

***Ensemble supérieur : le post-acadien
(Dévonien supérieur-carbonifère)***

A l'est de la Gaspésie, ainsi que sur le pourtour de la baie des Chaleurs, les roches de l'ensemble médian sont localement recouvertes par des dépôts d'origine continentale appartenant au bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes. La base de la succession contient également du dévonien supérieur : les formations de Fleurant et d'Escuminac.

Les couches des formations de Fleurant et d'Escuminac affichent un potentiel roche mère. Présentement, leur état va d'immature à marginalement mature. Il se peut que les grès de cette formation constituent un réservoir potentiel, mais la définition des pièges à explorer est très hypothétique. La Formation de Fleurant repose en discordance sur les couches de l'ensemble médian. Elle est recouverte en discordance angulaire par les couches plus jeunes de la Formation de Bonaventure du bassin permo-carbonifère.

En résumé, les cibles visées en Gaspésie forment quatre groupes :

1. les grès de Val-Brillant et d'Anse Cascon, les calcaires tabulaires localement récifaux de Sayabec-La Vieille et les masses récifales de West Point. Ces cibles sont d'éventuels réservoirs stratigraphiques, formés durant la phase 2 de l'évolution du bassin de Gaspésie (phase extensive de l'orogénie acadienne ou pulsation salinique), à l'exception du sud de la Gaspésie qui était en régime compressif à cette époque-là. Ces réservoirs auraient été chargés précocement par des fluides issus de roches mères ordoviciennes, donc plus susceptibles d'être du pétrole.
2. les unités tabulaires de Matapédia, Val-Brillant, Sayabec, calcaires de Gaspé (Formation de Forillon) et grès de Gaspé. Il s'agirait principalement de réservoirs fracturés, formés durant la phase 3 de l'évolution tectonosédimentaire du bassin de Gaspésie (phase compressive de l'orogénie acadienne). Ces réservoirs seraient de modeste envergure et auraient été chargés tardivement à la fin de l'orogénie acadienne, par des hydrocarbures provenant de roches mères ordoviciennes.
3. les calcaires de plate-forme ordoviciens sous l'allochtone taconien. Remontés à la faveur de l'écaillage du soubassement durant la phase 3 de l'évolution du bassin de Gaspésie, ce pourrait être des réservoirs gaziers de type hydrothermal chargés tardivement à partir de fluides issus de roches mères ordoviciennes.
4. les calcaires (Formation de Forillon) et/ou grès de Gaspé. Ils forment des pièges structuraux ou stratigraphiques, voire des pièges des deux types, chargés par des huiles générées dans les unités dévoniennes.

On a donc là plusieurs cibles qui, bien que fondées sur une analyse rigoureuse des éléments du système pétrolier de Gaspésie, n'en demeurent pas moins hypothétiques. Dans pratiquement tous les cas, le défi se situe d'abord au niveau de la définition du contexte structural et stratigraphique dans lequel se trouvent les réservoirs potentiels. Seuls des travaux sismiques ciblés pourront aider à solutionner ces

problèmes. La nouvelle sismique du MRNQ et des travaux de prospection additionnels sont à cet égard indispensables pour faire progresser l'exploration en Gaspésie.

Parmi les éléments favorables en ce qui concerne le potentiel pétrolier de la Gaspésie, il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La découverte de gaz en quantité commerciale dans l'est de la Gaspésie démontre que le système pétrolier a fonctionné.
- Les hydrocarbures peuvent provenir de deux sources : roches mères ordoviciennes et dévoniennes. Selon le temps de la migration, les réservoirs ont pu être chargés de pétrole (migration précoce) ou de gaz (migration tardive) ou de pétrole provenant de roches mères dévoniennes (migration très tardive).
- Les études de caractérisation de réservoirs ont montré que les calcaires du Sayabec-La Vieille, les récifs de West Point et les grès de Val-Brillant peuvent au cours des temps géologiques avoir constitué de bonnes roches-réservoirs susceptibles de contenir des quantités importantes d'hydrocarbures.
- La nouvelle sismique est de bonne qualité.
- La stratigraphie, la sédimentologie et la paléogéographie de la ceinture de Gaspésie sont bien documentées.
- Les nouvelles études suggèrent que le potentiel roche réservoir existe.

Parmi les éléments défavorables, il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La géométrie de la sous-surface est encore mal connue (manque de sismique).
- Certains pièges stratigraphiques (ex. récifs du West Point) sont difficiles à localiser sur la sismique. La cartographie de ce type de structure exige des données de qualité. Celle des anciens levés, qui va de moyenne à mauvaise, n'est pas adéquate pour définir ce type de prospect.
- Le potentiel réservoir de la succession reste à démontrer.

Les travaux d'exploration en Gaspésie pourront faire avancer les connaissances, ce qui permettra de porter un jugement éclairé sur le potentiel pétrolier de ce territoire.

Travaux antérieurs

L'exploration de la Gaspésie commence vers le milieu du XIX^e siècle. Un an après la découverte du « Colonel Drake » en 1859, deux puits de 175 m ont été forés près de Gaspé, à proximité de suintements de pétrole. On dénombre maintenant environ 90 puits en Gaspésie, dont la profondeur dépasse 175 m : la plupart sont situés à l'ouest de la ville de Gaspé, dans une zone de suintements de pétrole où 55 de ces puits ont été forés dans la période qui va de 1888 à 1913. Durant la Seconde

Guerre mondiale, on a foré 11 autres puits dans la même région. Plus tard, dans les années 1950, 9 autres ont été forés en Gaspésie; le reste l'a été depuis les années 1960. De ces puits, seulement une quinzaine ont atteint des profondeurs de plus de 1 000 m.

C'est durant ces deux dernières périodes que de grandes compagnies, comme Impérial et Gulf, ont commencé à s'intéresser à ce territoire. Foré en carottage continu à partir de 308 m jusqu'à une profondeur totale de 3 536 m par la compagnie Gulf, le puits de Gulf Sunny Bank est le plus profond en Amérique foré de cette manière. Sur plusieurs intervalles entre les points cotés 300 et 1 700 (m), les carottes ont montré la présence d'huile brute dans les fractures du Groupe des calcaires supérieurs de Gaspé.

SOQUIP a commencé à s'intéresser à la Gaspésie au début des années 1970. Durant cette période, ayant acquis plusieurs programmes sismiques, cette société a consolidé son domaine minier sur le territoire. De 1971 à 1973 et de 1975 à 1976, elle a mené des campagnes de sismiques au cours desquelles environ 400 km de profils sismiques modernes ont été acquis avec la méthode Vibroseis.

En 1978, SOQUIP a débuté une campagne de forage. Six puits profonds ont été forés à travers la Gaspésie. Ce sont les forages de SOQUIP, Gaspé-Nord, Gaspé-Sud n° 1, de Malbaie n° 1, de Blanchet n° 1, de Douglas n° 1 et de Galt n° 1. Des indices de gaz ou de pétrole ou des deux ont été testés dans les forages de Douglas, de Gaspé-Sud et de Galt. On a également découvert du gaz dans le forage de Galt. Cette découverte, bien qu'intéressante, n'était pas considérée comme rentable à l'époque.

En l'an 2000, un programme sismique a été acquis par le MRNQ dans la région du lac Matapédia dans le but de mettre en valeur le potentiel de ce territoire. Dans la même période, Corridor Resources a également fait de la sismique dans le parc de Matane. Dans cette région, Prospection 2000 a procédé à des forages peu profonds de type minier pour la recherche de pétrole et Corridor Resources a effectué un forage pétrolier. Les travaux de Prospection 2000 ont mis à jour des indices de pétrole et de gaz.

Au cours des deux dernières années, la compagnie Junex a été particulièrement active dans l'est de la Gaspésie. La mise en production du gaz découvert à Galt est l'événement le plus significatif concernant l'exploration pétrolière de la Gaspésie.

En 2001, le MRNQ a débuté un programme de reconnaissance sismique d'environ 350 km, constitué par de grands transepts répartis le long des principales routes qui traversent la Gaspésie. Les travaux sur le terrain sont achevés et les données seront bientôt disponibles. Ce programme a été l'événement déclencheur d'une prise de permis importante par des petites sociétés minières. Le domaine minier détenu par les compagnies pétrolières couvre maintenant la presque totalité du territoire prospectif.

