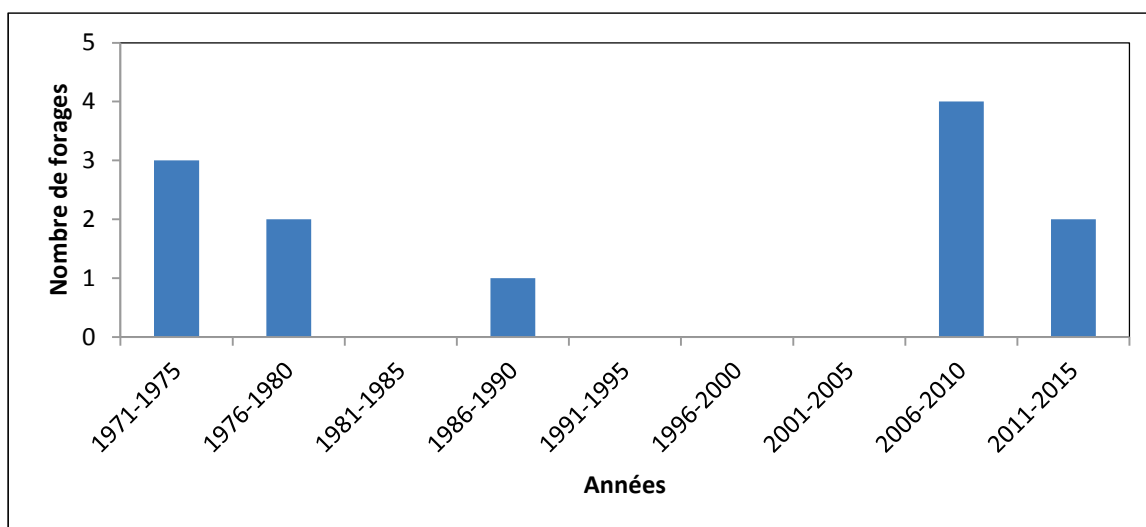


Figure 55 : Nombre de forages complétés dans le Bas-Saint-Laurent entre 1972 et 2014. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014) et Squatex (2014).

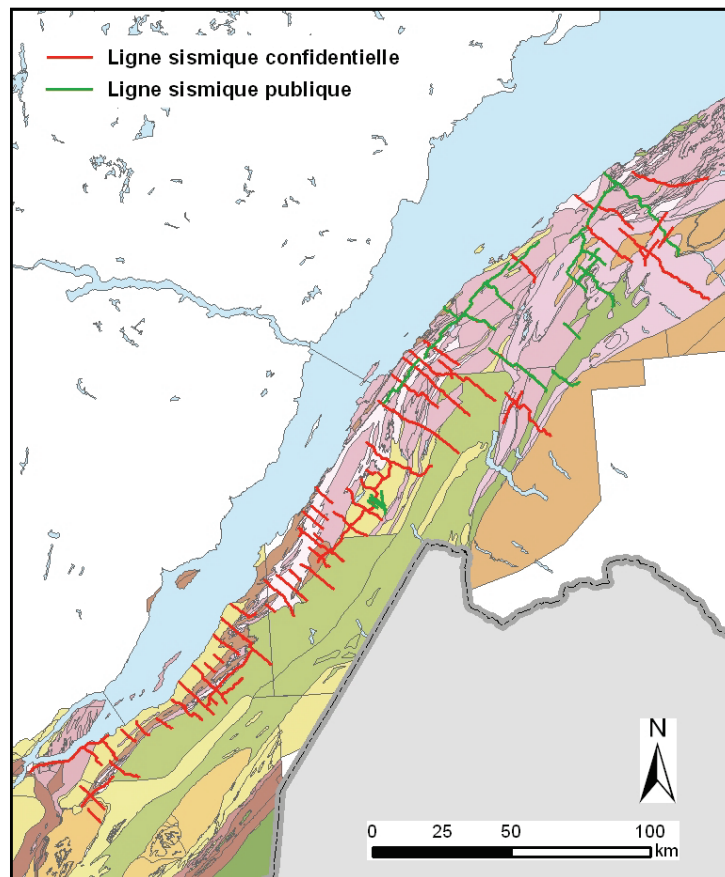


Figure 56 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées dans le Bas-Saint-Laurent depuis 1961. Source : Base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

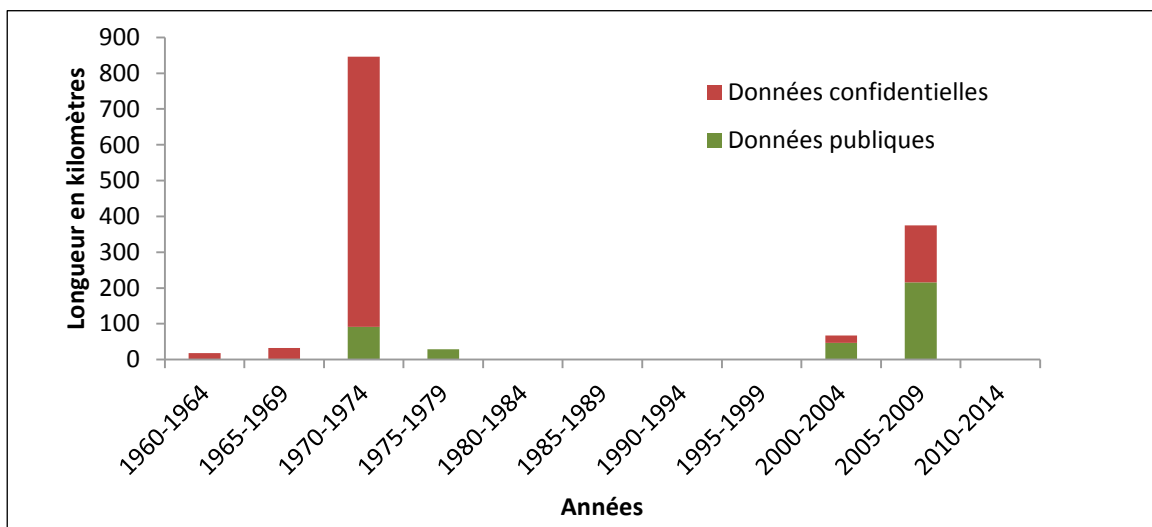


Figure 57 : Longueur de lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti entre 1961 et 2009. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

6.2.4 Historique des modèles d'exploration

Les efforts d'exploration réalisés dans le Bas-Saint-Laurent se résument à deux phases distinctes. Dans les années 1970 tout d'abord, un petit nombre de forages profonds a été réalisé, supportés par une campagne d'enregistrement sismique préalable. En dépit d'une couverture sismique étendue à l'échelle du bassin, seules deux cibles de forage ont été retenues et forées durant cette période. Ces cibles correspondaient à des structures anticlinales simples, dans lesquelles des indices de gaz ont été documentés, de même qu'un réservoir potentiel doté d'une perméabilité relativement faible, mais qui était rempli d'eau.

L'exploration a ensuite cessé dans la région jusqu'au début des années 2000 avec, dans un premier temps, une campagne d'enregistrement sismique réalisée par le MRN dans la partie nord-est du Bas-Saint-Laurent, et dans un second temps une campagne de forages stratigraphiques peu profonds au début des années 2010. La découverte d'un réservoir de gaz naturel dans les calcaires dolomités de la Formation de Sayabec en 2013, suivie en 2014 de la découverte d'indices de pétrole lourd ont permis de démontrer la viabilité de ce *play* dans la région (structure Massé, Figure 54). Ces développements récents font écho aux travaux contemporains de Thériault et al. (2004) et de Pinet et al. (2014) qui, à partir des jeux de données publiques disponibles, ont proposé des révisions partielles des modèles d'exploration communément établis pour la région.

6.2.5 Estimation de la ressource en place

6.2.5.1 Les écailles de carbonates

Une estimation régionale de la quantité de gaz en place dans les écailles de carbonates de plate-forme a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour le Bas-Saint-Laurent (excluant l'estuaire), il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les écailles de plate-forme pour ce *play* dans le Bas-Saint-Laurent.

Le potentiel médian en place ainsi calculé est de l'ordre de $425 \times 10^6 \text{ m}^3$ (15×10^9 pieds cube) de gaz. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose sur des données provenant de l'est du Canada, en particulier les Basses-Terres du Saint-Laurent.

6.2.5.2 Les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur

On dispose d'un unique estimé pour un réservoir potentiel de gaz naturel dans les dolomies hydrothermales de la Formation de Sayabec (Squatex, 2014b) pour la structure Massé (Figure 54). Selon cet estimé le potentiel médian en place ainsi 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.

6.3 Discussion

En comparaison avec les autres bassins sédimentaires du sud du Québec le Bas-Saint-Laurent apparaît comme le parent pauvre de l'exploration pour les hydrocarbures. Le degré d'avancement de l'exploration et des connaissances dans cette région est très faible. Les forages profonds sont peu nombreux de même que les lignes sismiques de bonne qualité, à l'exception de celles enregistrées

récemment par la CGC et l'INRS. Ces lignes sont toutefois localisées dans l'estuaire du Saint-Laurent, un domaine désormais soustrait à l'exploration.

De récents développements dans la partie nord-est du Bas-Saint-Laurent suggèrent cependant que cette région mérite de retenir davantage l'attention, en particulier le développement de nouveaux modèles géologiques (Thériault et al., 2004; Pinet et al., 2014), l'annonce de la découverte d'un réservoir de gaz naturel (Squatex, 2013) et dernièrement d'indices de pétrole (Squatex, 2014a).

Il est encore trop tôt pour évaluer l'importance relative de ces découvertes récentes à l'échelle du bassin et pour déterminer si ces découvertes pourront être répliquées ailleurs dans le Bas-Saint-Laurent. Cependant il paraît indubitable qu'une révision des modèles géologiques et des concepts d'exploration soit nécessaire à l'échelle du bassin.

7. Région géologique G – Golfe du Saint-Laurent

7.1 Géologie du Golfe du Saint-Laurent

7.1.1 Contexte tectonostratigraphique régional

La partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent est composée de deux bassins sédimentaires d'âges et d'histoires tectoniques distincts : le bassin d'Anticosti au nord, dont l'île d'Anticosti et le nord-ouest de Terre-Neuve constituent la partie émergée, et le bassin de Madeleine au sud, dont l'archipel des Iles-de-la-Madeleine constitue la partie émergée en mer. Le bassin de Madeleine est un sous-bassin du bassin des Maritimes, qui s'étend en mer jusqu'aux Grands Bancs de Terre-Neuve et au plateau continental du nord-est de cette même province. Sur terre le bassin des Maritimes s'étend aux provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et dans une moindre mesure de Terre-Neuve (Figure 58).

7.1.2 Stratigraphie et sédimentologie

7.1.2.1 Bassin d'Anticosti

Le bassin d'Anticosti n'affleure que sur l'île d'Anticosti, sur l'archipel des Iles Mingan et sur la côte du nord-ouest de Terre-Neuve. Ces affleurements sont suffisants pour permettre d'établir la stratigraphie de la base du bassin entre l'Ordovicien inférieur et le Silurien inférieur. Ainsi des sédiments clastiques d'âge Cambrien exposés à Terre-Neuve sont vraisemblablement présents en mer à l'est de l'île d'Anticosti (Lavoie et al., 2012), bien qu'ils ne soient pas déposés sur cette dernière. La séquence sédimentaire enregistrée sur l'île d'Anticosti inclut les formations de Romaine à Chicotte, qui ont été décrites dans la section dédiée à la géologie de l'île (voir *supra*). On sait très peu de choses en revanche, sur la nature des sédiments siluriens et possiblement dévoniens postérieurs à la Formation de Chicotte, qui ont été érodés sur l'île d'Anticosti et n'ont été préservés que dans la partie marine du bassin. Des données de sismique récentes enregistrées par la CGC dans l'estuaire du Saint-Laurent (Sanford et Grant, 1990) permettent d'estimer l'épaisseur de ces sédiments à 1140 m environ dans le Détroit d'Honguedo (Pinet et al., 2012). Ces sédiments pourraient comprendre des grès interdigités avec des shales et des carbonates ainsi que des appareils récifaux, sur la base des similitudes observées avec la Gaspésie et

Terre-Neuve (Pinet et al., 2012). En l'absence de forages profonds dans la partie marine du bassin d'Anticosti, la nature de ces unités demeure spéculative.

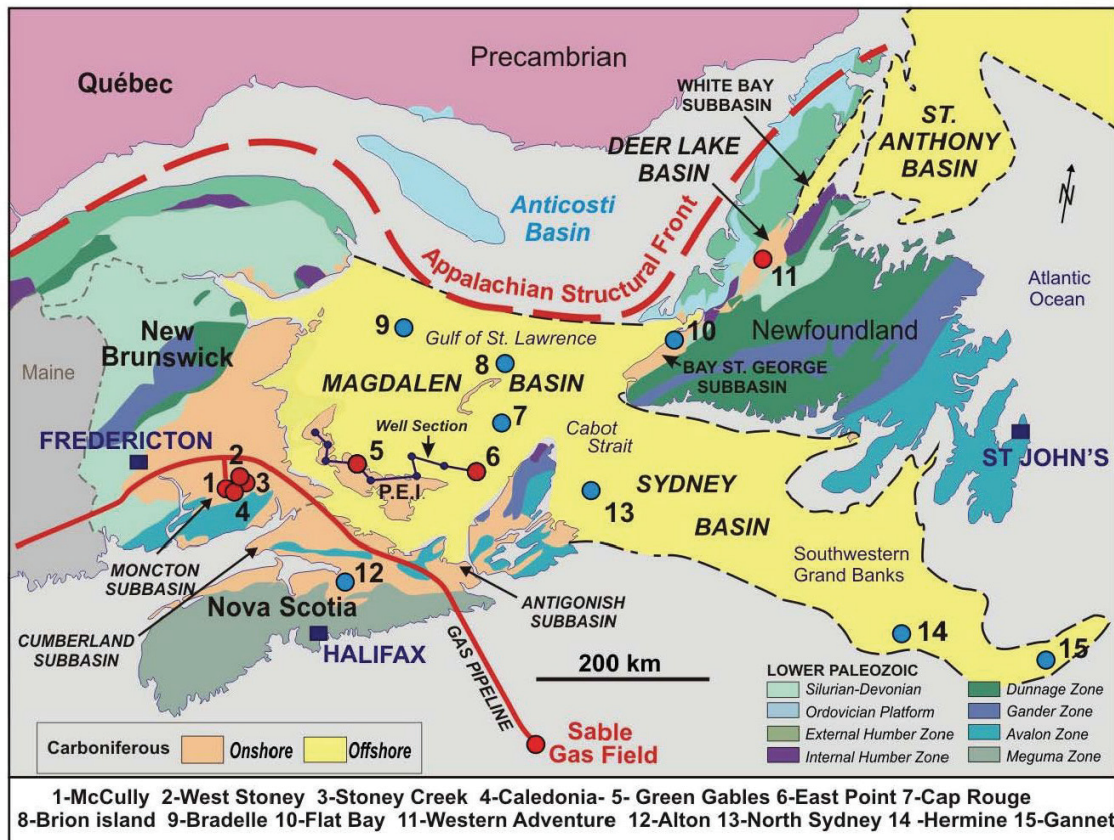


Figure 58 : Contexte régional du bassin d'Anticosti et du bassin des Maritimes.

Les découvertes d'hydrocarbures sont représentées par les points rouges, les forages par les points bleus. Le front structural des Appalaches (trait discontinu rouge) ainsi que le contact entre le bassin d'Anticosti et le bassin de Madeleine (trait discontinu noir au nord) sont également figurés sur la carte. Source : Lavoie et al. (2009).

7.1.2.2 Bassin de Madeleine

Le bassin de Madeleine comprend des séries sédimentaires datées du Dévonien moyen au Permien inférieur. Son épaisseur maximale atteint environ 12 km au sud-est des Iles-de-la-Madeleine. Les unités les plus anciennes, d'âge Dévonien moyen, 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, et ce sont ces dernières qui retiennent l'attention du présent rapport (Figure 59).