À l'automne 2001, Junex a fait un petit programme de sismique 3-D (27 km) sur la structure de Galt.

On a aussi, au cours des dernières décennies, fait des travaux d'évaluation qui ont entre autres permis de mieux connaître le contexte stratigraphique, structural et paléogéographique ainsi que de caractériser plusieurs unités en tant que réservoirs potentiels. C'est là un acquis essentiel pour encourager l'exploration. Parmi les travaux récents on peut citer par exemple :

- Un investissement de plus de 1 M\$ par le MRNQ consacré à la stratigraphie, la géologie structurale et la paléogéographie du bassin de la ceinture de Gaspésie (contrat de recherche universitaire, équipe Bourque, Université Laval).
- Un investissement récent fait par Shell Canada pour l'évaluation du potentiel roche mère et la caractérisation des réservoirs carbonatés (contrat de recherche accordé à une équipe regroupant des membres de l'Université Laval, de l'INRS-Géoressource et de la Commission géologique du Canada).

Pris dans son ensemble, on peut donc affirmer que ce territoire gaspésien est peu exploré. La couverture sismique est essentiellement concentrée à l'est et à l'ouest (Gaspé et Matane). Si on considère seulement les forages significatifs, c'est-à-dire ceux forés sur des cibles définies à l'aide de la sismique, seulement 12 forages, surtout concentrés dans l'est de la Gaspésie, sont représentatifs.

1.4 Golfe : bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes

Nos connaissances sur le secteur québécois du golfe proviennent essentiellement des données sismiques marines et terrestres, des forages marins et terrestres ainsi que des travaux d'exploration et de cartographie faits sur le domaine terrestre qui ceinture ces bassins géologiques (île d'Anticosti, provinces Maritimes et Terre-Neuve). Ces données nous permettent de séparer le domaine québécois en deux bassins : au sud, le bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes et au nord, le bassin d'Anticosti. Le bassin permo-carbonifère comprend les îles de la Madeleine et le bassin d'Anticosti comprend également l'île d'Anticosti.

Description

Le bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes se compose de plusieurs bassins secondaires (sous-bassins) ainsi que d'un domaine de plate-forme. Le domaine québécois, constitué par le bassin de Madeleine et la plate-forme de Bradelle (sous-bassins ; figure 1-4). Le bassin de Madeleine débute à l'ouest des îles de la Madeleine et s'étend vers l'est jusqu'à l'île du Cap-Breton. Son dépôt-centre se situe à l'est, à mi-chemin entre les îles de la Madeleine et l'île du Cap-Breton. Vers l'ouest, la succession permo-carbonifère du bassin de Madeleine passe à la plate-forme de Bradelle. Cette plate-forme est un domaine géologique stable qui s'étend jusqu'à la pointe est de la Gaspésie avec des rentrants dans la baie des Chaleurs, dans le détroit de Gaspé et au Nouveau-Brunswick (plate-forme du Nouveau-Brunswick).

Au Québec, la plate-forme de Bradelle est constituée par un domaine géologique relativement plat qui montre un amincissement progressif de la succession vers le nord-ouest. La marge de cette plate-forme est orientée nord-est et se situe à une vingtaine de kilomètres à l'ouest des îles de la Madeleine.

Deux puits ont été forés dans le secteur québécois du bassin (Bradelle et Brion). Par contre, si on considère l'ensemble du bassin (domaines terrestre et marin), une quinzaine de forages significatifs ont traversé la succession permo-carbonifère. Dans le bassin de Madeleine les objectifs sont essentiellement concentrés dans les grès de la succession pennsylvanienne et permienne. La découverte de gaz à East Point est la seule faite dans ce bassin. On note cependant la présence de gaz dans plusieurs des forages qui ont traversé les grès pennsylvaniens. Les réservoirs pénétrés au cours de ces forages sont cependant peu perméables et affichent des caractéristiques médiocres.

À l'exception de Bradelle, la plupart des cibles évaluées par les forages sont associées à des coussins de sel (figure 1-12, 1-13 et 1-14). Ainsi, la découverte de gaz à East Point était en relation avec ce type de piège. Les cibles associées à des coussins de sel, comme Old Harry, sont peu nombreuses dans le golfe du Saint-Laurent. Il en reste quelques-unes à évaluer. De grande superficie et relativement faciles à cartographier, elles sont également intéressantes du point de vue pétrolier, du fait de leur situation en périphérie du bassin salifère de Madeleine, qui les place dans un contexte très favorable au piégeage des hydrocarbures.

La partie supérieure de la succession permienne du bassin de Madeleine est relativement peu connue. Il y a quelques années, Corridor Resources a tenté d'évaluer cet objectif sur terre aux îles de la Madeleine (figure 1-12). Malheureusement le forage a dû être arrêté avant d'avoir atteint son objectif. Une découverte dans les grès du Permien ouvrirait la porte à l'exploration d'une multitude de cibles, situées en mer dans la partie profonde du bassin de Madeleine. Ce sont essentiellement des fermetures structurales à l'intérieur de la succession permienne, contre des diapirs de sel. Ce type d'objectifs constitue l'essentiel des pièges structuraux qui restent à évaluer dans le bassin de Madeleine. Ils sont difficiles à définir et requièrent de la sismique moderne de très haute qualité.

Le potentiel de la plate-forme de Bradelle se situe essentiellement au niveau du Groupe de Horton. Ce groupe est composé d'une succession de roches d'origine continentale dont l'âge varie du Dévonien supérieur (Frasnien) au Carbonifère inférieur (Mississippien).

Le Groupe de Horton est probablement présent sous les dépôts peu déformés de la plate-forme de Bradelle. Situé à la base de la succession permo-carbonifère, il a démontré son potentiel pétrolier dans le sous-bassin de Moncton. Le champ de Stony Creek situé à l'ouest de Moncton a, quant à lui, produit du pétrole à partir des grès de la Formation d'Albert. Enfin, plus récemment, Corridor Resources a fait une découverte de gaz, dans la même région (champ de gaz de McCully). Dans le secteur maritime du Québec, le forage de Bradelle a pénétré la partie supérieure du Groupe de Horton. Sur terre, dans la région

d'Escuminac en Gaspésie, les formations de Fleurant et d'Escuminac sont l'équivalent-temps d'une partie du Groupe de Horton. Il y a donc de bonnes raisons de penser que les dépôts du Groupe de Horton sont présents dans le domaine marin québécois sous la couverture permo-carbonifère post-Horton de la plate-forme de Bradelle.

Le Horton est constitué des premiers dépôts qui ont comblé le paléo-relief créé à la fin de l'orogénie acadienne. Au Dévonien supérieur, le sud-est du Québec et les Maritimes étaient tectoniquement très instables. Les failles anciennes appalachiennes associées à l'histoire géologique ont été réactivées en failles normales, certaines avec de fortes composantes de décrochement. Le bassin était constitué à cette époque de plusieurs sous-bassins bien individualisés, séparés par des zones hautes qui formaient des reliefs montagneux.

Grossièrement, le Groupe de Horton peut être subdivisé en trois unités. À la base il y a une succession de sédiments provenant du démantèlement de la chaîne de montagnes appalachiennes (unité 1). Les matériaux déposés sont grossiers et le transport des sédiments est local. Ce faciès grossier comble le relief laissé par la paléotopographie appalachienne. Localement ces dépôts atteignent une épaisseur de plusieurs kilomètres.

Cette phase de comblement est suivie par une période tectoniquement stable. Les dépôts grossiers situés à la base de la succession sont remplacés par des dépôts plus fins de plaine fluviale qui contiennent d'importants intervalles lacustres (unité 2). Ce contexte favorise l'accumulation de matière organique dans les sédiments fins (Formation d'Albert). À la fin de ce cycle sédimentaire, le bassin constitue une immense plaine avec, çà et là, de faibles reliefs. La Formation d'Albert est une excellente roche mère. Les grès de cette formation représentent une roche réservoir potentielle. Le champ de pétrole de Stony Creek situé à l'ouest de Moncton a produit à partir de ces grès.

La fin de la succession de Horton est caractérisée par une réactivation des mouvements tectoniques. Les anciens reliefs sont réactivés et alimentent en sédiments grossiers les sous-bassins adjacents (unité 3). La fin de ce soulèvement est marquée par un redressement important des couches à la périphérie des sous-bassins, suivi par une période d'érosion importante. La fin du cycle de Horton est caractérisée par des discordances locales dans la partie supérieure de la succession. Ces discordances sont angulaires sur la bordure des sous-bassins. Les sédiments grossiers de cette succession constituent un objectif pétrolier. Le champ de gaz de McCully situé à l'ouest de Moncton produit à partir de ces grès.

Sur la plate-forme de Bradelle les dépôts tabulaires de la succession permo-carbonifère coiffent en discordance angulaire le Groupe de Horton ainsi que les roches appartenant aux Appalaches.

Les pièges recherchés sont essentiellement stratigraphiques. Ils sont constitués par la troncation en amont-pendage des réservoirs de la Formation d'Albert et de ceux des couches supérieures du Groupe de Horton ou encore des uns ou des autres.

À titre d'exemple, dans la région d'Escuminac, les formations de Fleurant et d'Escuminac affleurent à la faveur d'une fenêtre située à la base de la succession permo-carbonifère (Formation de Bonaventure). Si on considère la Formation de Bonaventure comme une roche couverture, le Fleurant et l'Escuminac constituent dans ce contexte des objectifs réservoirs.

1.4.1 Partie terrestre : îles de la Madeleine

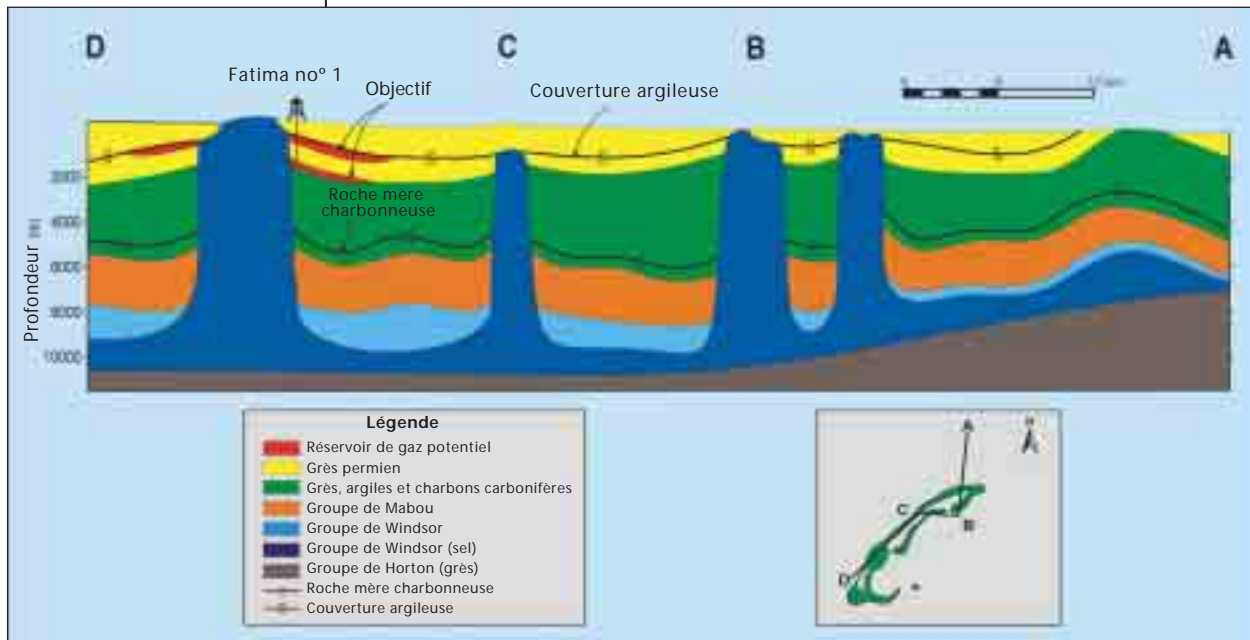
Permis existants

Corridor Resources possède 115 000 hectares de permis sur les îles de la Madeleine et sur la zone extra-côtière proche.

Travaux antérieurs

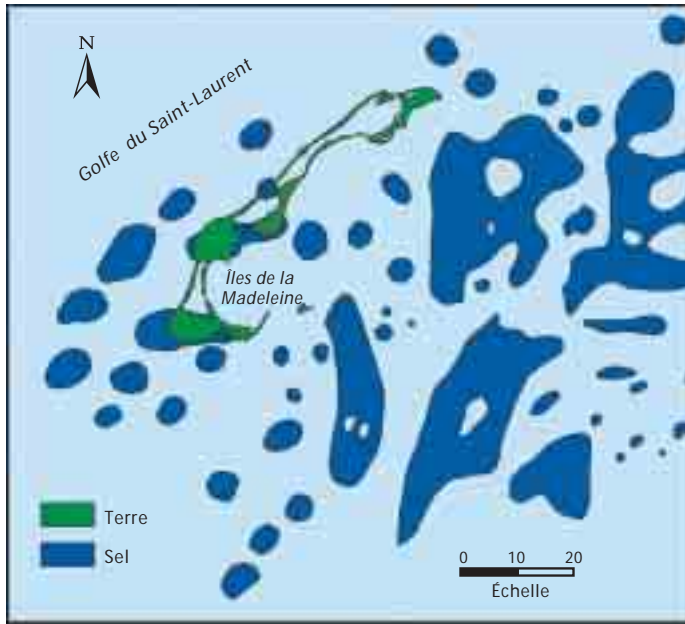
En 1970, le puits de Sarep-Hydro-Québec Brion n° 1 a été foré sur l'île Brion. Ce forage a évalué la succession pennsylvanienne du bassin de Madeleine. Des indices de gaz ont été enregistrés. Les tests n'ont cependant récupéré que de l'eau de formation. Au cours de la saison 2000, Corridor Resources a débuté le forage de Fatima n° 1 dans le but de tester la succession permo-carbonifère du bassin de Madeleine, sur le flanc d'un diapir de sel (figures 1-12 et 1-14). En raison de problèmes mécaniques, le forage s'est arrêté à une profondeur d'environ 600 m, bien avant d'avoir atteint les objectifs projetés.

Figure 1-12
Coupe géologique – Bassin de Madeleine



Source : Corridor Resources

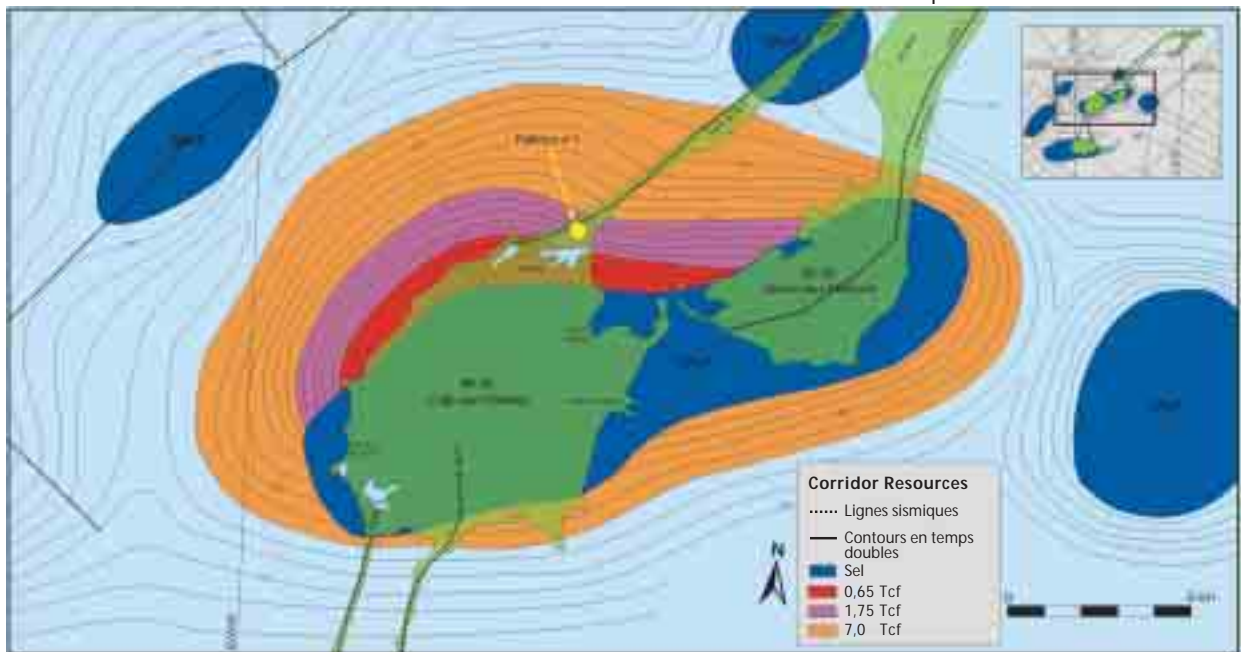
Depuis le forage de Fatima n° 1, deux nouveaux profils sismiques totalisant 15 km de levés ont été acquis au cours de l'été 2002 (figure 1-14).