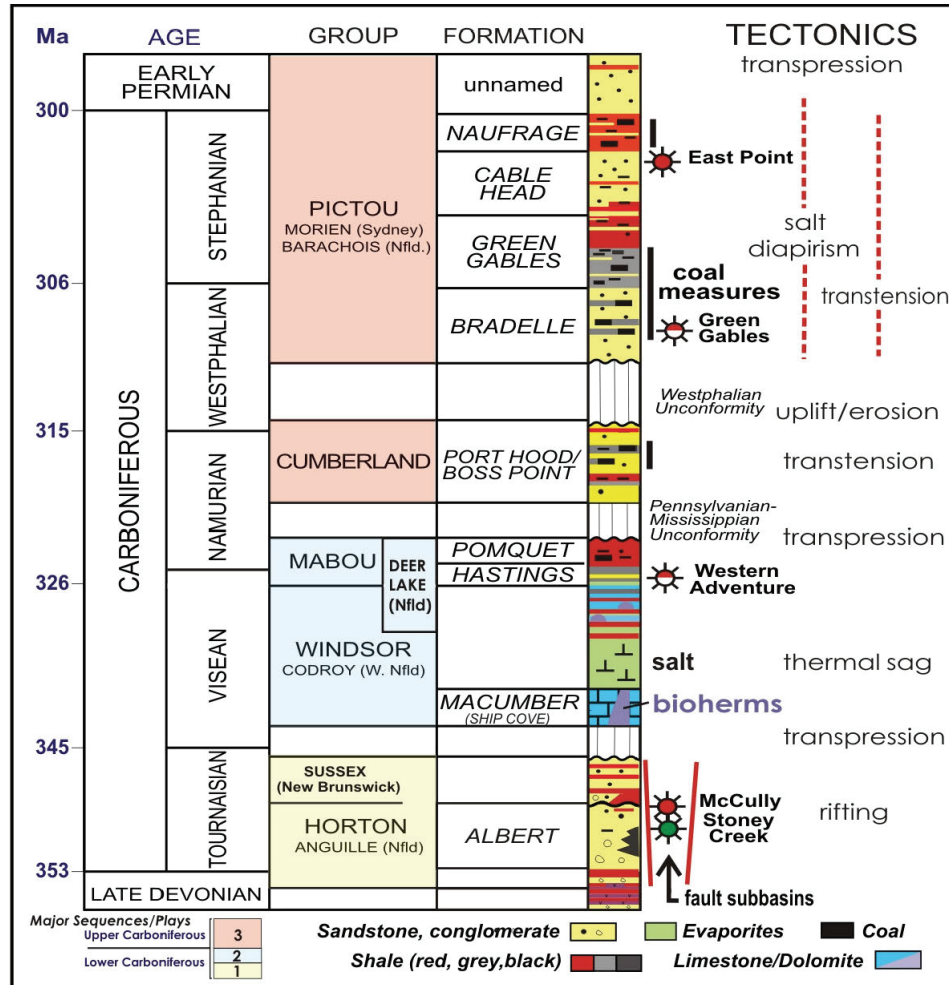


Figure 59 : Lithostratigraphie simplifiée du bassin des Maritimes.

Les phases tectoniques et discontinuités majeures et les découvertes d'hydrocarbures principales sont également représentées. Source : 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 précoce) est dominé par des séquences carbonatées fossilifères, des évaporites et des sédiments clastiques continentaux. Des appareils récifaux 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 Iles-de-la-Madeleine sont considérées stratigraphiquement équivalentes au Groupe de Windsor (Brisebois, 1972, 1981).

- Le Groupe de Mabou (Carbonifère inférieur – Viséen à Namurien précoce) est principalement composé de shales associés à des calcaires fossilifères (stromatolites) interlités de niveaux évaporitiques, et localement des grès fluviatiles.
- Le Groupe de Cumberland (Carbonifère supérieur – Namurien tardif à Westphalien précoce) est composé d'épaisseries 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 précoce) 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 Iles-de-la-Madeleine (Formation de Cap-aux-Meules; Brisebois, 1972, 1981).

7.1.3 Tectonique et géologie structurale

7.1.3.1 Le bassin d'Anticosti

En dépit de leur relative simplicité présumée, les caractéristiques structurales du bassin d'Anticosti demeurent mal connues. Si les données disponibles pour l'île d'Anticosti témoignent d'un cadre tectonique stable seulement perturbé par des failles normales développées à l'Ordovicien tardif (voir la section consacrée à la géologie d'Anticosti), on sait en revanche très peu de choses de la partie marine du bassin en dehors de l'interprétation de quelques lignes sismiques anciennes (Roksandic et Granger, 1981). Toutefois l'interprétation de données géophysiques récentes entre la Gaspésie et l'île d'Anticosti jette une lumière nouvelle sur la position et la géométrie du front structural appalachien dans cette région du bassin d'Anticosti (Pinet et al., 2012). Ces données révèlent la présence d'une ceinture de plis et chevauchements large de 40 à 50 km environ, parallèle à la côté de la péninsule gaspésienne. Dans cette région le style structural est caractérisé par des synclinaux larges et ouverts, des anticlinaux étroits et des failles décrochantes orientées NO-SE ou NNO-SSE qui recoupent les plis (Pinet et al., 2012). Une zone triangulaire semble également être développée au front de l'orogène (Figure 60).

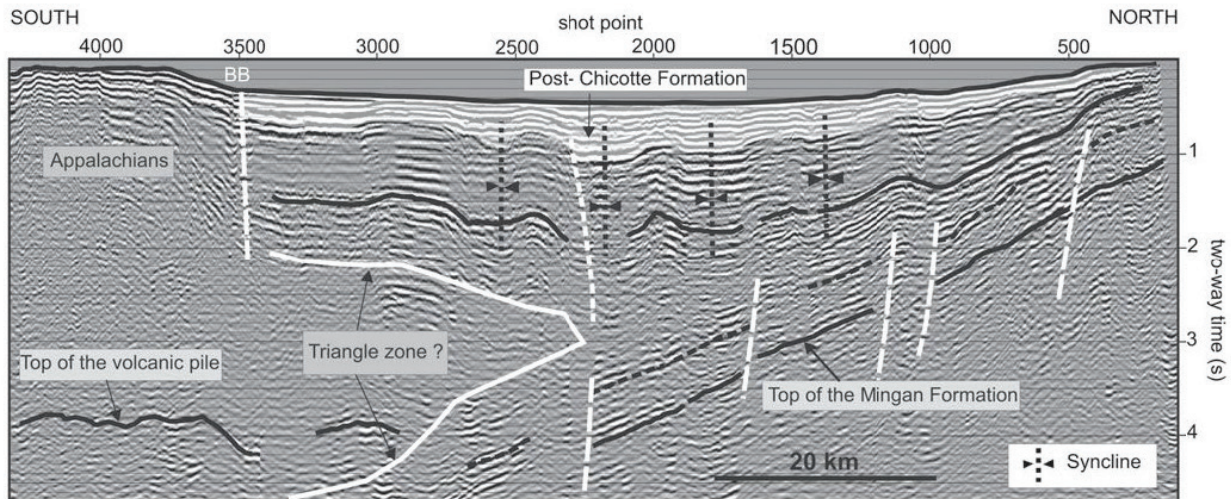


Figure 60 : Profil sismique interprété illustrant le style structural du bassin d'Anticosti entre l'île d'Anticosti et la péninsule gaspésienne.

Source : Pinet et al. (2012).

7.1.3.2 Le bassin de Madeleine

Le bassin des Maritimes repose en discordance sur un assemblage de zones crustales d'âges et de compositions variées, déformées durant les orogénies taconienne, salinique et acadienne, incluant le bassin d'Anticosti. Il est principalement composé d'unités d'âge Carbonifère (plus exactement du Dévonien moyen au Permien inférieur) et son évolution tectonostratigraphique est largement contrôlée par le contexte extensif et décrochant qui prédominait dans la région entre le Dévonien tardif et le Carbonifère précoce, puis le contexte décrochant et de bassin d'avant-pays qui s'est développé du Carbonifère tardif au Permien précoce (Rehill, 1996).

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 finiront par être inversés. Ce style structural est particulièrement développé dans les séries sédimentaires du Groupe de Horton. 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 61). L'instabilité gravitaire des niveaux évaporitiques a ainsi conduit à la formation de dômes (diapirs) de sel (Warren, 2006).

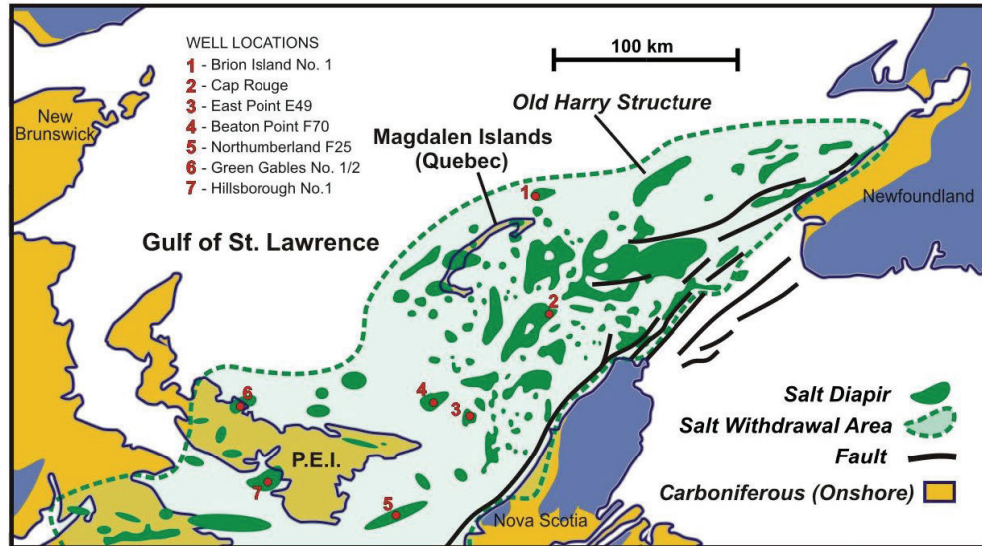


Figure 61 : Aire de répartition des dômes de sel et étendue de la zone de retrait évaporitique dans le sud du bassin de Madeleine (Lavoie et al., 2009).

7.2 Potentiel en hydrocarbures – Golfe du Saint-Laurent

7.2.1 Roches mères et maturation thermique

De multiples roches mères sont documentées dans le Golfe du Saint-Laurent. Dans le bassin d'Anticosti, il s'agit de la Formation de Macasty. Cette roche mère a un potentiel en pétrole et en gaz naturel. La Formation de Macasty a été décrite dans la section D et ne sera pas détaillée davantage ici car on ignore l'extension géographique et le degré de maturation de cette unité dans la partie marine du bassin, les seules informations disponibles provenant de forages réalisés sur l'île d'Anticosti. Dans le bassin de Madeleine, les roches mères identifiées appartiennent aux groupes de Horton, de Windsor, de Cumberland et de Pictou. Une revue de détail est présentée dans Lavoie et al. (2009).

La matière organique des shales du Groupe de Horton est d'origine essentiellement lacustre et appartient aux types I et II (potentiel en gaz et en pétrole). Le COT varie typiquement de 2 % à 20 % dans ces roches. L'épaisseur de cette roche mère est de l'ordre de quelques centaines de mètres.

Les carbonates et les shales calcaires du Groupe de Windsor contiennent une matière organique d'origine essentiellement marine, des types II et III (potentiel en gaz et en pétrole). Le COT ne dépasse pas 5 %. Ces unités présentent une grande extension régionale mais une faible épaisseur, de sorte que leur importance pour la génération des hydrocarbures à l'échelle du bassin est modérée.

Les lits de charbon et les shales bitumineux présents dans les groupes de Cumberland et de Pictou sont d'affinité lacustre et appartiennent aux types II et surtout III. Même si une fraction non négligeable de la roche mère peut générer du pétrole, l'essentiel des hydrocarbures générés par ces unités consiste en du gaz naturel. Le COT peut être aussi élevé que 40 % dans les niveaux charbonneux. Dans le cœur du bassin

l'épaisseur de ces unités peut atteindre 5 000m et elles représentent la roche mère la plus abondante du bassin de Madeleine.

Le degré de maturation thermique de la Formation de Macasty tel qu'il est défini sur l'île d'Anticosti peut vraisemblablement être extrapolé au domaine marin avoisinant. Des réserves ont toutefois été émises précédemment quant à la relative fiabilité des données disponibles. Le degré de maturation thermique des roches mères développées dans le bassin de Madeleine, en revanche, est très variable autant à l'échelle régionale que locale. Latéralement le degré de maturation peut ainsi varier de manière importante sur quelques kilomètres seulement, notamment en fonction de la proximité de la roche mère avec un système de failles majeur. Ce degré de maturation est aussi variable verticalement, au sens où pour une même profondeur deux régions du bassin peuvent présenter des patrons de maturation différents (Figure 62). Ce phénomène semble principalement lié aux différences de conductivité thermique de la roche selon que des niveaux évaporitiques importants soient présents non (Lavoie et al., 2009). Fait notable, les accumulations de gaz et pétrole découvertes à ce jour dans le bassin de Madeleine sont toutes spatialement proches de la source de ces hydrocarbures : on ne connaît pas, dans ce bassin, d'accumulation d'hydrocarbures dans un réservoir peu profond consécutive à une migration depuis les profondeurs ou latéralement sur une grande distance (Lavoie et al., 2009).

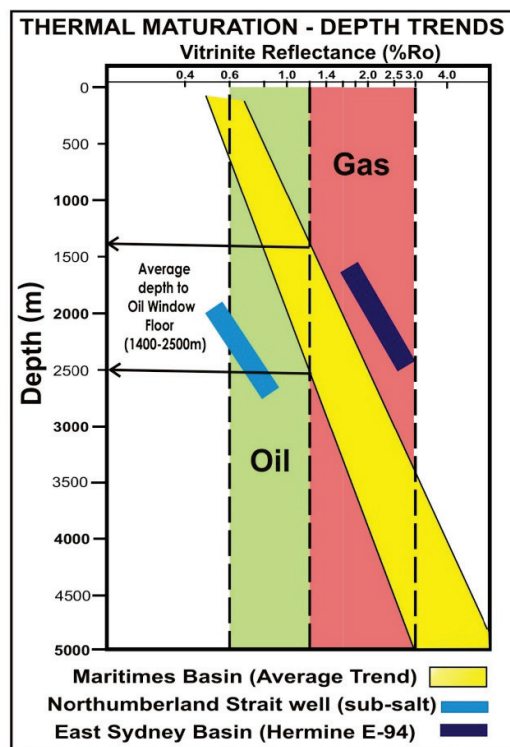


Figure 62 : Relation entre la maturation thermique et la profondeur pour les séries carbonifères dans le bassin des Maritimes. La profondeur de la base de la fenêtre à huile correspond aux données disponibles spécifiquement pour le bassin de Madeleine. Les deux profils de maturation anormaux illustrés en bleu clair et bleu sombre correspondent à des puits forés en dehors du territoire québécois mais permettent d'illustrer la variabilité des degrés de maturation selon le contexte géologique. Figure tirée de Lavoie et al. (2009).

7.2.2 Principaux types de *plays*

Dans le bassin d'Anticosti, Lavoie et al. (2009) identifient quatre types de *plays* principaux : les grès de rift ou de marge passive du Cambrien, les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (R1, Figure 63), celles de l'Ordovicien supérieur (R2, Figure 63) et finalement les flysch et carbonates de l'Ordovicien au Dévonien (R3 à R5, Figure 63). La Formation de Macasty, *play* non conventionnel, est également présente à travers le bassin d'Anticosti mais son éventuel développement dans le milieu marin n'est pas considéré ici bien qu'il soit techniquement possible, à l'image du shale de Green Point à Terre-Neuve. Ces *plays* ont déjà été décrits ailleurs et ne seront pas détaillés davantage ici.

Les grès de rift ou de marge passive du Cambrien ne semblent pas présents à Anticosti d'après les données de forage, de sorte que ce *play* n'est pas représenté sur la Figure 63 et est vraisemblablement absent dans une large partie du bassin d'Anticosti. Il est cependant documenté à Terre-Neuve, ce qui suggère qu'il est également développé en profondeur dans la partie orientale du bassin d'Anticosti bien qu'aucune information directe ne permette d'en apprécier l'étendue exacte (Lavoie et al., 2012). Selon Pinet et al. (2012) les réservoirs possiblement développés dans les flysch et les carbonates de l'Ordovicien au Dévonien (R3 à R5, Figure 63) pourraient comprendre des grès et des récifs dans des strates monoclinales ou, à proximité du front orogénique, dans des anticlinaux serrés ou une zone triangulaire.