Source : Corridor Resources

Figure 1-13
Emplacement des dômes
de sel dans le bassin de
Madeleine

Figure 1-14
Structure géologique
de Fatima



1.4.2 Partie marine au Québec : bassin de Madeleine et plate-forme de Bradelle

Permis existant

Corridor Resources inc. est la seule entreprise possédant des permis validés émis par le gouvernement du Québec. Les permis couvrent la partie québécoise de la structure de Old Harry dont nous discutons plus loin à la section 1.4.3.

Aucun autre permis provincial n'existe sur ce territoire.

Travaux antérieurs

Le seul forage en mer sur le domaine marin québécois est celui d'Amoco-SOQUIP Bradelle n° 1. Situé sur la plate-forme de Bradelle, il a atteint une profondeur totale de 4 815 m.

De nombreux programmes de sismique marine ont été effectués sur ce territoire durant la période 1970 à 1980. SOQUIP possède une banque de données qui couvre non seulement la partie québécoise du bassin de Madeleine, mais également le territoire marin de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Programme d'exploration

L'une des grandes compagnies avec lesquelles Hydro-Québec désire s'associer suggère une approche progressive à l'exploration du domaine marin du Québec. Il est possible de prendre dès maintenant des mesures dans le but de créer les conditions susceptibles de favoriser la réalisation de travaux d'exploration importants. Par exemple, des travaux de sismique marine pourront être entrepris en collaboration avec un groupe de compagnies *spec survey*. L'avantage de cette démarche sera de susciter l'intérêt pour le territoire et d'amener les compagnies pétrolières participantes à développer de nouveaux concepts d'exploration qui seront éventuellement testés par des forages. Chaque compagnie fera sa propre évaluation des données.

Hydro-Québec entreprendra alors, avec ou sans la participation de partenaires, un programme de sismique réflexion afin de couvrir le domaine marin québécois du bassin de Madeleine et de la plate-forme de Bradelle. Ce programme se déroulera en quatre phases (figure 1-15).

Figure 1-15
Programme de sismique du golfe

	2002				2003				2004				2005				2006				
	juil	a	s	o	janv	f	m	a	janv	f	m	a	janv	f	m	a	janv	f	m	a	
Phase 1																					
Tests sismiques	500 000 \$																				environ 250 km de sismique
Traitement des données																					
Interprétation des données	100 000 \$																				
Planification de la phase 2	100 000 \$																				
Phase 2																					
Sismique de reconnaissance	7 M\$																				environ 3 500 km de sismique
Traitement des données	500 000 \$																				
Interprétation des données	100 000 \$																				
Planification de la phase 3																					
Phase 3																					
Sismique de définition	6 M\$																				environ 3 000 km de sismique
Traitement des données	500 000 \$																				
Interprétation des données	100 000 \$																				
Planification de la phase 3, définition des prospects																					
Phase 4																					
Sismique de reconnaissance	4 M\$																				environ 2 000 km de sismique
Traitement des données	500 000 \$																				
Interprétation des données	100 000 \$																				
Définition des prospects																					
Forages																					
Premier forage	?																				25 M\$
Deuxième forage																					25 M\$
Troisième forage																					25 M\$
Sismique acquisition & traitement																					
Coûts	0,5 M				7 M				6 M				2 M								
Coûts cumulatifs	0,5 M				7,5 M				13,5 M				15,5 M								
Interprétation																					
Coûts	0,1 M				0,1 M				0,5 M				0,1 M				0,3 M				
Coûts cumulatifs	0,1 M				0,2 M				0,7 M				0,8 M				1,3 M				
Forages																					
Coûts																					25 M
Coûts cumulatifs																					25 M
Coûts de la sismique	17,5 M\$																				
Coûts de l'interprétation	1,8 M\$																				
Coûts des forages	75 M\$																				75 M

La première phase consiste à faire quelques profils tests à travers la partie québécoise du golfe dans le but de vérifier l'amélioration de la qualité des données par rapport à celle des levés anciens. Environ 250 km de profils pourront être acquis en 2002. Les nouveaux profils seront localisés à l'aide des vieux profils sismiques. Les coûts d'acquisition et de traitement de cette première phase sont estimés à 0,5 M\$. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2002-2003. Il se peut que l'IFP aide Hydro-Québec en tant qu'expert-conseil.

La deuxième phase consiste à faire un programme de reconnaissance sismique sur le bassin permo-carbonifère du domaine marin québécois. Des lignes implantées en tenant compte des données de la sismique ancienne couvriront adéquatement le territoire. Les paramètres d'acquisition devront être optimisés afin de s'assurer de la qualité des données. Environ 3 500 km de lignes et de lignes de rattachement seront acquis durant cette deuxième phase. Des mesures de gravité pourront être prises en même temps qu'on procédera à la sismique de reconnaissance. Cette deuxième phase pourra débuter au printemps de 2003. Les coûts de cette phase d'acquisition et de traitement des données sont estimés à 7 M\$. L'évaluation des données se fera au cours de l'hiver 2003-2004. L'intégration des données de la vieille sismique permettra de compléter l'interprétation.

La troisième phase du programme sismique pourra débuter au cours de l'été 2004. Cette phase consiste à augmenter la densité des lignes là où la qualité des données est jugée adéquate et où il est possible de définir des objectifs à forer. Des lignes espacées de 10 km, 5 km et même moins, pourront être acquises si les données le justifient. On estime que 3 000 km de profils sismiques seront nécessaires pour couvrir le territoire et préciser les cibles à forer. Les coûts de la troisième phase d'acquisition et de traitement des données sont estimés à 6 M\$. L'interprétation et l'intégration des données avec celles de la phase 2 se feront au cours de l'hiver 2004-2005.

La quatrième phase consiste en l'acquisition de sismique de définition 2-D ou 3-D sur les cibles potentielles non définies dans la phase 3. Deux mille kilomètres de profils sismiques sont prévus à cette fin. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2005-2006. Les coûts d'acquisition de la quatrième phase sont estimés à 4 M\$.

Les coûts de ce programme de sismique sont estimés à 17,5 M\$. À ces coûts s'ajoutent les coûts d'interprétation des données qui sont évalués à 1,8 M\$.

Les premiers forages d'exploration basés sur la nouvelle sismique pourront être implantés au cours de la saison 2005.

Justification géologique

• Bassin de Madeleine

Parmi les éléments favorables au plan d'exploration proposé il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Dans le domaine marin du bassin de Madeleine il existe un grand nombre de structures salifères. Ce contexte géologique est favorable à la présence de pièges. Si le système pétrolier a fonctionné, le potentiel gazier est énorme et pourrait dépasser toutes les réserves de gaz connues sur la côte est et sur les Grands Bancs de Terre-Neuve.
- Le bassin de Madeleine se situe près des marchés gaziers.
- Le type de matière organique compris dans la succession indique un bon potentiel pour le gaz et un faible potentiel pour le pétrole.

Parmi les éléments défavorables à ce plan d'exploration il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Il est possible que la migration des hydrocarbures soit précoce et précède la formation de ce type de piège.
- La cartographie de ce type de structure est complexe et exige des données sismiques de qualité. Les anciennes données sont de qualité moyenne à bonne, mais sont inadéquates pour définir ce type de prospect.
- Le potentiel roche réservoir de la succession permienne est inconnu.
- Le potentiel roche couverture de la succession permienne est inconnu.

Les travaux d'exploration que nous proposons pourront faire avancer nos connaissances sur le bassin de Madeleine. Celles-ci permettront de porter un jugement éclairé sur le potentiel pétrolier de ce bassin.

- *Plate-forme de Bradelle*

Parmi les éléments favorables au plan d'exploration proposé il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Le domaine marin de la plate-forme de Bradelle occupe un grand territoire. Le Groupe de Horton a été traversé par le forage de Bradelle. Un pointement de Horton affleure sur la côte de la baie des Chaleurs. Il est donc raisonnable de supposer que le Groupe de Horton est présent en mer, coïncé sous la couverture sédimentaire permo-carbonifère.
- Le potentiel roche mère du Horton est connu. Le type de matière organique compris dans la succession indique un potentiel pour le gaz et le pétrole.
- Le potentiel roche couverture est connu. Il s'agit d'une part des argiles imperméables de la Formation d'Albert et d'autre part des sédiments imperméables situés à la base de la succession permo-carbonifère.
- Le potentiel roche réservoir est connu : les grès de la Formation d'Albert offrent le meilleur potentiel.

Parmi les éléments défavorables à ce programme d'exploration il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Les pièges sont essentiellement stratigraphiques. Il est difficile de cartographier ce type de prospect.
- La cartographie de ce type de piège exige des données sismiques de qualité. Les anciennes données étant de qualité moyenne à mauvaise, elles ne permettent pas de définir ce type de prospect. Nous ne savons pas si la nouvelle sismique sera de meilleure qualité.
- Le potentiel roche réservoir de la succession est faible. Les champs de McCully produisent à partir de grès peu perméables. Ces caractéristiques sont acceptables sur terre, mais insuffisantes pour justifier la production en mer.

Les travaux d'exploration que nous proposons pourront faire avancer nos connaissances sur le secteur québécois de la plate-forme de Bradelle. Ces connaissances permettront de porter un jugement éclairé sur le potentiel pétrolier de ce territoire.

1.4.3 Old Harry

Description

Située sur les permis d'exploration de Corridor Ressources du golfe du Saint-Laurent, la structure géologique nommée Old Harry a atteint le stade de prospect. Elle a été identifiée par de nombreux levés sismiques de bonne qualité, dont le dernier date de 1998. Old Harry est reconnue

comme étant la structure la plus mature, en termes d'exploration pétrolière et gazière, sur l'ensemble du territoire marin du Québec.

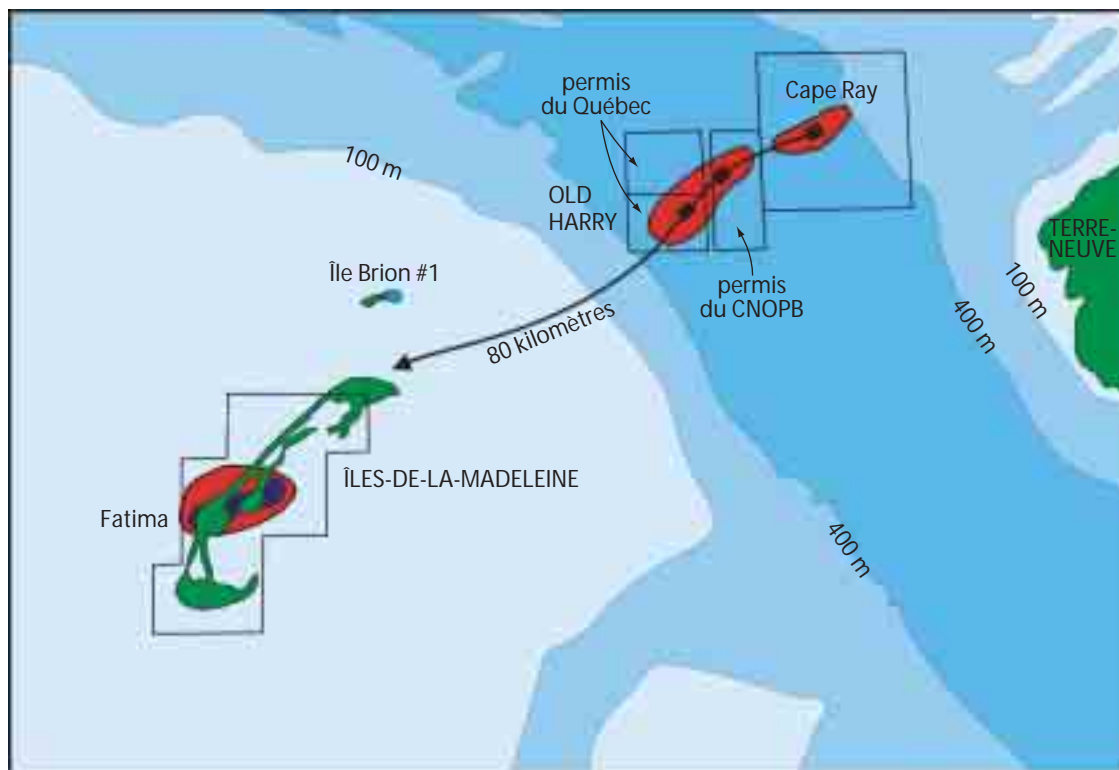
La prochaine étape de l'évaluation du potentiel d'hydrocarbures de Old Harry est le forage d'un puits d'exploration d'une profondeur d'environ 2 500 mètres afin d'évaluer les grès de la Formation de Bradelle (objectif principal). Ces grès ont été rencontrés dans le puits Sarep-Hydro-Québec Île Brion n° 1 (foré en 1970) et possèdent de bonnes caractéristiques réservoir.

Hydro-Québec a mandaté la firme HALTECH afin de procéder à une validation de l'interprétation géophysique (sismique) des données de Corridor Resources.

Emplacement du prospect

La structure géologique Old Harry chevauche la limite territoriale inter-provinciale entre le Québec et Terre-Neuve, selon le tracé de 1964. Elle est géographiquement située à 80 km au nord-est des îles de la Madeleine, dans le Chenal Laurentien, à une profondeur d'eau d'environ 465 mètres (figure 1-16).

Figure 1-16
Emplacement de Old Harry



Source : Corridor Resources

L'allure topographique de la structure au niveau stratigraphique constituant l'objectif principal présente un double sommet, séparé par une légère dépression, situé de part et d'autre de la limite inter-provinciale. Le sous-sommet cartographié sur le territoire québécois (partie ouest de la structure) a été identifié comme étant le plus intéressant en termes d'exploration pétrolière.

La séquence sédimentaire du golfe du Saint-Laurent (référence : bassin de Madeleine) est caractérisée par trois unités tectostratigraphiques délimitées par discordance. L'unité de base est constituée de grès, de conglomérats et de lutites du Groupe de Horton (Dévonien supérieur et Carbonifère inférieur). L'unité du centre présente à sa base les carbonates et les évaporites du Groupe de Windsor (Carbonifère inférieur), tandis que sa partie supérieure est formée de lutites et de grès appartenant aux groupes de Canso, Riversdale et Cumberland (Carbonifère). Finalement l'unité du haut est caractérisée par les grès, les lutites et les charbons des groupes de Pictou et de Cap-aux-Meules (Permien inférieur).

Cette séquence sédimentaire a été affectée par des mouvements généralement verticaux, attribués au jeu du socle et à une tectonique salifère. C'est d'ailleurs grâce aux mouvements d'évaporites (sel et gypse) que les îles de la Madeleine doivent leur existence. Ces mouvements verticaux ont engendré de gigantesques structures géologiques, propices à l'accumulation d'hydrocarbures.

Différentes observations et analyses, à partir de l'ensemble des puits forés dans le golfe du Saint-Laurent ont démontré la capacité de la couche sédimentaire du bassin de Madeleine à générer des hydrocarbures (liquides et gazeux) par sa nature, sa qualité et la quantité de matière organique provenant de différents et nombreux niveaux stratigraphiques.

Détenteur des permis d'exploration

Émis par la Direction du développement des hydrocarbures (DDH) du ministère des Ressources naturelles du Québec (MRNQ), les permis 1996PG963 et 1996PG964 couvrent la partie québécoise (partie ouest) de la structure. Ces permis, totalisant une superficie de 50 000 hectares, sont maintenant détenus par Corridor Resources. Ils s'appuient sur la limite est de la ligne frontalière du Québec.