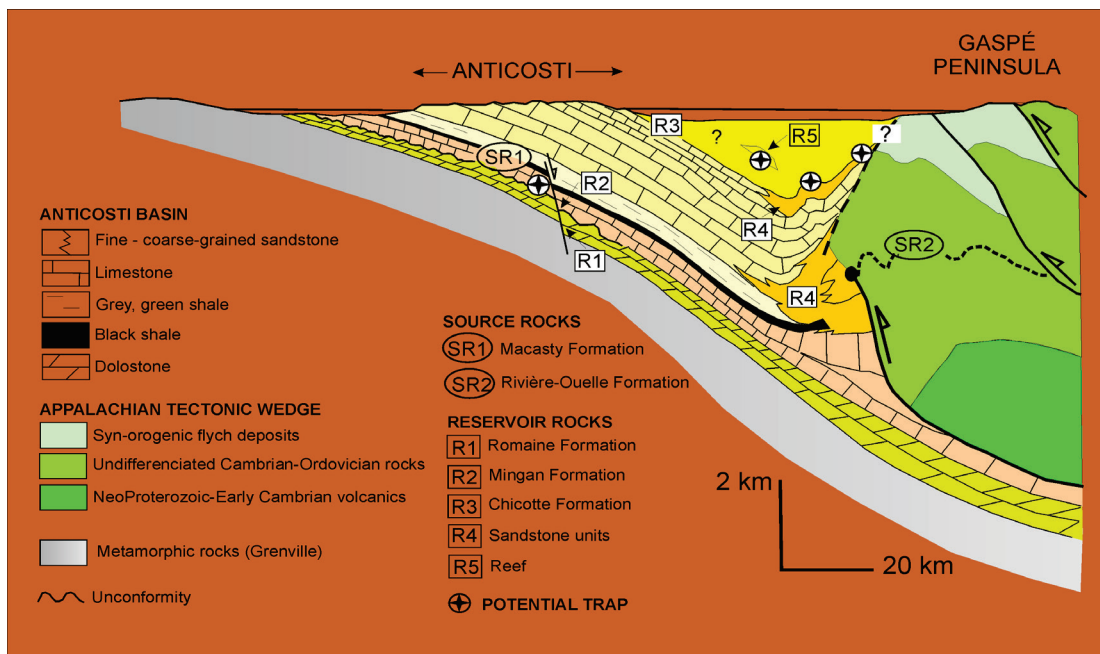


Figure 63 : Schéma de la répartition des principaux *plays* développés dans le bassin d'Anticosti entre l'île éponyme et la péninsule gaspésienne (Pinet et al., 2007). R1 : dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur; R2 : dolomies hydrothermales de l'Ordovicien supérieur (note : le symbole R2 sur la figure devrait être placé sous l'unité de black shale de la Formation de Macasty, qui constitue par ailleurs un *play* à part entière); R3 à R5 : flysch et carbonates de l'Ordovicien au Dévonien. Enfin les grès de rift ou de marge passive du Cambrien, non représentés ici, sont vraisemblablement présents dans la partie orientale du bassin.

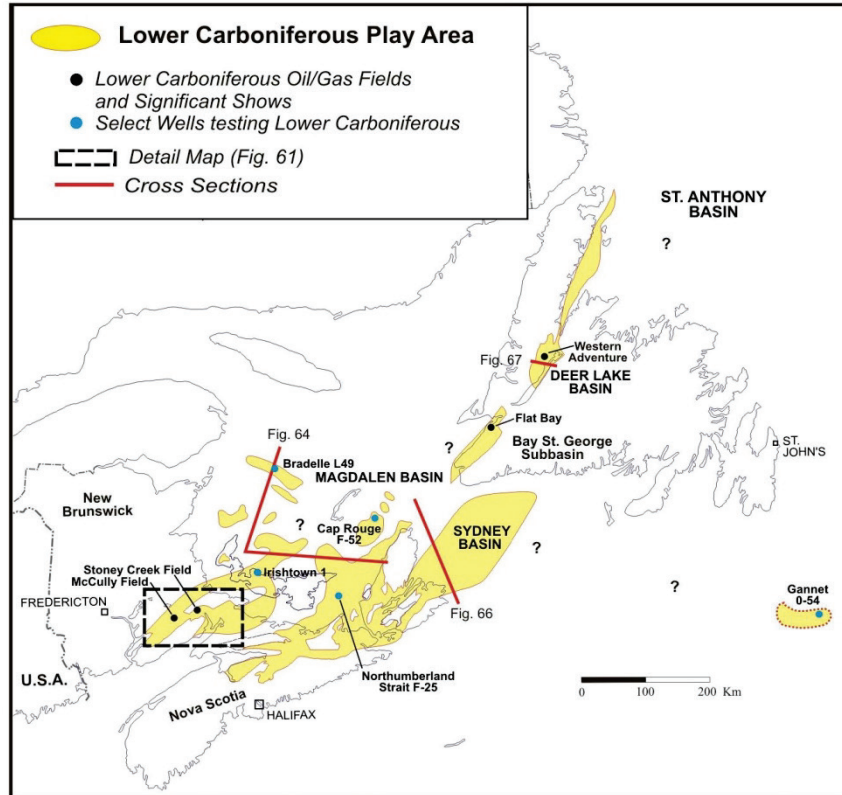


Figure 64 : Carte illustrant l'aire de répartition des grès du Carbonifère inférieur (*play A*).
Source : Lavoie et al. (2009).

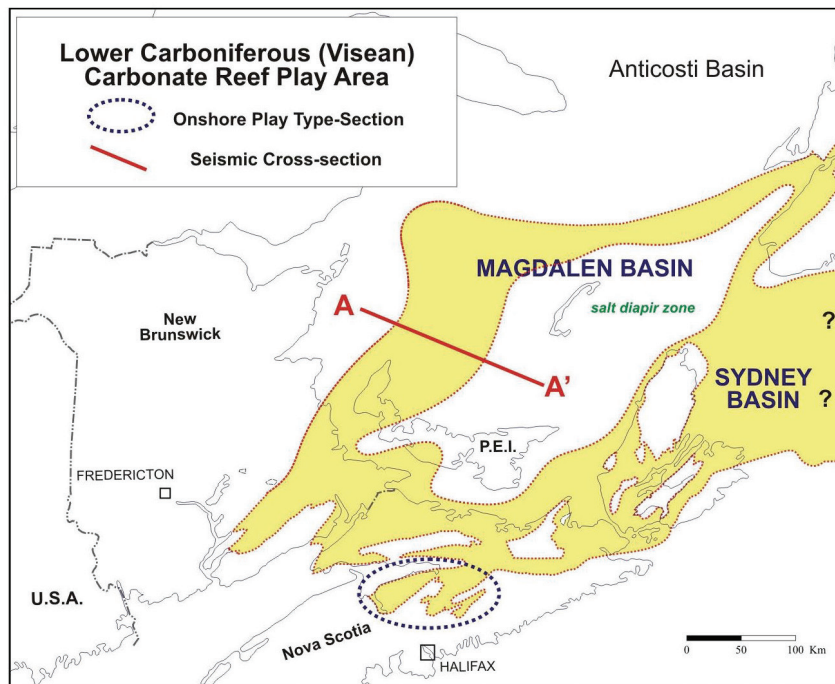


Figure 65 : Carte illustrant l'aire de répartition des carbonates du Carbonifère inférieur (*play B*).
Source : Lavoie et al. (2009).

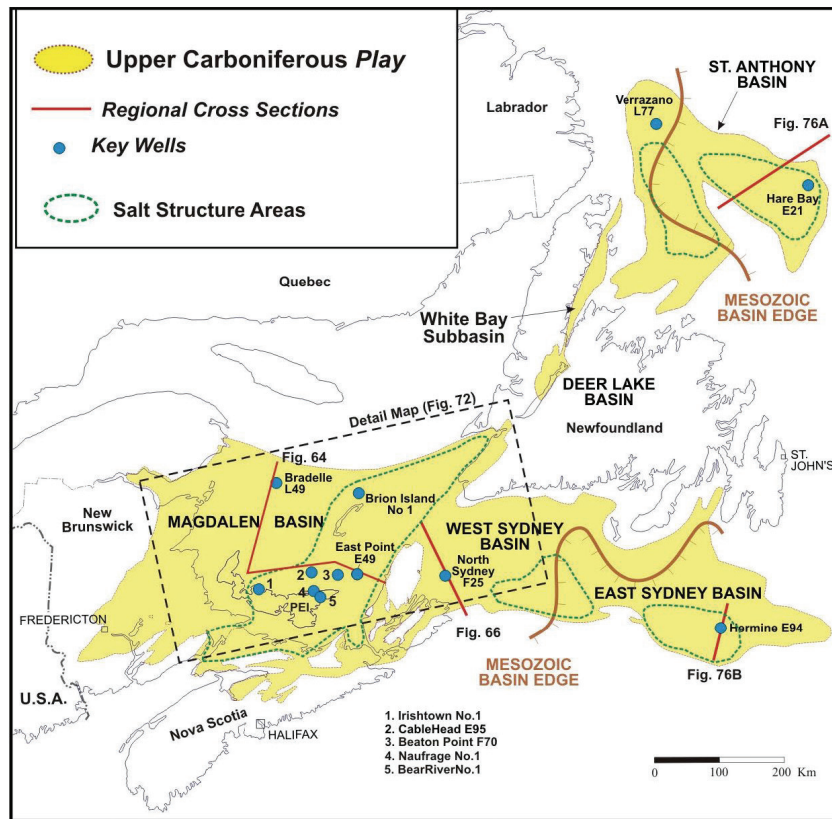


Figure 66 : Carte illustrant l'aire de répartition des grès du Carbonifère inférieur (*play C*).

Source : Lavoie et al. (2009). L'encadré en pointillé sur la carte correspond à la carte présentée à la Figure 61.

Dans le bassin de Madeleine, Lavoie et al. (2009) identifie trois types de *plays* principaux : les grès du Carbonifère inférieur (*play A*, Figure 64), les carbonates du Carbonifère inférieur (*play B*, Figure 65) et les grès du Carbonifère supérieur (*play C*, Figure 66).

- Les grès du Carbonifère inférieur (*play A*, Figure 64) correspondent principalement aux grès des groupes de Horton et de Windsor déposés dans des sous-bassins d'effondrement ou en décrochement. Les pièges structuraux les plus importants consistent en des plis et des fermetures sur faille (Lavoie et al., 2009). Les réservoirs sont spatialement associés aux roches mères dans ces unités, et en assurent la couverture. Le principal facteur de risque réside dans la qualité du réservoir : sa compartimentalisation, sa porosité et sa perméabilité.
- Les carbonates du Carbonifère inférieur (*play B*, Figure 65) correspondent principalement aux plates-formes carbonatées marines développées dans le Groupe de Windsor. Ces plates-formes présentent généralement une grande continuité latérale mais leur épaisseur est relativement faible, souvent inférieure à 10 m. Les structures récifales développées à la base du groupe sont les cibles qui offrent le plus de potentiel. Ces structures s'étalent typiquement sur plusieurs centaines de mètres de longueur et peuvent mesurer plusieurs dizaines de mètres d'épaisseur. Dans le Groupe de Windsor, les carbonates sont étroitement associés à des niveaux

évaporitiques qui en assurent la couverture. Ce *play* est le moins bien documenté des trois *plays* identifiés dans la partie marine du bassin de Madeleine et il n'a jamais été foré, bien que plusieurs lignes sismiques en confirment la présence en mer (Lavoie et al., 2009).

- Les grès du Carbonifère supérieur (*play C*, Figure 66) correspondent principalement aux grès des groupes de Cumberland et de Pictou et sont développés dans la partie sud-est du bassin de Madeleine (Figure 65). Les réservoirs consistent principalement en des grès fluviatiles développés dans les formations de Bradelle et de Cable Head et la charge en hydrocarbures est assurée principalement par les lits de charbon et les shales bitumineux des groupes de Cumberland et Pictou, même si une fraction de la charge pourrait aussi théoriquement provenir des roches mères plus profondes (groupes de Horton et Windsor). Dans la partie sud-est du bassin de Madeleine, les pièges typiques de ce type de *play* sont associés aux phénomènes halocinétiques (diapirs et coussins de sel, anticlinaux associés aux zones de retrait évaporitique, etc.) Dans l'ouest du bassin, les pièges consistent principalement en des anticlinaux, des fermetures sur faille et des biseaux stratigraphiques. Quelle que soit la nature du piège, le facteur de risque principal pour ce *play* réside dans la qualité du réservoir (compartimentalisation, porosité et perméabilité). La compartimentalisation du réservoir peut être causée par le démembrement des unités dans les zones tectonisées, mais elle est surtout intimement associée à la géométrie des grès fluviatiles, qui peuvent présenter de fortes variations latérales sur de courtes distances. L'épaisseur accumulée de ces chenaux gréseux peut cependant atteindre plusieurs dizaines, voire centaines de mètres, tel que démontré en forage (Hu et Dietrich, 2008). La porosité et la perméabilité des grès fluviatiles du Carbonifère supérieur constituent les véritables facteurs limitant du potentiel de ce *play* : si les grès sont abondants à l'échelle du bassin, leur perméabilité est souvent inférieure à 0,1 mD ce qui les classe dans la catégorie des grès compacts (non conventionnels) et leur porosité est souvent inférieure à 10 % (Bibby et Shimeld, 2000). Les quelques données de forage disponibles pour le nord du bassin de Madeleine suggèrent cependant que les réservoirs développés dans les grès du Carbonifère supérieur dans la partie québécoise du bassin sont de qualité supérieure à la moyenne, avec des valeurs de porosité supérieures à 10 % et des perméabilités jusqu'à 100 mD (Figure 67). Cette différence entre le nord et le sud du bassin pourrait s'expliquer par une différence dans la source et donc la nature des sédiments, plus impurs au sud (Gibling et al., 1992) et plus matures au nord (Martel et Durling, 2002). Les prospects Old Harry et Millerand (Figure 68) appartiennent à ce type de *play*.

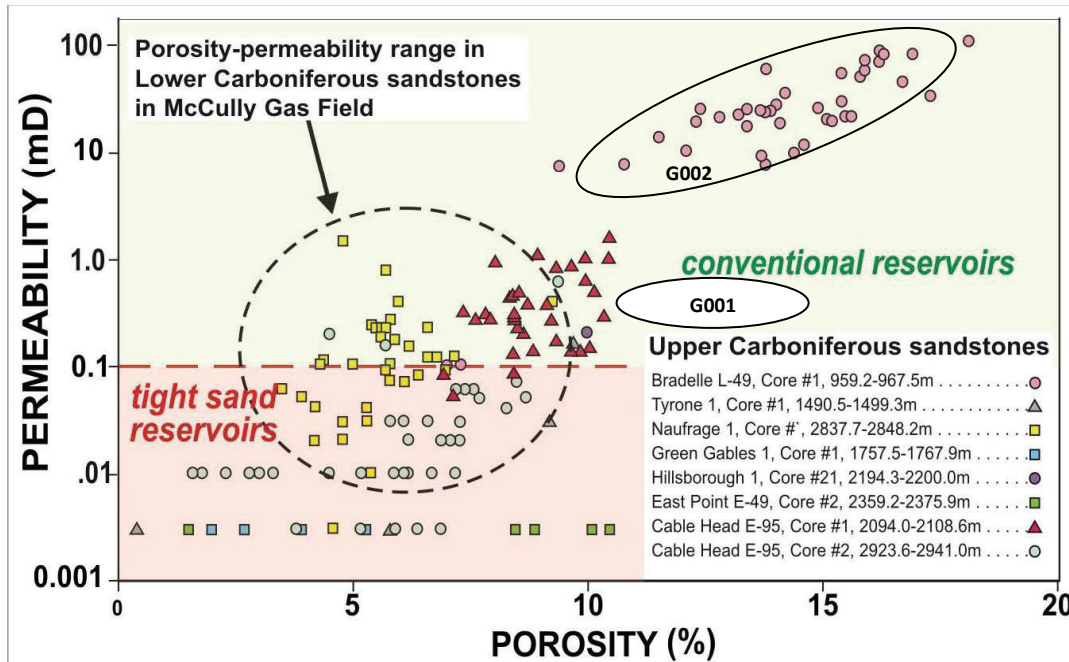


Figure 67 : Relation entre la porosité et la perméabilité pour les grès du Carbonifère supérieur (*play C*). Les valeurs de porosité et de perméabilité disponibles pour les forages effectués dans la partie nord du bassin de Madeleine (secteur québécois) se démarquent des valeurs moyennes pour la partie sud du bassin. Figure adaptée de Lavoie et al. (2009), données pour le puits G001 tirées de Hu et Dietrich (2008). Les puits G001 et G002 sont localisés sur la Figure 68.

7.2.3 Degré d'avancement de l'exploration

Seuls trois puits profonds ont été forés dans la partie québécoise du bassin de Madeleine et aucun dans le bassin d'Anticosti (Figure 68). Un seul de ces puits a été foré en mer en 1973 (G002, Figure 68). Sa profondeur totale est de 4 420 mKB. Les deux autres puits profonds ont été forés sur terre, sur l'archipel des Iles-de-la-Madeleine : il s'agit du puits G001 (Figure 68) foré sur l'île Brion en 1970 jusqu'à 3 206 mKB et du puits G003 (Figure 68) foré sur l'île de Cap-aux-Meules en 1999 à une profondeur de 686 mKB.

Plusieurs puits peu profonds ont également été forés en mer et sur terre dans la partie québécoise du bassin de Madeleine (Figure 68) entre 1965 et 1974 (Figure 69). En mer, il s'agit d'une série de cinq puits réalisés en 1965 entre les Iles-de-la-Madeleine et la péninsule gaspésienne. La profondeur de ces puits n'excède pas 300m et ils n'ont pas révélé la présence d'hydrocarbures. Sur terre, il s'agit d'une série de neuf puits réalisés entre 1972 et 1974 sur les Iles-de-la-Madeleine. Ces puits avaient des objectifs miniers et ne semblent pas avoir rencontré d'hydrocarbures (Sigpeg, 2014).

L'exploration en mer est supportée par un maillage dense de lignes sismiques 2D (Figure 70). L'essentiel de ces lignes a été enregistré entre 1967 et 1975 puis entre 1980 et 1986 (Figure 71). Deux campagnes plus récentes en 1998 et 2002 ont ciblé plus particulièrement le prospect Old Harry (Figure 68) et la région située entre celui-ci et les Iles-de-la-Madeleine. Seul un petit nombre de lignes sismiques, toutes enregistrées par Soquip dans les années 1970, a été versé au domaine public (Figures 70 et 71). Enfin la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent bénéficie d'une couverture gravimétrique appréciable, quoi

qu'imparfaite et ancienne (Pinet et al., 2007) et des levés aéromagnétiques locaux sont également disponibles, notamment au sud-est des Iles-de-la-Madeleine et dans le Détroit d'Honguedo entre l'île d'Anticosti et la péninsule gaspésienne (Pinet et al., 2012).

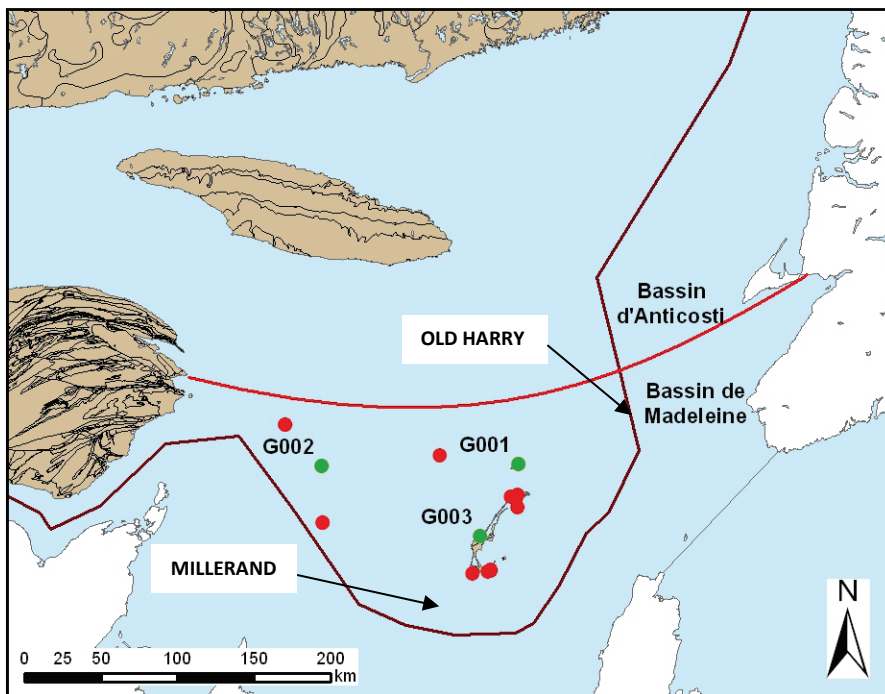


Figure 68 : Carte de localisation des puits forés dans la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent depuis 1965.

Les points verts représentent les trois puits les plus profonds (« G00X »). La localisation de deux prospectus identifiés par la sismique mais non forés est également indiquée (*play C*, Figure 66). Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

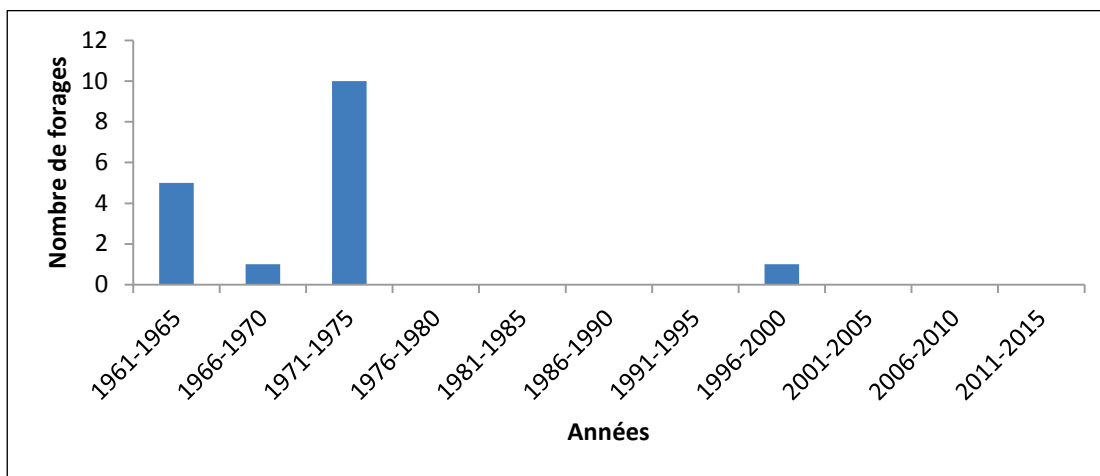


Figure 69 : Nombre de forages complétés dans la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent entre 1965 et 1999.

Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014).

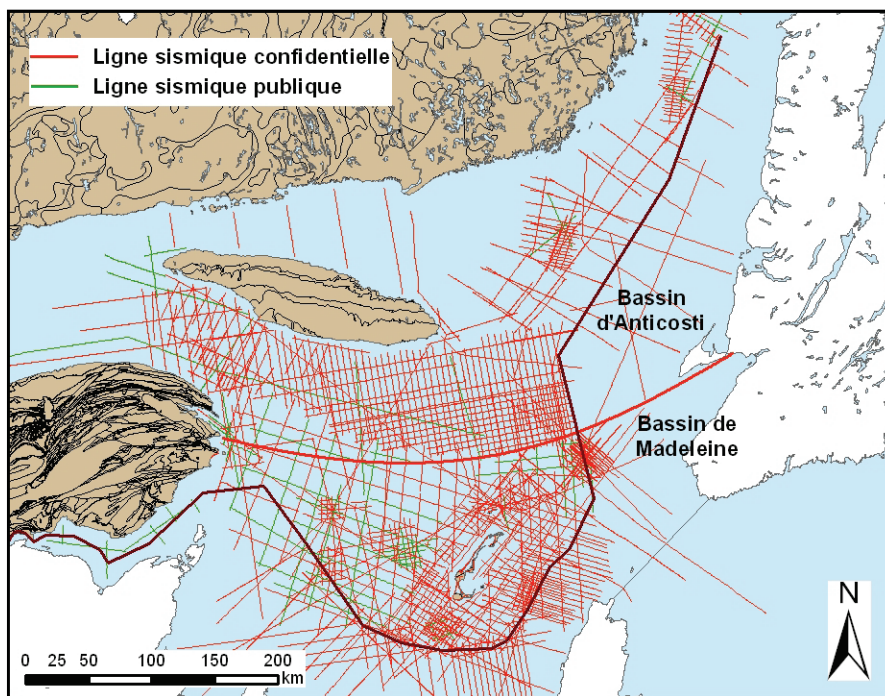


Figure 70 : Carte de localisation des lignes sismiques enregistrées sur l'île d'Anticosti depuis 1967. Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014), fond cartographique : Thériault (2002).

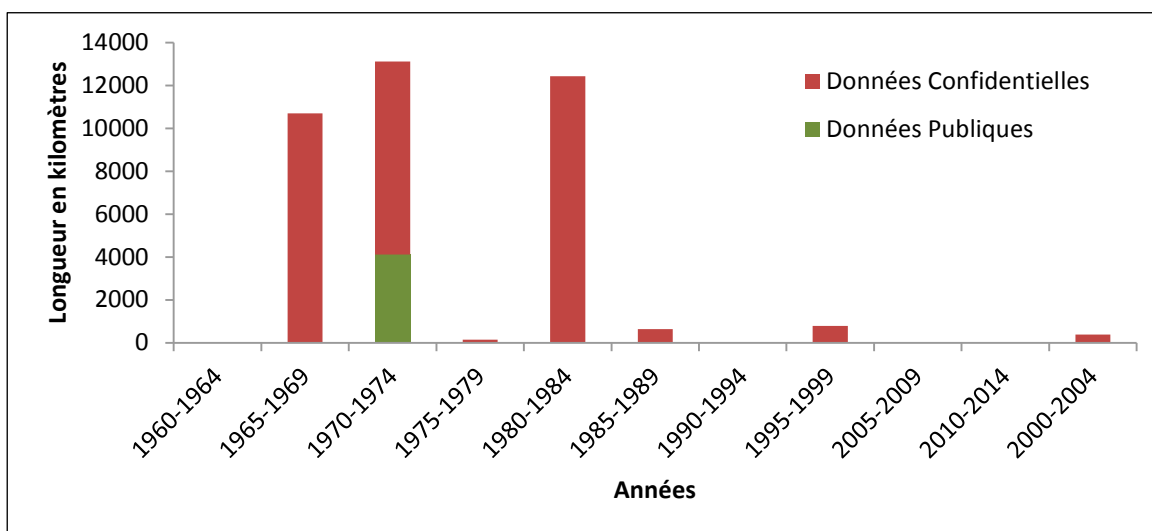


Figure 71 : Longueur de lignes sismiques enregistrées dans la partie québécoise du Golfe du Saint-Laurent entre 1967 et 2002.

Source : base de données géoréférencées Sigpeg (2014). Pour les lignes sismiques enregistrées de part et d'autre des limites de la juridiction québécoise, c'est la longueur totale de ces lignes qui a été comptabilisée dans ce graphique.

7.2.4 Historique des modèles d'exploration

À ce jour, l'exploration du secteur québécois marin du Golfe du Saint-Laurent s'est donc limitée, pour l'essentiel, au bassin de Madeleine. Si des campagnes sismiques ont ciblé le bassin d'Anticosti, aucun forage n'y a encore été réalisé bien que des indices d'échappement de gaz sur le fond marin aient été identifiés entre la péninsule gaspésienne et l'île d'Anticosti (Pinet et al., 2007).

Dans le bassin de Madeleine, ce sont les grès du Carbonifère supérieur qui ont retenu l'attention, avec un petit nombre de forages en mer réalisés dans le secteur occidental où les dômes de sel sont absents et deux forages profonds implantés sur terre dans l'archipel des Iles-de-la-Madeleine, qui visaient des pièges associés aux dômes de sel. Ce sont ces dômes qui retiennent principalement l'attention, en particulier avec la découverte du prospect Old Harry (Figure 68).

Le prospect Old Harry est considéré comme le mieux documenté des prospects associés au *play* C dans les grès du Carbonifère supérieur. Ce prospect s'étend de part et d'autre de la frontière marine entre le Québec et Terre-Neuve, au nord-est des Iles-de-la-Madeleine. Il s'agit d'une double structure anticlinale s'étendant sur près de 175 km², formée par le retrait des évaporites du Groupe de Windsor. Deux réservoirs sont considérés, soit les grès de la Formation de Bradelle et ceux sous-jacents de la Formation de l'Île Brion (Groupe de Cumberland). La couverture est assurée par les shales de la Formation de Green Gables qui sépare les deux réservoirs et au sein de laquelle le réservoir supérieur est enchâssé. Outre la géométrie et les dimensions de la structure identifiée, la prospectivité du prospect Old Harry est confortée par de nombreux indicateurs, notamment la présence de *flat spots* sur les lignes sismiques ainsi que des variations d'amplitude sismique. Des suintements à la surface de la mer et des indices d'échappement de gaz sur le fond marin sont également rapportés (Macquarie Tristone, 2012). D'autres prospects similaires, quoi que moins publicisés et de dimensions plus réduites, ont également été documentés dans le bassin de Madeleine. Ainsi le prospect de Millerand situé au sud-ouest des Iles-de-la-Madeleine et qui se présente comme une fermeture anticlinale simple de 90 km² environ, au-dessus d'un coussin de sel (Morin, 2002).

Au large de la Nouvelle-Écosse et de l'Île du Prince-Édouard, moins d'une dizaine de forages profonds ont été réalisés en mer dans le même bassin de Madeleine. Ces forages sont peu nombreux mais ont confirmé le potentiel en gaz des grès du Carbonifère supérieur (*play* C). Un certain nombre de forages sur terre ont également été réalisés par le passé dans les provinces maritimes, donc sur la marge du bassin de Madeleine. Ces travaux d'exploration ont notamment permis de mettre en évidence le potentiel des grès et des carbonates du Carbonifère inférieur (*plays* A et B), mais ces *plays* retiennent encore peu l'attention dans le secteur québécois en raison de leur profondeur probablement importante dans ce dernier secteur. Une revue de détail de ces *plays* et des découvertes qui leur sont associées hors de la juridiction québécoise est disponible dans Lavoie et al. (2009).

7.2.5 Estimation de la ressource en place

Des estimations de la ressource ont été proposées à l'échelle du bassin des Maritimes par la CGC (Lavoie et al., 2009) pour les sédiments clastiques cambro-ordoviciens, pour les grès du Carbonifère inférieur (*play* A) et ceux du Carbonifère supérieur (*play* C). Dans le cas du *play* C, on dispose également d'une estimation proposée par le détenteur des permis d'exploration pour le prospect Old Harry.

7.2.5.1 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur (Groupe de Beekmantown et Formation de Romaine sur l'île et dans le bassin d'Anticosti) a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la partie marine du bassin d'Anticosti, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les dolomies pour ce *play* dans la partie marine du bassin d'Anticosti.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $3,248 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($114,7 \times 10^9$ pieds cube) pour le gaz et $24,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($151,7 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à l'île d'Anticosti mais également aux Basses-Terres du Saint-Laurent.

7.2.5.2 Les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les calcaires dolomités des groupes de Black-River et de Trenton et de la Formation de Mingan a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la partie marine du bassin d'Anticosti, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les dolomies pour ce *play* dans la partie marine du bassin d'Anticosti.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $9,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($350,8 \times 10^9$ pieds cube) pour le gaz et $22,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($139,0 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à l'île d'Anticosti mais également sur un corpus de données provenant de l'est du Canada, notamment les Basses-Terres du Saint-Laurent.

7.2.5.3 Les grès du Carbonifère inférieur (play A)

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les grès du Carbonifère inférieur a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la partie québécoise du bassin de Madeleine, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les grès du Carbonifère inférieur pour le *play* A dans la partie québécoise du bassin de Madeleine.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $19,1 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($673,5 \times 10^9$ pieds cube) pour le gaz et $5,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($32,9 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à la partie québécoise du bassin de Madeleine, mais également sur un corpus de données provenant des provinces maritimes.

7.2.5.4 Les grès du Carbonifère supérieur (play C)

Une estimation régionale de la quantité de gaz et de pétrole en place dans les grès du Carbonifère supérieur a été réalisée pour l'ensemble de l'est du Canada par la CGC (Lavoie et al., 2009). En comparant la superficie couverte par ce *play* selon Lavoie et al. (2009) et la superficie concernée pour la

partie québécoise du bassin de Madeleine, il est possible d'approcher en première approximation le volume d'hydrocarbures en place dans les grès du Carbonifère inférieur pour le *play* C dans la partie québécoise du bassin de Madeleine.

Les potentiels médians en place ainsi calculés sont de l'ordre de $61,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ (2188×10^9 pieds cube) pour le gaz et $10,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($65,9 \times 10^6$ barils) pour le pétrole. Il convient de souligner ici les imprécisions liées à cette estimation, qui repose en partie sur des données propres à la partie québécoise du bassin de Madeleine, mais également sur un corpus de données provenant des provinces maritimes.

Par ailleurs 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 ci-après).

Enfin dans le cas du prospect de Millerand (Figure 68) évoqué précédemment, le volume de gaz en place est estimé entre $18,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ (650×10^9 pieds cube) et $73,6 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,6 \times 10^{12}$ pieds cube) tel que rapporté par Morin (2002). Ces auteurs ne précisent toutefois pas la source de cet estimé ce qui limite les analyses que l'on peut en faire. Fait notable, la possibilité d'une charge en pétrole ne semble pas considérée dans ce cas.