Le domaine minier de l'ensemble du Québec marin fait présentement l'objet d'un moratoire, introduit par le projet de loi 182 et sanctionné le 17 juin 1998, de sorte que la DDH ne peut émettre de nouveaux permis d'exploration dans l'*offshore* québécois ni aucun permis de forage. Les compagnies possédant déjà des permis avant l'entrée en vigueur du moratoire conservent leurs droits. C'est le cas pour Corridor Resources Inc. qui détient ses permis depuis 1996.

Du côté de Terre-Neuve, Corridor détient la licence d'exploration n° 1063, d'une superficie de 31 068 hectares, délivrée par le Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOBP). Ce permis, couvrant la partie est de la structure de Old Harry, a été émis le

15 janvier 2001. Sa durée de vie de neuf ans est répartie sur deux périodes (cinq et quatre ans). Corridor s'est engagée à débiter un forage pétrolier, auprès du CNOBP, d'ici la fin de la première période, soit le 15 janvier 2006.

Conclusions et recommandations

Les experts consultés par Hydro-Québec concluent que la structure géologique de Old Harry est une structure fermée, relativement simple et que le contrôle sismique actuel est suffisant pour l'implantation d'un forage d'exploration destiné à en évaluer le potentiel pétrolier et gazier. Il s'agit donc d'une structure mature, en termes de connaissances géoscientifiques, ayant atteint le stade de prospect pétrolier et gazier.

Il serait préférable de localiser le premier puits d'exploration du côté québécois (partie ouest de la structure). Le sous-sommet se trouvant dans la partie québécoise est mieux défini, plus étendu et présente un meilleur relief (fermeture verticale) que sa contrepartie du côté de Terre-Neuve.

Hydro-Québec se propose de prendre une participation dans la totalité de la structure géologique de Old Harry si les conditions d'amodiation, ou affermage, sont avantageuses.

1.5 Estuaire : bassin d'Anticosti

Description

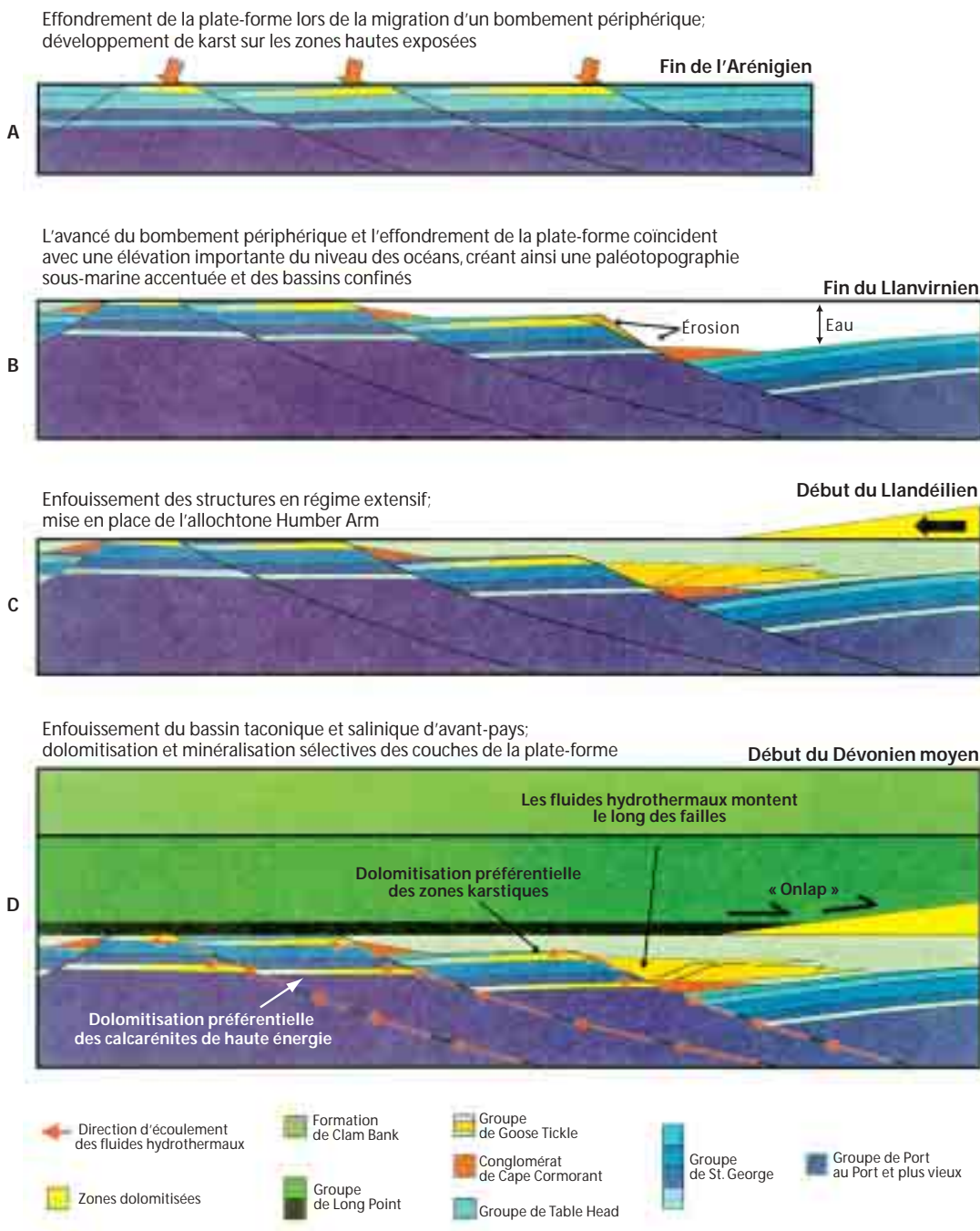
Le bassin d'Anticosti est constitué d'une plate-forme paléozoïque inférieure et moyen qui s'enfoncé progressivement vers le sud et vers l'est à partir de la côte nord du golfe du Saint-Laurent. Sa partie ouest est recouverte par les dépôts quaternaires du fleuve. L'île d'Anticosti se trouve au centre de ce bassin (figure 1-4), qui s'étend vers l'est, jusqu'à la côte ouest de Terre-Neuve. Au nord des îles de la Madeleine, les couches du bassin d'Anticosti s'engouffrent sous le bassin de Madeleine. La géologie de l'île d'Anticosti, la sismique marine et terrestre ainsi que les forages terrestres sont les principales sources de l'information géoscientifique disponible. Dans la partie marine de ce bassin, les données sismiques sont de très mauvaise qualité et ne permettent pas d'évaluer adéquatement le potentiel de ce territoire. En ne considérant que son secteur marin, on peut affirmer qu'il s'agit d'un bassin immature. On en est encore à l'étape conceptuelle concernant son potentiel pétrolier.

Dans le bassin d'Anticosti, il n'y a eu qu'une seule découverte de pétrole, sur terre à l'ouest de Terre-Neuve. Il s'agit d'une découverte intéressante puisqu'elle démontre que le système pétrolier a fonctionné, du moins en ce qui concerne la marge est du bassin.

Au Paléozoïque inférieur, cette plate-forme constituait un segment du paléo-rivage le long duquel plusieurs découvertes importantes

d'hydrocarbures ont été faites aux États-Unis. L'histoire géologique de cette marge continentale se résume par les cinq étapes suivantes (figure 1-17).