7.3 Discussion

Le potentiel en hydrocarbures de la partie marine du bassin d'Anticosti demeure hautement spéculatif même si des estimations de la ressource potentiellement en place sont disponibles. Aucun forage n'a encore été réalisé dans cette région bien qu'un certain nombre de pièges structuraux aient été documentés par des levés sismiques, et bien que les principaux *plays* considérés soient bien documentés dans les secteurs terrestres environnants en Gaspésie, sur l'île d'Anticosti et à Terre-Neuve. L'existence établie sur l'île d'Anticosti d'une roche mère qui présente un potentiel en pétrole renforce l'intérêt pétrolier que peut revêtir la partie marine du bassin d'Anticosti, par comparaison avec le bassin de Madeleine pour lequel c'est un potentiel en gaz naturel qui prévaut. En l'absence de données nouvelles il paraît toutefois difficile d'élaborer plus avant sur ce potentiel pétrolier. Une avenue de recherche possible pourrait consister à vérifier indirectement la présence d'hydrocarbures liquides dans le sous-sol du bassin d'Anticosti par la cartographie des suintements d'huile à la surface de l'eau : si de tels phénomènes sont documentés et peuvent être mis en relation avec des structures géologiques connues, la valeur potentielle du bassin s'en trouverait appréciée de façon significative.

Très peu de données de forage sont disponibles pour permettre d'apprécier le véritable potentiel de la partie québécoise du bassin de Madeleine. L'essentiel des études ont été réalisées sur la base d'extrapolations à partir des réservoirs identifiés en dehors de la zone d'intérêt, et les données propres à la partie québécoise suggèrent que la qualité des réservoirs gréseux du *play* C (grès du Carbonifère

supérieur) est supérieure à celle des réservoirs identifiés plus au sud. En l'état actuel des connaissances, il apparaît donc hasardeux d'accorder un poids trop important aux estimations de la ressource en place disponibles pour la partie québécoise du bassin de Madeleine.

Ainsi dans le cas du prospect Old Harry, qui bénéficie d'une bonne couverture sismique mais n'a pas encore été foré, les volumes d'hydrocarbures en place qui sont proposés doivent être considérés comme hautement spéculatifs. Si plusieurs indicateurs géologiques et géophysiques tendent à confirmer la présence d'hydrocarbures dans cette structure (voir *supra*), la possibilité que d'importants volumes de pétrole soient présents ne s'accorde pas avec les modèles régionaux établis pour le bassin de Madeleine. En particulier, il a été établi précédemment que les grès cibles dans ce prospect sont spatialement associés à une roche mère apte à générer principalement du gaz naturel, et du pétrole dans une moindre mesure. D'autres roches mères plus profondes ont pu contribuer à la charge en pétrole, mais il a été également précisé ici que les hydrocarbures découverts jusqu'à ce jour dans des réservoirs conventionnels dans le bassin de Madeleine avaient tous une source locale : les possibilités de migration de pétrole depuis une roche mère profonde apparaissent donc très faibles. À la lumière de ces observations il apparaît que la charge en hydrocarbure des grès du Carbonifère supérieur, autant pour le prospect Old Harry que pour d'autres réservoirs potentiels dans le bassin de Madeleine, est vraisemblablement dominée par le gaz naturel.

Enfin il convient de souligner la divergence marquée entre les estimations proposées pour Old Harry (Macquarie Tristone, 2012) et celles établies par Lavoie et al. (2009) pour les grès du Carbonifère supérieur à l'échelle du bassin des Maritimes. Dans le cas du prospect Old Harry, les volumes estimés par Macquarie Tristone (2012) sont de l'ordre de $800 \times 10^6 \text{ m}^3$ de pétrole ou $200 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gaz. Dans le cas de l'étude régionale le volume médian de gaz en place estimé par Lavoie et al. (2009) pour le plus large gisement possible est de $74,1 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gaz. L'écart entre les deux estimations pourrait être expliqué si l'on considère que le volume de gaz proposé pour le prospect n'est pas nécessairement un volume médian (P50) mais peut-être le volume maximal (P10).

Si les estimations établies par Lavoie et al. (2009) sur une base statistique à partir d'un corpus de données régionales ne doivent pas être considérées comme des valeurs absolues ou définitives, l'écart important noté avec l'estimation disponible du volume de pétrole en place pour le prospect Old Harry indique que la plus grande prudence doit être utilisée dans la considération du potentiel de cette structure, sans que cela doive pour autant en diminuer l'intérêt.

8. Conclusions et recommandations

Dans le cadre du Chantier économique des deux ÉES initiées en mai 2014 par le gouvernement du Québec, le présent rapport dresse une synthèse des connaissances sur la géologie des principaux bassins sédimentaires du sud du Québec et s'attache tout particulièrement à en détailler le potentiel en hydrocarbures.

8.1 Géologie des bassins sédimentaires

Les séries sédimentaires des bassins du sud du Québec sont constituées de roches d'âge Paléozoïque (Cambrien à Permien). Les unités cambriennes à ordoviciennes dominent les bassins des Basses-Terres du Saint-Laurent et d'Anticosti et sont également bien représentées dans le Bas-Saint-Laurent et le nord de la Gaspésie. Dans ces deux derniers bassins, ce sont toutefois les unités siluriennes et dévoniennes qui dominent, et on les retrouve également dans la partie sud-est de la région géologique A (Basses-Terres du Saint-Laurent). En mer, le bassin d'Anticosti comporte les mêmes unités que celles rencontrées sur l'île d'Anticosti, surmontées d'unités siluriennes et possiblement dévoniennes dont la nature demeure spéculative. Le bassin de Madeleine enfin, repose en discordance sur les unités précédentes et est essentiellement constitué d'unités d'âge Carbonifère.

La longue histoire tectonique de la région d'étude a fortement contribué à la structuration des séries sédimentaires et à l'individualisation de plusieurs zones tectonostratigraphiques distinctes. Les Basses-Terres du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti, le bassin d'Anticosti, et la partie ouest du bassin de Madeleine présentent un faible degré de déformation, où l'on reconnaît essentiellement l'influence de failles normales de socle liées à l'ouverture de l'océan Iapetus au Cambrien et parfois réactivées en marge du front orogénique taconien. L'effet distal des orogénies taconienne, salinique et acadienne peut perturber localement ce patron simple de déformation mais n'influence pas significativement la structuration de ces bassins. À l'inverse le Bas-Saint-Laurent, la Gaspésie, le front orogénique du bassin d'Anticosti de même que le domaine appalachien des Basses-Terres du Saint-Laurent sont fortement tectonisés et les orogénies taconienne, salinique et acadienne ont défini l'architecture actuelle de ces bassins. L'architecture interne du bassin de Madeleine enfin, est principalement contrôlée par des processus halocinétiques initiés par l'instabilité gravitaire des niveaux évaporitiques.

8.2 Potentiel en hydrocarbures

L'état des connaissances en ce qui concerne le potentiel en hydrocarbures de chacune de ces régions a fait l'objet d'une revue détaillée qui met en lumière les points forts et les lacunes de connaissance spécifiques à chaque bassin. Certaines régions peuvent être considérées comme matures du point de vue de l'exploration (cas des Basses-Terres du Saint-Laurent). D'autres en revanche sont virtuellement dépourvues de toute information utile pour supporter ou encourager l'exploration (cas du bassin d'Anticosti dans le Golfe du Saint-Laurent). L'arrêt des efforts d'exploration pour le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent a en outre eu des répercussions sur l'ensemble de la filière hydrocarbures à l'échelle de la Province et, à de rares exceptions près, le rythme de l'exploration à tous les niveaux demeure au ralenti dans les autres bassins en dépit d'un potentiel en hydrocarbures avéré dans la plupart des cas. Le tableau ci-après fait la synthèse des estimés de la ressource initialement en place (gaz et/ou pétrole) qui ont été compilés et analysés dans le cadre du présent rapport. De nombreux *plays* demeurent encore au stade conceptuel et les données manquent pour pouvoir en quantifier le potentiel réel. Les *plays* non quantifiés sont présentés dans le tableau de synthèse afin d'illustrer la diversité du potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec.

Tableau de synthèse résumant les différentes estimations du volume médian de gaz ou de pétrole en place pour une région géologique et un type de *play* donnés (voir la carte de localisation des régions géologiques à la Figure 1).

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique A - Basses-Terres du Saint-Laurent						
Domaine autochtone						
Sédiments clastiques de rift du Cambrien	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	567 x 10 ⁶ m ³	20 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	2.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	3,23 x 10 ⁹ m ³	114 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	2.2.5.2
Flysch d'avant-pays de l'Ordovicien supérieur	--	--	--		--	--
Shale d'Utica d'âge Ordovicien supérieur	Gaz	2,8 x 10 ¹² m ³ (P90) à > 8,5 x 10 ¹² m ³ (P10)	100 x 10 ¹² pi ³ (P90) à > 300 x 10 ¹² pi ³ (P10)		Duchaine et al. (2012)	2.2.5.4
	Gaz	5 x 10 ¹² m ³	176,73 x 10 ¹² pi ³		Chen et al. (2014)	2.2.5.4
	Pétrole	297,3 x 10 ⁶ m ³	1,87 x 10 ⁹ barils		Chen et al. (2014)	2.2.5.4
Domaine appalachien						
Sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Écailles de carbonates de l'Ordovicien	Gaz	1,4 x 10 ⁹ m ³	48,4 x 10 ⁹ pi ³	Saint-Flavien	Lavoie et al. (2009)	2.2.5.3
Ceinture de Gaspésie						
Shales d'âges Ordovicien et Dévonien	--	--	--		--	--

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique B - Basses-Terres du Saint-Laurent, sédiments non consolidés						
Domaine autochtone						
Sables poreux d'âge Quaternaire	--	--	--	Pointe-du-Lac	--	--
Région géologique C - Gaspésie						
Bande taconique						
Sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Ceinture de Gaspésie						
Calcaires de l'Ordovicien supérieur au Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Grès du Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales du Silurien inférieur au Dévonien inférieur	--	--	--		--	--
Brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur	--	--	--	Galt; Bourque	--	--
Grès fluviatiles du Dévonien inférieur	Pétrole	16,2 x 10 ⁶ m ³	102 x 10 ⁶ barils	Haldimand	Lavoie et al. (2009)	4.2.5.1

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique D - Anticosti						
Domaine autochtone						
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	483 x 10 ⁶ m ³	17 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.1
	Pétrole	3,6 x 10 ⁶ m ³	22,6 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	2,9 x 10 ⁹ m ³	103 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.2
	Pétrole	6,5 x 10 ⁶ m ³	40,7 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	5.2.5.2
Flysch de l'Ordovicien et du Silurien	--	--	--		--	--
Calcaires récifaux de l'Ordovicien supérieur et du Silurien	--	--	--		--	--
Shales de l'Ordovicien supérieur	Pétrole	6,9 x 10 ⁹ m ³ (*)	43,6 x 10 ⁹ barils (*)		Pétrolia (2011b)	5.2.5.3
	Pétrole	16,3 x 10 ⁹ m ³ (*)	102,4 x 10 ⁹ barils (*)		Junex (2011b)	5.2.5.3
Région géologique F - Bas-Saint-Laurent						
Zone de Humber						
Sédiments silicoclastiques du Cambro-Ordovicien	--	--	--		--	--
Écailles de carbonates de plate-forme d'âge Ordovicien	Gaz	425 x 10 ⁶ m ³	15 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	6.2.5.1
Ceinture de Gaspésie						
Grès du Silurien inférieur	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales du Silurien inférieur	--	--	--	Massé	--	--
Brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur	--	--	--		--	--

(*) : Les volumes estimés publiés dans Pétrolia (2011b) et Junex (2011b) portent sur une partie de l'île. Les volumes indiqués dans le tableau ont été extrapolés à l'ensemble de l'île d'Anticosti à partir de ces publications.

Région géologique						
Bassin						
Type de <i>play</i>	Nature de la ressource	Volume médian (P50) estimé (m ³)	Volume médian (P50) estimé (pi ³ ou barils)	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Référence et année de publication	Chapitre dans le rapport
Région géologique G - Golfe du Saint-Laurent						
Bassin d'Anticosti						
Grès de rift ou de marge passive du Cambrien	--	--	--		--	--
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	3,248 x 10 ⁹ m ³	114,7 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.1
	Pétrole	24,1 x 10 ⁶ m ³	151,7 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.1
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien supérieur	Gaz	9,9 x 10 ⁹ m ³	350,8 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.2
	Pétrole	22,1 x 10 ⁶ m ³	139,0 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.2
Flysch et carbonates de l'Ordovicien au Dévonien	--	--	--		--	--
Formation de Macasty	--	--	--		--	--
Bassin de Madeleine						
Grès du Carbonifère inférieur	Gaz	19,1 x 10 ⁹ m ³	673,5 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.3
	Pétrole	5,2 x 10 ⁶ m ³	32,9 x 10 ⁶ barils		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.3
Carbonates du Carbonifère inférieur	--	--	--		--	--
Grès du Carbonifère supérieur	Gaz	61,9 x 10 ⁹ m ³	2188 x 10 ⁹ pi ³		Lavoie et al. (2009)	7.2.5.4
Grès du Carbonifère supérieur	Pétrole	10,5 x 10 ⁶ m ³	65,9 x 10 ⁶ barils	Old Harry; Millerand	Lavoie et al. (2009)	7.2.5.4

Le potentiel en hydrocarbures peut se résumer ainsi par région :

- La région des Basses-Terres du Saint-Laurent (région A) bénéficie d'un long historique d'exploration et elle est considérée comme la plus mature des régions analysées ici, si ce n'est pour le secteur sud-est encore largement inexploré. La ressource principale, presque unique, est le gaz naturel. Plusieurs *plays* conventionnels et non conventionnels y sont reconnus et ont été explorés avec un succès modéré par le passé. En particulier un réservoir conventionnel a déjà produit du gaz naturel à Saint-Flavien et le Shale d'Utica a récemment fait l'objet de vingt-huit forages exploratoires. Le Shale d'Utica représente le réservoir non conventionnel le mieux étudié et pour lequel l'exploration est la plus avancée au Québec. Un estimé de la ressource en place est disponible, qui paraît avoir un caractère consensuel et fiable en l'état actuel des connaissances.
- Les sédiments non consolidés présents dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (région B) demeurent encore peu étudiés quant à leur potentiel en hydrocarbures. Un réservoir est cependant en exploitation à des fins de stockage du gaz naturel (Pointe-du-Lac) si bien que la viabilité économique de tels réservoirs n'est plus à démontrer. La source des hydrocarbures est identique à celle de la région A c'est un potentiel en gaz naturel qui doit être considéré ici.
- La région de la Gaspésie (région C) bénéficie d'un long historique d'exploration à l'instar de la région A, mais ces efforts d'exploration ont principalement porté sur le secteur nord-est de la péninsule. Le reste de la Gaspésie demeure sous-évalué et comporte une faible densité de forages profonds et de lignes sismiques de bonne qualité, à l'exception des campagnes d'enregistrement sismique initiées par le MERN au début des années 2000. La nature et le degré de maturation des roches mères identifiées dans la région indiquent qu'un potentiel en pétrole et en gaz naturel est présent. Plusieurs découvertes de pétrole et de gaz naturel ont été réalisées au cours de la dernière décennie et des estimés de ressource sont disponibles pour ces gisements. Ceux-ci sont toutefois concentrés dans la partie nord-est de la péninsule et le potentiel en hydrocarbures pour l'ensemble de la Gaspésie demeure largement méconnu.
- La région de l'île d'Anticosti (région D) a commencé à retenir l'attention au début des années 1960 et seul un petit nombre de forages exploratoires profonds et quelques campagnes sismiques ont été réalisés. En dépit de ce faible degré de maturité, les efforts d'exploration ont toutefois permis de mettre en évidence la présence de réservoirs conventionnels mais ceux-ci comportaient principalement de l'eau salée plutôt que des hydrocarbures. Une roche mère est présente, qui comporte un potentiel en pétrole dans les zones de faible maturité thermique et en gaz naturel vers le sud-ouest de l'île là où la maturité thermique est plus forte. Tout récemment le potentiel non conventionnel de cette roche mère a commencé à faire l'objet de recherches actives. L'exploration de ces shales en est encore à ses débuts et on ignore encore si des hydrocarbures pourront être extraits du shale en quantités économiques. Les estimations de la ressource non conventionnelle disponibles reposent encore sur un nombre limité de données.
- La région du Bas-Saint-Laurent (région F) a longtemps été le parent pauvre de l'exploration pour les hydrocarbures au Québec. Les forages profonds et les levés sismiques de qualité y sont très rares, la géologie y est complexe et a longtemps été négligée faute d'affleurements et de données de sous-surface exploitables. La présence d'une roche mère en profondeur paraît

établie mais ses caractéristiques demeurent spéculatives et controversées. De récents développements indiquent toutefois que le potentiel en pétrole et en gaz de cette région est réel et mérite d'être revisité de manière approfondie à la lumière de nouveaux modèles géologiques et de nouveaux concepts d'exploration.