Figure 1-17
Modèle de développement d'un réservoir
à partir des données de forage et des études de terrain



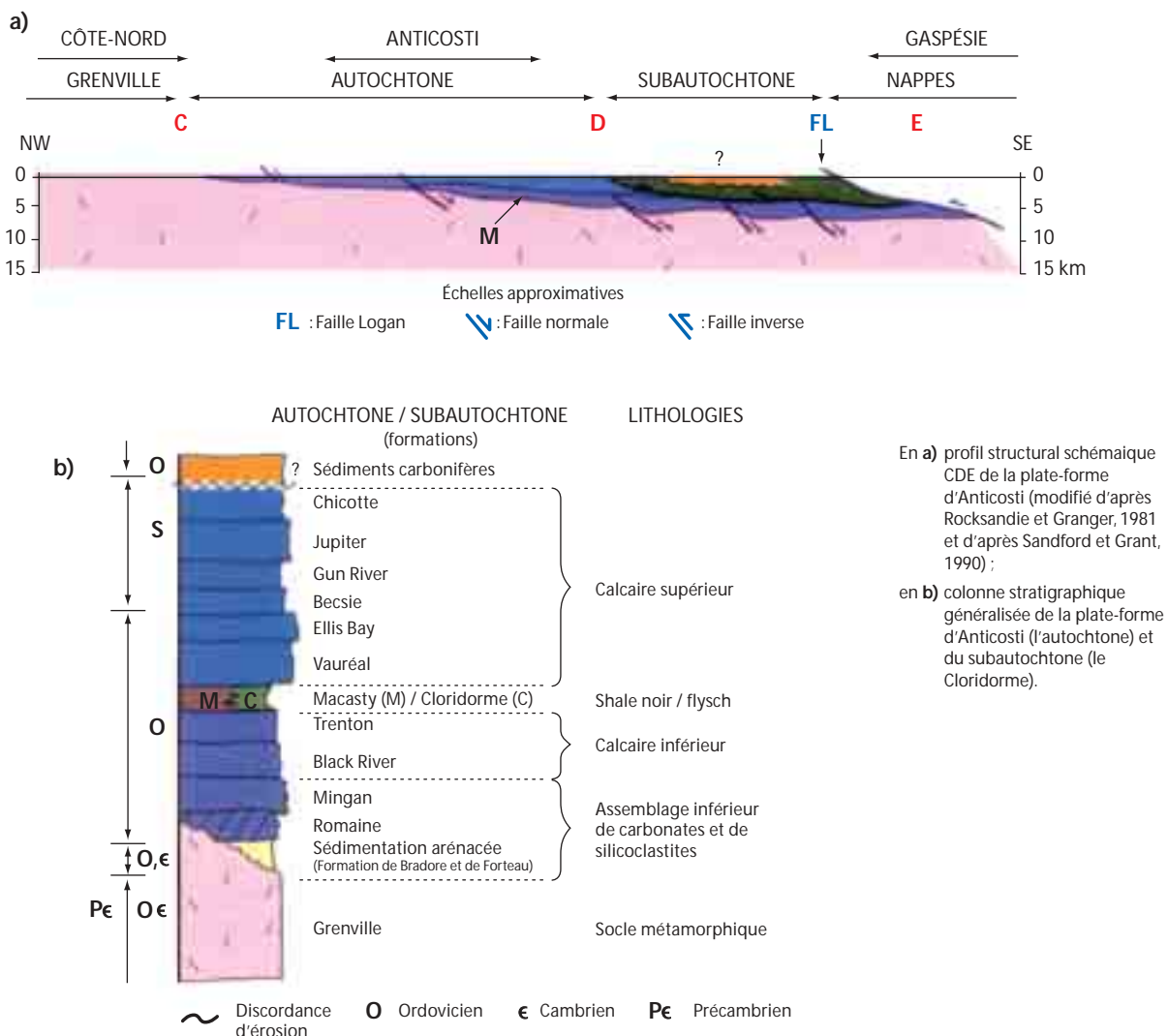
Source : M. Cooper et al. «Basin evolution in western Newfoundland : New insights from hydrocarbon exploration» *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 85, 2001.

1. À partir de la fin du Protérozoïque supérieur et jusqu'au début du Cambrien, il y a formation d'un rift sur le mégacontinent Rodinia (figure 1-17A). Ce rift précède l'ouverture de l'océan Iapetus. Durant cette période, les grabens sont comblés par des dépôts constitués de sédiments grossiers. Cette zone est caractérisée par la formation de grabens associés à des failles normales qui découpent profondément la croûte continentale grenvillienne.
2. Durant le Cambrien et l'Ordovicien inférieur, le bassin d'Anticosti constitue une marge passive située en bordure de l'océan Iapetus. La marge continentale se situe beaucoup plus loin à l'est et au sud par rapport à la limite actuelle des dépôts de plate-forme. Cette zone de plate-forme est caractérisée par des dépôts de mers peu profondes (grès, argiles et carbonates) qui passent graduellement vers l'est et le sud à des dépôts de talus et de mers profondes (essentiellement des argiles).
3. Vers la fin de l'Ordovicien inférieur et jusqu'au début de l'Ordovicien moyen, la fermeture de l'océan Iapetus favorise le développement d'un bombement périphérique sur la marge continentale (figure 1-17B). Ce bombement migre progressivement vers l'ouest en réponse à l'avancée du front taconien au cours de l'Ordovicien moyen. Il réactive les failles normales anciennes et crée un bassin taconien d'avant-fosse sur la plate-forme d'Anticosti. C'est durant cette période que les failles normales sont le plus actives. Ce bassin est caractérisé par des dépôts de carbonates et d'argiles riches en matières organiques propices à la génération des hydrocarbures.
4. Au cours de l'Ordovicien supérieur et du Silurien inférieur, le bassin d'avant-pays est progressivement comblé par des dépôts de mers peu profondes (carbonates et clastiques). Les dépôts les plus jeunes de l'île sont d'âge silurien inférieur (figure 1-17C).
5. Vers la fin du Dévonien inférieur et jusqu'au début du Dévonien moyen, la plate-forme d'Anticosti est enfouie sous un bassin d'avant-pays taconien et acadien (figure 1-17D). L'orogénie acadienne est déjà active au sud et à l'est. Les failles normales anciennes formées lors du rift sont réactivées, certaines en failles de décrochement (orogénie acadienne). Le socle grenvillien et la couverture (sédimentaire) de la plate-forme qui le recouvre sont affectés par ces mouvements tectoniques. Les mouvements de translations favorisent la formation de réseaux de fractures ouvertes dans les zones de failles. Ces zones agissent comme des drains et permettent ainsi aux fluides hydrothermaux chauds et riches en magnésium, provenant du socle grenvillien, de migrer vers le haut pour atteindre la succession géologique de la plate-forme d'Anticosti. Ces fluides hydrothermaux utilisent les zones poreuses dolomitiques comme aquifère. Sur leur passage, les réservoirs sont transformés en réservoirs constitués de dolomies hydrothermales. Toutefois, les failles constituent des obstacles à la migration des fluides hydrothermaux dans le bassin. Le long de certaines failles, les calcaires fracturés sont localement transformés en dolomies hydrothermales. Le passage de ces liquides hydrothermaux a non seulement pour effet d'augmenter la porosité de ces formations carbonatées, mais de créer des zones poreuses dans des roches normalement imperméables. Les formations argileuses constituent

une barrière imperméable qui empêche les fluides hydrothermaux de migrer plus haut dans la succession. C'est au cours du Dévonien inférieur que les couches riches en matières organiques du bassin d'Anticosti atteignent la plus grande profondeur d'enfouissement. À l'ouest de Terre-Neuve, la génération, la migration et la mise en place des hydrocarbures à partir de la roche mère ordovicienne sont en partie contemporaines de la migration des fluides hydrothermaux ou légèrement postérieures à celle-ci. La présence d'hydrocarbures dans le système accélère le processus de dolomitisation des carbonates.

En combinant l'information provenant de la Gaspésie avec celle de l'île d'Anticosti et de l'ouest de Terre-Neuve, il est possible de formuler des hypothèses intéressantes concernant la nature de la succession géologique présente sous le détroit de Gaspé, ainsi que sur le style tectonique de cette zone (figure 1-18). Ces hypothèses pourraient justifier l'effort de prospection en vue d'y préciser les cibles à explorer.

Figure 1-18
Coupe géologique



En a) profil structural schématique CDE de la plate-forme d'Anticosti (modifié d'après Rocksandie et Granger, 1981 et d'après Sandford et Grant, 1990) ;

en b) colonne stratigraphique généralisée de la plate-forme d'Anticosti (l'autochtone) et du subautochtone (le Cloridorme).

Source: D. Brisebois et J. Brun, Géologie du Québec, 1994

Le style tectonique de la Gaspésie suggère une activité intense du Silurien supérieur jusqu'au début du Dévonien moyen. Les travaux de SOQUIP, ceux récents de géologie de surface ainsi que l'interprétation de nouveaux profils sismiques du MRNQ démontrent la présence de failles normales listriques à l'échelle de la ceinture de Gaspésie.