- La région du Golfe du Saint-Laurent enfin (région G), doit être analysée selon deux bassins distincts. Le bassin d'Anticosti au nord, est presque vierge de tout effort d'exploration à l'exception d'un petit nombre de lignes sismiques anciennes. Son potentiel en hydrocarbures demeure spéculatif mais paraît prometteur dans la mesure où la Formation de Macasty, une roche mère qui présente un potentiel en pétrole, devrait être présent à travers une bonne partie du bassin. Le bassin de Madeleine au sud, a retenu l'attention depuis les années 1960. Il présente un fort potentiel en gaz naturel et en pétrole dans une moindre mesure. Plusieurs prospects y ont été identifiés mais les volumes d'hydrocarbures possiblement en place dans ces prospects et à l'échelle du bassin demeurent hautement spéculatifs en raison du faible niveau de maturité de l'exploration.

8.3 Recommandations

Les bassins sédimentaires du sud du Québec semblent donc tous présenter un potentiel en pétrole et/ou en gaz naturel. Ce potentiel est avéré pour certains bassins, demeure spéculatif pour d'autres, mais dans tous les cas les lacunes importantes qui demeurent ne seront ultimement levées qu'à mesure que des forages pétroliers et gaziers seront réalisés pour tester ou valider les cibles d'exploration de manière systématique. En amont de ces efforts d'exploration, qui sont du ressort de l'industrie, certaines pistes de réflexion sont proposées ici qui pourraient aider à améliorer l'état des connaissances du potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec et, éventuellement, à stimuler certaines régions encore négligées en dépit de leur potentiel.

Rédigé dans le cadre du Chantier économique des évaluations environnementales stratégiques, le présent rapport n'a pas pour objectif de dresser une liste exhaustive des lacunes de connaissance qui touchent à la géologie des régions étudiées. Il ne s'agit pas non plus de proposer ici des sujets d'étude dont l'ampleur déborderait les délais prescrits pour la réalisation des ÉES même si un certain nombre d'études à plus long terme apparaissent incontournables. Seul un petit nombre de recommandations a donc été retenu dans un premier temps, sur la base de leur mérite et de leur pertinence pour les travaux du Chantier économique, et de la possibilité de les réaliser à moyen terme. Ces recommandations sont divisées selon la région géologique d'intérêt et une importance particulière est accordée à l'île d'Anticosti dans le cadre de l'ÉES spécifique à celle-ci.

Enfin une courte liste d'études de plus grande envergure est présentée dans un second temps. Il est de l'avis des auteurs que ces études, bien qu'elles débordent le cadre strict des ÉES en cours, contribueraient dans une large mesure à stimuler l'exploration et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures dans certaines régions encore peu voire pas explorées. De telles initiatives de la part du MERN ont permis de jeter un regard nouveau sur le potentiel de certaines régions, en particulier les levés sismiques 2D réalisés de 2000 à 2002 en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent, qui ont non seulement permis de mieux comprendre le cadre structural de ces régions mais également d'identifier plusieurs

pièges potentiel (Morin et Laliberté, 2002). La reconnaissance de l'importance des failles de socle et de la dolomitisation hydrothermale dans le Bas-Saint-Laurent a également servi de travail précurseur au renouveau des modèles d'exploration dans cette région (Thériault et al., 2004), et plus récemment la synthèse du Shale d'Utica (Thériault, 2012a, 2012b), bien que publiée après l'arrêt des efforts d'exploration pour le gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, continue d'être citée comme une référence incontournable dans les publications scientifiques qui traitent de ce sujet. L'évaluation des ressources par la CGC pour la plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches de l'est du Canada (Lavoie et al., 2009) est un autre exemple d'initiative qui a permis d'augmenter nos connaissances sur le potentiel en hydrocarbures au Québec.

8.3.1 Recommandations dans le cadre des ÉES

Anticosti :

- Une estimation de la ressource non conventionnelle en place à l'échelle régionale demeure à réaliser, les bases des estimations existantes pour la Formation de Macasty reposant pour le moment sur un volume très restreint de données. Cette estimation devra reposer sur des données consensuelles ou, à tout le moins, faire clairement état des choix méthodologiques retenus.
- La réalisation d'une synthèse géologique et hydrogéologique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture, à l'image de celle déjà disponible pour le Shale d'Utica (Thériault, 2012a, 2012b), devrait servir de base à des études hydrogéologiques locales dans l'éventualité où des forages exploratoire avec fracturation hydraulique seraient réalisés.
- La réalisation d'une synthèse géologique en surface et sous-surface (stratigraphie, faciès, structure régionale, fracturation), d'une portée plus générale et plus inclusive que la synthèse suggérée au point précédent, permettrait notamment de 1) mieux comprendre l'histoire et l'importance relative des failles normales dont la Faille de Jupiter, 2) mieux évaluer la maturation thermique et les caractéristiques géochimiques de la Formation de Macasty de part et d'autre de la Faille de Jupiter par l'échantillonnage des sondages stratigraphiques, et 3) modéliser en 3D la Formation de Macasty à partir des puits et des données géophysiques disponibles (sismiques et aéromagnétiques).
- À partir des données géologiques et géochimiques ainsi collectées, il sera alors possible de réaliser une évaluation plus rigoureuse du volume de la Formation Macasty et donc de la ressource en place pour l'ensemble de l'île.
- La qualité et l'exhaustivité des synthèses suggérées ci-dessus seraient grandement améliorées si les données de sismique d'Hydro-Québec Pétrole et Gaz ainsi que les levés aéromagnétiques régionaux étaient rendus publics.

Anticosti et Basses-Terres du Saint-Laurent :

- L'exploration pour les *plays* non conventionnels occulte en ce moment le potentiel des *plays* conventionnels. Ceux-ci pourraient faire l'objet d'une étude de synthèse plus détaillée que celle réalisée dans le présent rapport et qui permettrait d'orienter les besoins de développement et de mise en valeur futurs.

Sédiments non consolidés des Basses-Terres du Saint-Laurent :

- Le modèle conceptuel couramment admis pour expliquer la genèse du réservoir de Pointe-du-Lac implique qu'un tel réservoir soit localisé à l'aplomb du Shale d'Utica (*play* de type Antrim), ce qui limite considérablement l'aire géographique disponible pour découvrir de nouveaux réservoirs. La validité de ce modèle n'a toutefois pas été démontrée avec certitude. Si les données de géochimie organique disponibles, en particulier la géochimie des gaz initialement présents dans le réservoir, peuvent être ré-analysées et que cette analyse conclu que la juxtaposition du réservoir potentiel avec le Shale d'Utica n'est pas un pré-requis, le territoire potentiellement prospectif en serait considérablement accru.

Gaspésie :

- Bien que bénéficiant d'un certain nombre de découvertes de pétrole et de gaz naturel, le potentiel en hydrocarbures de cette région est fortement grevé par les incertitudes qui pèsent sur la qualité de la couverture des réservoirs. Une revue de synthèse des propriétés géologiques (diagenèse, porosité, perméabilité, structuration, etc.) des roches couvertures et des discontinuités naturelles devrait permettre de réduire les incertitudes liées à ce facteur de risque.

Bas-Saint-Laurent :

- L'exploration dans cette région longtemps négligée pourrait être revitalisée en dressant une synthèse des données et surtout une révision des modèles géologiques et des concepts d'exploration. Plusieurs publications de qualité et une découverte récentes justifient cet effort.

Golfe du Saint-Laurent :

- Considérant le faible niveau de connaissances pour la partie nord du Golfe – le bassin d'Anticosti – en regard de son potentiel pétrolier, une avenue de recherche possible pourrait consister à vérifier indirectement la présence d'hydrocarbures liquides dans le sous-sol du bassin d'Anticosti par la cartographie des suintements d'huile à la surface de l'eau : si de tels phénomènes sont documentés et peuvent être mis en relation avec des structures géologiques connues, la valeur potentielle du bassin s'en trouverait appréciée de façon significative.

8.3.2 Recommandations débordant le cadre des ÉES

Gaspésie et Bas-Saint-Laurent :

- Étant donné le rôle de plus en plus reconnu des réseaux de fractures naturelles dans les réservoirs explorés, il apparaît important de s'attacher à mieux comprendre le rôle de la fracturation à l'échelle régionale et à l'échelle locale (près des failles majeures, en relation avec les plis dans un secteur donné, etc.), autant pour les réservoirs que pour les roches couvertures, principalement dans le bassin siluro-dévonien.

Bas-Saint-Laurent :

- La présence de gaz naturel et de pétrole lourd a été rapportée dans des forages stratigraphiques réalisés récemment dans le Bas-Saint-Laurent. L'analyse des hydrocarbures recueillis dans ces puits en vue d'établir l'origine de la roche mère – ordovicienne ou dévonienne – pourrait combler une lacune importante dans les modèles d'exploration actuellement développés pour cette région, à l'instar d'études similaires complétées au cours des dernières années dans le nord-est de la Gaspésie.

Golfe du Saint-Laurent :

- À la lumière des travaux de la CGC l'acquisition de nouvelles lignes sismiques en mer, notamment entre l'île d'Anticosti et la Gaspésie, permettrait de mieux définir le cadre tectonique régional et de confirmer ou définir de nouveaux des pièges, qui ne sont encore considérés que de manière conceptuelle pour le moment.

Nord du Québec :

- Le potentiel en hydrocarbures du Nord du Québec (région E) demeure totalement inconnu et n'a pas été considéré dans le cadre du présent rapport. Un certain nombre de bassins sédimentaires y sont toutefois reconnus, bien que leurs dimensions et leurs épaisseurs soient moindres que dans le sud du Québec. Les dimensions réduites de ces bassins et leur éloignement par rapport aux infrastructures majeures laisse peu de place à un développement économique de grande ampleur dans cette région; la viabilité économique d'une production locale pour un marché local mérite cependant d'être considérée. Cette réflexion devra reposer sur une revue de synthèse des connaissances et du potentiel de chacun des bassins sédimentaires identifiés dans le nord du Québec.

Références bibliographiques

Beausoleil, C., Malo, M., Morin, C., Lalibeté, J.-Y., Brisebois, D., 2002. Contrasting Taconian and Acadian structural styles along the new geophysical seismic reflection profiles in western Gaspé Appalachians, Matapedia Valley. Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, Calgary, Program and Abstracts, p.67.

Bêche, M., 2009. Architecture structural de la ceinture de Gaspé (Canada) : Imagerie sismique intégrée et application à l'évaluation pétrolière. Thèse de Doctorat, Université de Cergy-Pontoise – Université Laval, 230p.

Bédard J.H., 1985. The opening of the Atlantic, the Mesozoic New England igneous province, and mechanisms of continental breakup. *Tectonophysics*, v.113, p.209-232.

Bédard, J.H., 1992. Jurassic quartz-normative tholeiite dikes from Anticosti Island, Quebec. *In* : J.H. Puffer et P.C. Ragland (éd.), Eastern North American Mesozoic Magmatism. Geological Society of America Special Paper, v.268, p.161-167.

Bédard, K., Comeau, F.-A., Malo, M., 2014. Lithostratigraphie standardisée et modélisation géologique 3D du bassin d'Anticosti. Institut national de la recherche scientifique. Québec. Rapport de recherche R-1561, 83p.

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.

Béland, P., Morin, C., 2000. The Saint-Flavien natural gas field in Québec. Ministère des Ressources naturelles, Direction du gaz et du pétrole, 22p.

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., 1990. Maturation thermique et histoire de l'enfouissement et de la génération des hydrocarbures du bassin de l'archipel de Mingan et de l'île d'Anticosti, Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.27, p.731-741.

Bertrand, R., 1991. Maturation thermique des roches mères dans les bassins des Basses-Terres du Saint-Laurent et dans quelques buttes témoins au sud-est du bouclier canadien. *International Journal of Coal Geology*, v.19, p.359-383.

Bertrand, R., Lavoie, V., 2006. Hydrocarbon source rocks and organic maturation of lower Paleozoic successions in the St. Lawrence Platform and in the external domain of the Quebec Appalachians.

Geological Association of Canada/Mineralogical Association of Canada, Annual meeting, Abstracts with Program, p.13.

Bertrand, R., Malo, M., 2001. Source rock analysis, thermal maturation and hydrocarbon generation in the Siluro-Devonian rocks of the Gaspé Belt basin, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.49, p.238-261.

Bertrand, R., Malo, M., 2010. Maturité thermique et potentiel roche mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du secteur Matapédia-Témiscouata et Bas Saint-Laurent, Québec. Geological Survey of Canada, Open File 6576, 185p.

Bertrand, R., Humbert, L., Achab, A., Calise, G., Chagnon, A., Héroux, Y., Globensky, Y., 1983. Recristallisation des calcaires micritiques en fonction de la maturation thermique dans les Basses-Terres du Saint-Laurent du Québec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.20, p.66-85.

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.

Bibby, C., Shimeld, J., 2000. Compilation of reservoir data for sandstones of the Devonian-Permian Maritimes Basin, eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 3895, 101p.

Bordet, E., 2007. Analyse structurale de l'île et de la plate-forme d'Anticosti, Québec. INRS-ETE, thèse de maîtrise, 138p.

Bordet, E., Malo, M., Kirkwood, D., 2010. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec : a fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.58, p.35-55.

Boudreau, C., Jones, M.H., Reynolds, M., Rogers, J., Spidle, K., 2011. Pétrolia/Corridor, Anticosti, Chaloupe No.1 (2010FD020) – Rapport de fin de forage – Final well Report. Sigpeg, rapport No 2010OD020-05, 215p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

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., Gosselin, C., Kirkwood, D., Malo, M., St-Julien, P., 1993. Le Silurien du segment appalachien Gaspésie-Matapédia-Témiscouata: Stratigraphie, géologie structurale et paléogéographie (rapport final). Gouvernement du Québec, MB 93-25, 115p.

Bourque, P.-A., Brisebois, D., Malo, M., 1995. Gaspé Belt. *In* : Chapter 4, 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.316-351.

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.

Bradley, D.C., Kidd, W.S.F., 1991. Flexural extension of the upper continental crust in collisional foredeeps. Geological Society of America Bulletin, v.103, p.1416-1438.

Bradley, D.C., Kusky, T.M., 1986. Geologic evidence for rate of plate convergence during the Taconic arc-continent collision. Journal of Geology, v.94, p.667-681.

Brisebois, D., 1972. Archipel des Iles-de-la-Madeleine. Ministère des Richesses naturelles, DP-103, 9p.

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., Brun, J., 1994. La plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches. Dans : Géologie du Québec. Ministère des Ressources naturelles, Québec, Rapport MM 94-01, p.95-120.

Brisebois, D., Morin, C., 2004. Stratigraphie du Synclinorium de Connecticut Valley-Gaspé de l'ouest de la Gaspésie. Ministère Ressources naturelles, Faune et Parcs, ET 2003-01, 28p.

Carrier, M.-A., Lefebvre, R., Rivard, C., Parent, M., Ballard, J.-M., Benoit, N., Vigneault, H., Beaudry, C., Malet, X., Laurencelle, M., Gosselin, J.-S., Ladevèze, P., Thériault, R., Beaudin, I., Michaud, A., Pugin, A., Morin, R., Crow, H., Gloaguen, E., Bleser, J., Martin, A., Lavoie, D., 2013. Atlas hydrogéologique de la Montérégie Est, Québec, Canada. INRS, Rapport de recherche No R-1432, 84p.

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.

Castonguay, S., Séjourné, S., Dietrich, J.R., 2003a. The Appalachian structural front in southern Quebec : Seismic and field evidence for complex structures and a triangle zone at the edge of the foreland thrust belt. Geological Society of America, Annual Meeting, Northeastern Section, Halifax, Canada, March 27-29, Abstracts with Program, v.35.

Castonguay, S., Séjourné, S., Dietrich, J.R., Laliberté, J.-Y., 2003b. Nouveau regard sur le front structural et la ceinture d'avant-pays des Appalaches du sud du Québec par le retraitement de profils de sismique réflexion. Conférence du Ministère des Ressources Naturelles, Québec, 5 novembre, p.14.

Castonguay, S., Carroll, J.I., Pinet, N., Brisebois, D., Malo, M., 2004. Compilation géologique, Matane-Restigouche. Les ponts géologiques de l'est du Canada, -Transect 3, Québec – Nouveau-Brunswick. Commission géologique du Canada, Dossier public 4628, échelle 1/125000.

Castonguay, S., Wilson, R. A., Brisebois, D., Desrochers, A., Malo, M., 2005. Compilation géologique, Anticosti-Gaspé-Campbellton, Les ponts géologiques de l'est du Canada, Transect 4, Québec - Nouveau-Brunswick. Geological Survey of Canada, Open File 4883, 4 plans.

Castonguay, S., Dietrich, J., Shinduke, R., Laliberté, J.-Y., 2006. Nouveau regard sur l'architecture de la Plate-forme du Saint-Laurent et des Appalaches du sud du Québec par le retraitement des profils de sismique réflexion M-2001, M-2002 et M-2003. Geological Survey of Canada, Open File n. 5328, 19 p.

Castonguay, S., Dietrich, J., Lavoie, D., Laliberté, J.-Y., 2010. Structure and petroleum plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in southern Quebec : insights from interpretation of MRNQ seismic reflection data. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.58, p.219-234.

CÉES – Comité de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014. Rapport synthèse – Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 279p.

Chalaron, E., Malo, M., 1998. Inversion de marge dans l'avant pays appalachien du Québec. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Série II, v.326, p.181-186.

Charbonneau, J.-M., 1980. Le front appalachien au nord immédiat de la frontière Québec-Vermont. Thèse de doctorat, Université Laval, Canada, 193 p.

Chen, Z., Lavoie, D., Malo, M., 2014. Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières du Shale d'Utica, Québec, Canada. Commission géologique du Canada, Dossier Public 7625, 47p.

Chi, G., Lavoie, D., 2001. A diagenetic study of dolostones of the Lower Ordovician Romaine Formation, Anticosti Island. Commission géologique du Canada, Current Research 2001-D17, 13p.

Chi, G., Lavoie, D., Bertrand, R., Lee, M.-K., 2010. Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada. Geofluids, v.10, p.334-350.

Comeau, F.-A., Kirkwood, D., Malo, M., Asselin, E., Bertrand, R., 2004. Taconian mélanges in the parautochthonous zone of the Quebec Appalachians revisited : implications for foreland basin and thrust belt evolution. Canadian Journal of Earth Sciences, v.41, p.1473-1490.

Copper, P, Long, D.G.F., 1998. Sedimentology and paleontology of the late Ordovician through early Silurian shallow water carbonates and reefs of the Anticosti Island, Québec. In : A. Desrochers, P. Copper et D.G.F. Long., Sedimentology and paleontology of the Early Ordovician through Early Silurian shallow water carbonates of the Mingan Islands National Park and Anticosti Island; Québec. Field Trip B8 Guidebook.

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.

Daoust, P., Desrochers, A., Clark, I., 2014. Sur l'origine d'un monticule calcaire alimenté par une source d'eau hypersaline riche en méthane thermogénique à l'île d'Anticosti : impacts sur l'exploration pétrolière. 82e congrès de l'Acfas, Montréal, 12 au 16 mai 2014, 1 affiche.

Desrochers, A., 1998. Sedimentology and paleontology of early Ordovician through middle Ordovician shallow water carbonates of the Mingan Islands National Park, Québec. *In* : A. Desrochers, P. Copper et D.G.F. Long., Sedimentology and paleontology of the Early Ordovician through Early Silurian shallow water carbonates of the Mingan Islands National Park and Anticosti Island; Québec. Field Trip B8 Guidebook.

Desrochers, A., 2003. Département des Sciences de la Terre – Université d'Ottawa - Géologie et paléontologie de l'île d'Anticosti – Répertoire bibliographique – Décembre 2003 – Rapport #hqpg-00250. Sigpeg, Rapport No 2003TD000-03, 36p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Desrochers, A., 2006. Rocky shoreline deposits in the Lower Silurian (late Llandovery, Telychian) Chicotte Formation, Anticosti Island, Québec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.43, p.1205-1214.

Desrochers, A., Gauthier, E.L., 2009. Carte géologique synthèse de l'île d'Anticosti. MRNF, Rapport DV 2009-03, 1 plan.

Desrochers, A., Farley, C., Achab, A., Asselin, E., Riva, J.F., 2010. A far-field record of the end Ordovician glaciation : The Ellis Bay Formation, Anticosti Island, Eastern Canada. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v.296, p.248-263.

Desrochers, A., Brennan-Alpert, P., Lavoie, D., Chi, G., 2012. Regional stratigraphic, depositional, and diagenetic patterns of the interior of St. Lawrence Platform : the Lower Ordovician Romaine Formation, Western Anticosti basin, Quebec. *In* : Derby, J.R., Fritz, R., Morgan, W., Sternbach, C. (Eds), *The Great American Carbonate Bank, The Geology and Petroleum Potential of the Cambro- Ordovician Sauk Sequence of Laurentia*, American Association of Petroleum Geologist, Memoir No 98, p.525-543.

Duchaine, Y., 2010. Région du Golfe Saint-Laurent et zones limitrophes – Compilation bibliographique synthèse des principales références – Description des principaux concepts et cibles d'exploration des hydrocarbures – Recommandations de travaux géoscientifiques. Sigpeg, Rapport No 2010TD000-01, 86p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Duchaine, Y., Tourigny, Y., Beaudouin, G., Dupuis, C., 2012. Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec. Étude Environnementale Stratégique sur le Gaz de Schiste, Rapport d'Étude No P1-a, 85p.

Eby, G.N., 1984. Geochronology of the Montereian Hills alkaline igneous province, Quebec. *Geology*, v.12, p.468-470.

Faure, S., 1995. Reconstitution des paléocontraintes tectoniques dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et les Appalaches du Québec et du nord du Nouveau-Brunswick. Thèse de doctorat, Université du Québec, INRS-Géoressources, Canada, 259 p.

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996a. Alleghanian paleostress reconstitution in the northern Appalachians : Intraplate deformation between Laurentia and Gondwana. Geological Society of America Bulletin, v.108, p.1467-1480.

Faure, S., Tremblay, A., Angelier, J., 1996b. State of intraplate stress and tectonism of northeastern America since Cretaceous times, with particular emphasis on the New England-Quebec igneous province. Tectonophysics, v.255, p.111-134.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., 2004. Reconstitution of Taconian and Acadian paleostress regimes in the Quebec and northern New Brunswick Appalachians. Canadian Journal of Earth Sciences, v.41, p.619-634.

Faure, S., Tremblay, A., Malo, M., Angelier, J., 2006. Paleostress analysis of Atlantic crustal extension in the Quebec Appalachians. The Journal of Geology, v.114, p.435-448.

Gaz des Basses-Terres, 2000. Projet Duberger. Sigpeg, Rapport No 2000TB494-02, 26p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Gibling, M.R., Calder, J.H., Ryan, R., van de Poll, H.W., Yeo, G.M., 1992. Late Carboniferous and early Permian drainage patterns in Atlantic Canada. Canadian journal of Earth Sciences, v.29, p.338-352.

Globensky, Y., 1987. Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Mémoire 85-02, 70 p.

Globensky, Y., 1993. Lexique stratigraphique canadien - Région des Appalaches, des Basses-Terres du Saint-Laurent et des îles de la Madeleine. SIGEOM, Rapport DV 91-23, 327 p.

Gouvernement du Québec, 2011. Loi limitant les activités pétrolières et gazières. Gazette officielle du Québec, 143^e année, Lois et règlements, Partie 2, No 32, 10 août 2011, p.3535-3537.

Gouvernement du Québec, 2014. Plan d'action gouvernemental pour développer la filière des hydrocarbures. Voir site internet : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/index.asp>, accédé en ligne le 7 novembre 2014.

Granger, B., Ouederni, M., Roy, S., Brisebois, D., 2013. Estimation of the kerogen porosity (PhiK) Macasty Fm (Utica) Anticosti Island, QC, Canada. Utica Shale Congress, avril 2013, 39p. Voir site internet

<http://www.petrolium-inc.com/fr/corporatif/actualites/presentations-publiques> accédé en ligne le 15 octobre 2014

Grundman, G. 2013. Évaluation des potentiels en huiles et gaz du Nord-Est de la Gaspésie (Québec, Canada) : approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier. Thèse de Ph.D., INRS-EET, Université du Québec, et Université Pierre et Marie Curie, Paris VI, 411p.

Grundman, G., Behar, F., Malo, M., Baudin, F., Lorant, F., 2012. Evaluation of hydrocarbon potential of the Palaeozoic (Cambrian to Devonian) source rocks of the Gaspé Peninsula (Québec, Canada).

Geochemical characterization, expulsion efficiency and erosion scenario. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.96, p729-751.

Hamblin, A.P., 2006. The "shale gas" concept in Canada: a preliminary inventory of possibilities. Geological Survey of Canada, Open File 5384, 108p.

Héroux, Y., Tassé, N., 1990. Organic-matter alteration in a early Paleozoic basin : Zonation around mineral showings compared to that around intrusions, St. Lawrence Lowlands, Québec, Canada. Geological Society of America Bulletin, v.102, p.877-888.

Hesse, R., Dalton, E., 1989. The Devonian Fortin Formation, in Bourque, P.-A., Hesse, R., and Rust, B., eds., Sedimentology, paleoenvironments and paleogeography of the Taconian to Acadian rock sequence of Gaspé Peninsula : Geological Association of Canada, Annual Meeting, Montréal, Guidebook to fieldtrip B8, p.57-70.

Hesse, R., Dalton, E., 1991. Diagenetic and low-grade metamorphism terranes of the Gaspé Peninsula related to the geological structures of the Taconian and Acadian orogenic belts, Québec Appalachians. Journal of Metamorphic Geology, v.9, p.775-790.

Hiscott, R.N., 1995. Middle Ordovician clastic rocks (Humber Zone and St. Lawrence Platform). Dans : Williams H. (ed.), Geological Survey of Canada, Chapter 3 of Geology of the Appalachian-Caledonian orogen in Canada and Greenland, v.6, p.87-98.

Hu, K., Dietrich, J., 2008. Evaluation of hydrocarbon reservoir potential in Carboniferous sandstones in six wells in the Maritimes Basin, Eastern Canada. Geological Survey of Canada, Open File 5899, 22p.

Hu, K., Lavoie, D., 2008. Porosity and permeability evaluation and geological interpretations from core data and geophysical well logs for 18 wells in the Paleozoic successions of Eastern Canada and implications for hydrocarbon exploration. Commission géologique du Canada, Dossier Public 5485, 115p.

Jacobi, R.D., 1981. Peripheral bulge - a causal mechanism for the Lower/ Middle Ordovician unconformity along the western margin of the Northern Appalachians. Earth and Planetary Science Letters, v.56, p.245-251.

Junex, 2011a. Junex : Augmentation à 260 millions de barils des ressources de pétrole originalement 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, 2011b. Junex dévoile un rapport indépendant d'évaluation sur le potentiel pétrolier de ses permis d'Anticosti. Communiqué de presse daté du 28 septembre 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

Kirkwood, D., 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., Savard, M. M., Chi, G., 2001. Microstructural analysis and geochemical vein characterization of the Salinic event and Acadian Orogeny : evaluation of the hydrocarbon reservoir potential in eastern Gaspé. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* v.49 no 2, p.262-281.

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.

Knight, I., James, N.P., Williams, H., 1995. Cambrian-Ordovician carbonate sequence. In Williams H. (ed.), *Geological Survey of Canada, Chapter 3 of Geology of the Appalachian-Caledonian orogen in Canada and Greenland*, v.6, p.67-87.

Lachambre, G., 1987. Le Silurien et le Dévonien basal du nord de la Gaspésie. *Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune, Québec*, ET 84-06, 88p.

Lamothe, M., 1989. A new framework for the Pleistocene stratigraphy of the central St. Lawrence lowland, southern Québec. *Géographie physique et Quaternaire*, v.43, p.119-129.

Lamothe, M., 1993. Géologie des formations quaternaires de la région du lac St-Pierre. *Sigpeg, Rapport No 1992TB781-01*, 78p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Laroche, P.J., 1983. Appalachians of southern Quebec seen through seismic line No. 2001. Dans : Bally A. W. (ed.), *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology Series n. 15, Seismic Expression of Structural Styles*, v.3, p.3,2,1,7-3,2,1,23.

Lavoie, D., 1992a. Peritidal origin of the Lower Ordovician Upton Group, Southern Quebec Appalachians. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.29, p.1106-1118.

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

Lavoie, D., 1994. Diachronous tectonic collapse of the Ordovician continental margin, eastern Canada : comparison between the Quebec Reentrant and St. Lawrence Promontory. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.31, p.1309-1319.

Lavoie, D., 2009. Porosity and permeability measurements for selected Paleozoic samples in Quebec. *Geological Survey of Canada, Open File 6084*, 23p.

Lavoie, D., Asselin, E., 2004. A new stratigraphic framework for the Gaspé Belt in southern Quebec : implications for the pre-Acadian Appalachians of eastern Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.41, p.507–525.

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., 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., Burden, E., Lebel, D., 2003. Stratigraphic framework for the Cambrian-Ordovician rift and passive margin successions from southern Québec to western Newfoundland. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.40, p.177-205.

Lavoie, D., Pinet, N., Castonguay, S., 2007. Hydrocarbon systems in the Lower Paleozoic St. Lawrence Platform – Hydrocarbon system data. *Présentation No 5 in Hydrocarbon systems in the Paleozoic basins of eastern Canada – Presentations at the Calgary 2007 workshop*, D. Lavoie, N. Pinet, S. Castonguay, J. Dietrich, P. Giles, M. Fowler, R. Thériault, J.-Y. Laliberté, C. St. Peter, S. Hinds, L. Hicks et H. Klassen, 2009. Commission géologique du Canada, Dossier Public 5980, 113p.

Lavoie, D., Hamblin, A.P., Thériault, R., Beaulieu, J., Kirkwood, D., 2008. The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group flysch in southern Québec : Tectonostratigraphic setting and significance for unconventional gas. *Geological Survey of Canada, Open File 5900*, 56p.

Lavoie, D., 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.

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., Obermajer M., Fowler, M.G., 2011. Rock-Eval/TOC data from Cambrian-Ordovician of the Saint Lawrence Platform and Humber Zone, and Silurian-Devonian of the Gaspé Belt successions, Quebec. *Commission géologique du Canada, Dossier Public 6050*, 34p.

Lavoie, D., Desrochers, A., Dix, G.R., Knight, I., Salad-Hersi, O., 2012. The Great American Carbonate Bank (GACB) in eastern Canada - an overview. In : Derby, J.R., Fritz, R., Morgan, W., Sternbach, C. (Eds), *The*

Great American Carbonate Bank, The Geology and Petroleum Potential of the Cambro- Ordovician Sauk Sequence of Laurentia, American Association of Petroleum Geologist, Memoir No 98, p.499-523.

Lavoie, D., Chen, Z., Thériault, R., Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., 2013. Hydrocarbon Resources in the Upper Ordovician Black Shales in Quebec (Eastern Canada) : From Gas/Condensate in the Utica to Oil in the Macasty. Search and Discovery Article No 50856, 31p.

Lavoie, D., Rivard, C., Lefebvre, R., Séjourné, S., Thériault, R., Duchesne, M. J., Ahad, J. M. E., Wang, B., Benoit, N., Lamontagne, C., 2014. The Utica Shale and gas play in southern Quebec : Geological and hydrogeological syntheses and methodological approaches to groundwater risk evaluation. International Journal of Coal Geology, v.126, p.77-91.

Lebel, D., Kirkwood, D., 1998. Nappes and mélanges in the Québec-Bellechasse area : their regional tectonic and stratigraphic significance in the Humber zone. Geological Association of Canada/Mineralogical Association of Canada, Field trip A5 guidebook, 64 p.

Lespérance, P.J., Greiner, H.R., 1969. Squateck-Cabano area. Ministère des Ressources naturelles, Québec, Rapport Géologique 128, 122 p.

Long, D.G.F., Copper, P., 1987. Stratigraphy of the Upper Ordovician upper Vaureal and Ellis Bay formations, eastern Anticosti Island, Quebec. Canadian Journal of Earth Sciences, v.24, p.1807-1820.

Long, D.G.F., Copper, P., 1994. The late Ordovician - early Silurian carbonate tract of Anticosti Island, Gulf of St. Lawrence, Eastern Canada. Geological Association of Canada - Mineralogical Association of Canada, Annual Meeting, Waterloo, Ontario. Field Trip Guidebook B4 : 67p.

Lynch, G., 2001. SHELL Canada - ENCAL Energy, Anticosti Island Exploration, 1997-2000. Sigpeg, Rapport No 2000TD456-01, 81p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

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.

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., Bédard, K., 2012. Basin-scale assessment for CO₂ storage prospectivity in the Province of Québec, Canada. Energy Procedia, v.23, p.487-494.

Malo, M., 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., Cousineau, P., Sacks, P.E., Riva, J.F.V., Asselin, E., Gosselin, P., 2001. Age and composition of the Ruisseau Isabelle Mélange along the Shickshock Sud fault zone : Constraints on the timing of mélanges formation in the Gaspé Peninsula. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.38, p.21-42.

Malo, M., Roden-Tice M.K., Pinet, N., Grundman, G., Parent, A., 2012. New fission-track data in the northeastern Gaspé Belt basin : implications for burial history of Ordovician and Devonian source rocks in the Gaspé Peninsula. Congrès annuel conjoint AGC/GAC-AMC/MAC, St. John's, Terre-Neuve, Canada.

Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., Lavoie, J., Lavoie, J.-Y., 2011. Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins. Search and Discovery Article No 80139, 36 p.

Marcil, J.-S., Lavoie, J., Mechti, N., Dorrins, P.K., Marcotte, B., Lavoie, J.-Y., 2013. Ordovician-Aged Liquid-Rich Shales and Hydrothermal Dolomites Plays : An Updated Review of the Eastern Canada Anticosti Basin Hydrocarbon Potential. Search and Discovery Article No 10555, 46p.

Martel, T., 2011. 1.5 Million Acres of "Utica" Shale Oil Anticosti Island, Quebec, Canada. Présentation corporative, 21p. Voir site internet <http://www.corridor.ca/investors/presentations.html> accédé en ligne le 11 octobre 2014.

Martel, T., 2012. A Comparison of Two Utica Shales : Eastern Ohio Versus Anticosti, Quebec. Présentation corporative, 26p. Voir site internet <http://www.corridor.ca/investors/presentations.html> accédé en ligne le 11 octobre 2014.

Martel, T., Durling, P., 2002. Old Harry : A supergiant structure in an emerging basin. CSPG Annual Convention Program and Abstracts.

Mehrtens, C.J., 1986. The Cambrian platform in northwestern Vermont. *Vermont Geology*, v.4, p.E01-E21.

Mehrtens, C.J., 1988a. Comparison of foreland basin sequences : the Trenton Group in southern Quebec and central New York. In Keith B. D. (ed.), *The Trenton Group (Upper Ordovician series) of eastern North America*. American Association of Petroleum Geologists, *Studies in Geology*, v.29, p.139-157.

Mehrtens, C.J., 1988b. Bioclastic turbidites in the Trenton Limestone; significance and criteria for recognition. In Keith B. D. (ed.), *The Trenton Group (Upper Ordovician Series) of eastern North America; deposition, diagenesis, and petroleum*, American Association of Petroleum Geologists, *Studies in Geology*, v.29, p.87-112.

Morin, C., 1995. Lac St-Pierre integration 3G et priorité d'exploration. Sigpeg, Rapport No 1995TB031-01, 514p. Voir site internet <http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca>

Morin, C., 2002. The Gulf of St. Lawrence, a large basin virtually unexplored for oil & gas in Québec portion. CSPG Convention, juin 2002, Calgary, Alberta, 21p., document disponible en ligne : <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/classes/collectionInterne>

Morin, C., Laliberté, J.-Y., 2002. Une nouvelle image structurale : Résultats des mégatransects 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>

NSAI, 2013. Estimates of reserves and future revenue to the Junex Inc. interest in certain oil properties located in Galt field Quebec, Canada as of December 31, 2013. Netherland Sewell & Associates, Inc., rapport 51-101 disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Occhietti, S., 1990. Lithostratigraphie du Quaternaire de la vallée du Saint-Laurent : méthode, cadre conceptuel et séquences sédimentaires. Géographie physique et Quaternaire, v.44, p.137-145.

Les Mines J.A.G. Ltée – Olitra Inc., 2011. Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz au 30 septembre 2011. Rapport 51-101 disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Paradis, S., Faure, S., 1994. Relationships between deformation and cupriferous mineralization in the external nappe domain of the Quebec Appalachians. Economic Geology, v.89, p.936-943.

Paradis, S., Chi, G., Lavoie, D., 2004. Fluid inclusion and isotope evidence for the origin of the Upton Ba-Zn-Pb deposit, Quebec Appalachians, Canada. Economic Geology, v.99, p.807-817.

Parent, A., 2013. Modélisation 3D du système pétrolier du bassin nord-est de la Gaspésie, Québec, Canada. Thèse de Ph.D., INRS-EQE, Université du Québec, 255p.

Pétrolia, 2006. 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 2011a. Corridor et Pétrolia dévoilent de nouvelles analyses sur l'île d'Anticosti. Les résultats confirment le fort potentiel de production de pétrole et gaz. Communiqué de presse daté du 1er décembre 2011, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Pétrolia, 2011b. Premières estimations chiffrées du pétrole en place sur l'île d'Anticosti. Communiqué de presse daté du 29 juin 2011, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Pétrolia, 2012. 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

Petryk, A.A., 1981. Carte géologique de l'île d'Anticosti 1 : 100000. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, Service de l'exploration. DPV-823.

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., 2012. Gaspé Belt subsurface geometry in the northern Québec Appalachians as revealed by an integrated geophysical and geological study : 2 – Seismic interpretation and potential field modeling results. *Tectonophysics*, v.588, p.100-117.

Pinet, N., Lavoie, D., Brouillette, P., Dion, D. J., Keating, P., Brisebois, D., Malo, M., Castonguay, S., 2005. Gravity and aeromagnetic atlas of the Gaspé Peninsula. Geological Survey of Canada, Open File 5020, 2005; 68 pages.

Pinet, N., Lavoie, D., Castonguay, S., 2007. The Gulf of St. Lawrence : significant potential at an early stage of evaluation. Présentation No 12 *in* Hydrocarbon systems in the Paleozoic basins of eastern Canada – Presentations at the Calgary 2007 workshop, D. Lavoie, N. Pinet, S. Castonguay, J. Dietrich, P. Giles, M. Fowler, R. Thériault, J.-Y. Laliberté, C. St. Peter, S. Hinds, L. Hicks et H. Klassen, 2009. Commission géologique du Canada, Dossier Public 5980, 113p.

Pinet, N., Keating, P., Lavoie, D., Dietrich, J., Duchesne, M.J., Brake, V., 2012. Revisiting the Appalachian structural front and offshore Anticosti Basin (northern Gulf of St. Lawrence, Canada) by integrating old and new geophysical datasets. *Marine and Petroleum Geology*, v.32, p.50-62.

Pinet, N., Lavoie, D., Keating, P., Duchesne, M., 2014. The St Lawrence platform and Appalachian deformation front in the St Lawrence Estuary and adjacent areas (Quebec, Canada) : structural complexity revealed by magnetic and seismic imaging. *Geological Magazine*, v.151, p.996-1012.

Pinti, D.L., Gélinas, Y., Larocque, M., Barnette, D., Retailleau, S., Moritz, A., Hélie, J.-F., Lefebvre, R., 2013. Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent - Volet géochimie. Étude Environnementale Stratégique sur le Gaz de Schiste, Rapport d'Étude No E3-9, 104p.

Prichonnet, G., Raynal, M., 1977. La tectonique du front appalachien dans la région de Saint-Dominique, Québec. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.14, p.1085-1099.

Quinlan, G.M., Beaumont, C., 1984. Appalachian thrusting, lithospheric flexure, and the Paleozoic stratigraphy of the Eastern Interior of North America. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.21, p.973-996.

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.

Rocher, M., Tremblay, A., 2001. L'effondrement de la plate-forme du Saint-Laurent : ouverture de l'apertus ou de l'Atlantique ? Apport de la reconstitution des paléocontraintes dans la région de Québec (Canada). Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Série II, v.333, p.171-178.

Rocher, M., Tremblay, A., Lavoie, D., Campeau, A., 2003. Brittle fault evolution of the Montréal area (St Lawrence Lowlands, Canada) : rift-related structural inheritance and tectonism approached by paleostress analysis. Geological Magazine, v.140, p.157-172.

Roksandic, M.M., Granger, B., 1981. Structural styles of Anticosti Island, Gaspé Passage, and eastern Gaspé Peninsula inferred from reflection seismic data. In : Field meeting, Anticosti-Gaspé, 1981. Vol. II : Stratigraphy and paleontology : IUGS Subcommission on Silurian Stratigraphy and Ordovician-Silurian Boundary Working Group. P.J. Lespérance (ed.). Département de géologie, Université de Montréal, p.211-221.

Ross, M., Parent, M., Benjumea, B., Hunter, J., 2006. The late Quaternary stratigraphic record northwest of Montréal: regional ice-sheet dynamics, ice-stream activity, and early deglacial events. Canadian Journal of Earth Sciences, v.43, p.461-485.

Rowley, D.B., Kidd, W.S.F., 1981. Stratigraphic relationships and detrital composition of the medial Ordovician flysch of western New England : Implications for the tectonic evolution of the Taconic orogeny. Journal of Geology, 89, p.199-218.

Roy, S., 2008. Maturation thermique et potentiel pétrologène de la Ceinture de Gaspé, Gaspésie, Québec, Canada. Thèse de Ph.D., INRS-ETE, Université du Québec, 473p.

Sacks, P.E., Malo, M., Trzcienski, W.E., Jr., Pincivy, A., Gosselin, P., 2004. Taconian and Acadian transpression between the internal Humber zone and the Gaspé Belt in the Gaspé Peninsula : tectonic history of the Shickshock Sud fault zone. Canadian Journal of Earth Sciences, v.41, p.635-653.

Salad Hersi, O., Lavoie, D., Nowlan, G.S., 2002. Stratigraphy of the Upper Cambrian Strites Pond Formation, Philipsburg Group, southern Quebec Appalachians and implications for the Cambrian Platform in eastern Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.50, p.542-565.

Sami, T., Desrochers, A., 1992. Episodic sedimentation on an early Silurian, storm-dominated carbonate ramp, Becscie and Merrimack formations, Anticosti Island, Canada. Sedimentology, v.39, p.355-381.

Sanford, B.V., Grant, A.C., 1990. Bedrock geological mapping and basin studies in the Gulf of St. Lawrence. Current Research, Geological Survey of Canada, Paper 90-1B, p.33-42.

Sasseville, C., Tremblay, A., Clauer, N., Liewig, N., 2008. K–Ar age constraints on the evolution of polydeformed fold–thrust belts : The case of the Northern Appalachians (southern Quebec). Journal of Geodynamics, v.45, p.99-119.

Saucier, D., Kirkwood, D., Jardin, A., Bêche, M., 2006. Evolution of the taconian belt (Gaspé peninsula, Appalachians) : New geometrical constraints from an integrated geophysical study. International Lithosphere Program Task Force on Sedimentary Basin, Québec, 2006.

Schoonmaker, A., 2005. Convergent and collisional tectonics in parts of Oregon, Maine, and the Vermont-Quebec border. Thèse de doctorat, University at Albany, State University of New York, U.S.A., 222 p.

Séjourné, S., 2007. Caractérisation sismique et évolution structurale et diagénétique des écailles de carbonates imbriquées au front des Appalaches du sud du Québec. Institut National de la Recherche Scientifique, centre Eau, Terre et Environnement, 320p.

Séjourné, S., Malo, M., 2007. Pre-, syn- and post-imbrication deformation of carbonate slices along the southern Quebec Appalachian front – Implications for hydrocarbon exploration. Canadian Journal of Earth Sciences, v.44, p.543-564.

Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., Lavoie, D., 2013. Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Province de Québec. Commission géologique du Canada, Dossier Public No. 7338, 165p.

Shaw, B.R., 1993. Strike-slip interpretation of bassin-bounding faults of the St. Lawrence Lowlands basin in the Quebec City area, Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.77, p.743-760.

SIGPEG, 2014. 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-Ordovician du nord de la Gaspésie. Ministère de l'Énergie et des Ressources, Québec, ET 88-14, 61p.

SPEE-PSC, 2007. Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGEH). Volume 1: Reserves definitions and evaluation practices and procedures. Society of Petroleum Evaluation Engineers et Petroleum Society of Canada, Second Edition, Septembre 2007.

Sproule, 2011. Resource assessment of the Macasty Formation in certain petroleum and natural gas holdings on Anticosti Island for Petrolia Inc. and Corridor Resources Inc. (As of June 1, 2011). Rapport 51-101 disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

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

Squatex, 2013. Découverte d'un réservoir conventionnel de gaz naturel. Communiqué de presse daté du 15 novembre 2013, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Squatex, 2014a. Indices de gaz et de pétrole lourd en cours de forage du sondage stratigraphique Massé No.2. Communiqué de presse daté du 7 novembre 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

Squatex, 2014b. Un rapport indépendant de « Sproule Associates Limited » confirme la présence de gaz naturel conventionnel dans la structure Massé. Communiqué de presse daté du 11 avril 2014, disponible en ligne sur SEDAR. Voir site internet : www.sedar.com

St-Antoine, P., Héroux, Y., 1993. Genèse du gaz naturel de la région de Trois-Rivières, basses terres du Saint-Laurent, et de Saint-Flavien, Appalaches, Québec, Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.30, p.1881-1885.

St-Julien, P., Bourque, P.-A., 1990. Rapport d'évaluation géologique et géophysique de la région de Malbaie-Fortin-York, Gaspésie (Permis 842, 843 et 844). Pétro Québec, rapport interne, 46p.

St-Julien, P., Hubert, C., 1975. Evolution of the Taconian orogen in the Quebec Appalachians. *American Journal of Science*, v.275A, p.337-362.

St-Julien, P., Slivitsky, A., Feininger, T., 1983. A deep structural profile across the Appalachians of southern Quebec. *Geological Society of America Memoir*, v.158, p.103-111.

Stanley, R.S., Ratcliffe, N.M., 1985. Tectonic synthesis of the Taconian orogeny in western New England. *Geological Society of America Bulletin*, v.96, p.1227-1250.

Sternbach, L. R., Sternbach, C. A., Séjourné, S., McCullough, J., 2014. Light Oil Exploration Potential for Devonian-Silurian (Fortin and Chaleurs Groups) Carbonates/Mudstones, Central Gaspé, Quebec, Canada, near the Grande Riviere Transform Fault. AAPG Eastern Section, 42nd annual meeting, London, Ontario, 27-30 septembre, résumé.

Thériault, R., 2002. Carte géologique du Québec - Édition 2002. Ministère de l'Environnement et des Ressources du Québec, DV 2002-06, 8 p.

Thériault, R., 2012a. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-04, 80p.

Thériault, R., 2012b. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 1 : Compilation des données. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-03, 212p.

Thériault, R., Laliberté, J.-Y., Brisebois, D., 2004. Prolongement du graben du Saguenay sous les roches appalachiennes : implications pour l'exploration des hydrocarbures dans le Bas Saint-Laurent. Ministère des Ressources naturelles, Québec Exploration, novembre 2004, Québec, 1 affiche.

Tremblay, A., Lemieux, Y., 2001. Supracrustal faults of the St. Lawrence rift system between Cap-Tourmente and Baie-Saint-Paul, Quebec. *Geological Survey of Canada, Current Research D15*, 8 p.

Tremblay, A., Pinet, N., 1994. Distribution and characteristics of Taconian and Acadian deformation, southern Quebec Appalachians. *Geological Society of America Bulletin*, v.106, p.1172-1181.

Tremblay, A., Long, B., Massé, M., 2003. Supracrustal faults of the St. Lawrence rift system, Québec : Kinematics and geometry as revealed by field mapping and marine seismic reflection data. *Tectonophysics*, v.369, p.231-252.

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*, v.30, p.591-602.

Vallières, A., 1987. Stratigraphie et structure de l'orogène taconique dans la région de Rivière-du-Loup. Thèse de doctorat, Université Laval, Canada, 316 p.

van Stall, C.R., Whalen, J.B., Valverde-Vaquero, P., Zagorevski., 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, 1035p.

Williams, H., 1979. Appalachian orogen in Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, v.16, p.792-807.

Williams, H., 1995a. Introduction (Humber Zone). Williams H., Geological Survey of Canada, Chapter 3 of *Geology of the Appalachian-Caledonian orogen in Canada and Greenland*, v.6, p.47-49.

Williams, H., 1995b. Introduction. *In* : 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.

Williams, H., St-Julien, P., 1982. The Baie Verte-Brompton Line : Early Paleozoic continent ocean interface in the Canadian Appalachians. *In* : P. St-Julien et J. Béland (éds), *Major structural zones and faults of the northern Appalachians*. Geological Association of Canada, *Special Paper 24*, p.177-208.