Au cours de l'orogénie acadienne, les blocs faillés sont comprimés. Les failles normales anciennes sont réactivées en failles inverses affichant de fortes composantes de décrochement (figure 1-18). L'image finale qui ressort de ce raccourcissement général de la ceinture de Gaspésie et de l'allochtone taconien qui borde le Chenal Laurentien au sud est une inversion structurale complète du domaine taconien. L'allochtone taconien effondré au Dévonien inférieur constitue à partir du Dévonien moyen une zone surélevée.

Dans ce contexte, l'allochtone taconien qui longe le détroit de Gaspé constitue, à la fin du Dévonien inférieur, la partie profonde d'un bloc effondré. À cette époque aucune barrière physique ne sépare le bassin d'Anticosti de la ceinture de Gaspésie. C'est seulement au cours de l'orogénie acadienne que les mouvements d'inversion structurale séparent ces deux bassins. Le contact entre les deux domaines se situe en mer sous le détroit de Gaspé. Les données actuelles ne permettent pas de préciser la position et la nature de ce contact.

On peut donc s'interroger sur l'effet qu'a eu l'orogénie acadienne sur la couverture siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti. Les déformations acadiennes ont probablement affecté la partie sud de sa couverture sédimentaire. Du reste, les données de la sismique ancienne et les données *sparker* étayaient cette hypothèse. Ce bassin pourrait contenir des structures importantes qui, prises dans le contexte géologique que nous connaissons, pourraient être très favorables en ce qui concerne le potentiel pétrolier de la partie profonde de l'estuaire.

Le potentiel réservoir de la succession siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti est peu connu. Cependant, la Formation de Chicotte qui affleure au sud de l'île constitue la formation affleurante la plus jeune. Elle affiche selon ceux qui l'ont décrite un excellent potentiel réservoir. Elle est l'équivalent latéral de la formation de Sayabec. Cette formation constitue un des objectifs pétroliers du bassin d'Anticosti.

Dans ce contexte, les grès de la Formation de Val-Brillant de Gaspésie qui se poursuivent peut-être vers Anticosti sous le Sayabec-Chicotte constituent également un objectif intéressant. Le contexte géologique particulier de la succession siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti a sûrement été plus favorable à la préservation de la porosité dans ces grès au cours des temps géologiques. On sait que cette succession n'a jamais été enfouie à de grandes profondeurs. L'induration des roches est sans doute moindre que celle observée dans ces couches en Gaspésie.

Il existe probablement d'autres objectifs réservoirs dans cette succession. Ils sont pratiquement impossibles à définir vu le manque d'information.

1.5.1 Île d'Anticosti

Permis existants

Corridor Resources possède 100 % des droits miniers, sur 165 054 hectares de permis situés au centre-sud de l'île d'Anticosti, près du forage de Jupiter. Shell possède en association avec Encal et Corridor Resources le reste des permis, soit 478 832 hectares.

Travaux antérieurs

Quatorze puits ont été forés sur l'île d'Anticosti. Le puits Arco Anticosti n° 1 a atteint une profondeur de 3 800 m ; il est le plus profond foré sur l'île. Plusieurs des vieux forages ont été implantés sur des cibles mal définies ou sans l'apport de la sismique. Par exemple, le forage SOQUIP Sandtop n° 1 est un puits stratigraphique.

Plusieurs de ces forages ont relevé des indices d'hydrocarbures. NACP n°1 et Arco Anticosti sont parmi les puits ayant relevé les meilleurs.

L'acquisition de sismique moderne sur l'île a débuté en 1996-1997, lorsque Corridor Resources a fait l'acquisition de 88 km de profils essentiellement sur des routes.

En 1998, Shell-Encal a foré deux puits (Jupiter n° 1 et Roliff n° 1) et acquis 432 km de profils sismiques. En 1999, trois autres puits ont été forés (Chaloupe n° 1, Saumon n° 1 et Dauphine n° 1). Ces puits avaient pour objectif réservoir les dolomies hydrothermales de la Formation de Romaine.

Description

Le champ de pétrole Albion-Scipio est situé dans la partie sud du bassin de Michigan. C'est un exemple classique de réservoir contrôlé par les fractures. Les réseaux de fractures associés à la réactivation de failles anciennes au cours du Dévonien inférieur ont permis aux fluides hydrothermaux de migrer vers le haut et de dolomitiser sur leur passage les calcaires normalement imperméables de Chazy et de Beekmantown. Ce champ est classé dans les annales comme un champ géant (plus de 100 millions de barils de pétrole récupérable).

La découverte de pétrole à l'ouest de Terre-Neuve, sur la péninsule de Port-au-Port, démontre sans équivoque que le système pétrolier a fonctionné, du moins en ce qui concerne la bordure est de la plateforme d'Anticosti. Les réservoirs traversés dans le forage de Port-au-Port affichent d'excellentes porosités et de bonnes perméabilités : ce forage a traversé 64 m de zones réservoirs affichant une porosité moyenne de 12,2 %. Au cours du forage la sonde a traversé plusieurs zones cavernueuses. Des pertes de circulation importantes ont eu lieu. Dans ce forage, seulement une petite partie des zones poreuses est saturée en hydrocarbures. Les tests ont donné des taux de production maximum variant de 1 750 à 2 400 barils de pétrole par jour. D'autres forages effectués dans la même région ont traversé d'excellents réservoirs dans les dolomies hydrothermales ordoviciennes. Le mécanisme dominant qui contrôle la qualité des réservoirs est lié à des

processus de dolomitisation hydrothermale (figure 1-17). Les réservoirs ordoviciens de Terre-Neuve possèdent les caractéristiques propres aux champs de pétrole géants.

La dernière campagne de forage de Shell-Encal sur l'île d'Anticosti avait pour objectif principal les réservoirs hydrothermaux de la Formation de Romaine.

La roche mère est connue. La période de maturation de la matière organique et les temps d'expulsion et de migration des hydrocarbures semblent contemporains à la formation des pièges ou légèrement postérieurs.

Parmi les éléments favorables à ce type de pièges, il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Les réservoirs de type hydrothermal peuvent contenir de grandes réserves d'hydrocarbures. Il y a donc un potentiel de découverte de champs géants de pétrole ou de gaz, voire de l'un et l'autre.
- Vu l'immensité du territoire à explorer, une découverte dans ce type de piège revaloriserait non seulement le domaine minier de l'île d'Anticosti, mais celui de la partie peu profonde de l'estuaire du Saint-Laurent.
- La roche mère est connue. Le type de matière organique indique un potentiel pour le pétrole et pour le gaz. La mise en place des hydrocarbures est contemporaine de la formation des pièges ou légèrement postérieure.

Parmi les éléments défavorables à ce type de prospects, il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La fermeture en amont-pendage des pièges est reliée à l'absence de fractures ouvertes dans les calcaires compacts du Chazy et du Mingan. Les réservoirs sont par leur nature associés à la présence de fractures, lesquelles se développent le long des failles. Il se peut qu'en bordure des failles importantes, les systèmes de fractures soient continus tout le long de la zone.
- Plusieurs forages seront requis avant de porter un jugement définitif sur le potentiel de ce type de piège.
- Les coûts de forage sur l'île d'Anticosti sont relativement plus élevés que sur le continent en raison des problèmes liés au transport des équipements de forage.
- Ce type de réservoir est réparti de façon aléatoire. Il se peut qu'au site de forage choisi, il soit absent et qu'on ne le manque que de quelques dizaines de mètres.

1.5.2 Partie marine : estuaire

Permis existants

Trenton Energy inc. est la seule entreprise possédant des permis valides émis par le gouvernement du Québec.

Les contacts ont été établis avec cette entreprise mais nous n'avons pas encore eu l'occasion de la rencontrer pour discuter de leurs projets.

Travaux antérieurs

Des profils de sismique marine ont été faits dans l'estuaire du Saint-Laurent au cours de l'année 1963. Sur l'un de ces profils, situé au sud de l'île d'Anticosti, on distingue clairement que la partie supérieure de la succession du bassin d'Anticosti est plissée (Granger et Roksandic, 1981). Les auteurs considèrent ces plis comme étant le résultat de l'orogénie acadienne.

Les travaux les plus récents concernent le levé d'Impérial – SOQUIP de 1982. Les données sont de mauvaise qualité et pratiquement inutilisables.

Au début des années 1980 SOQUIP a produit pour le compte de la Commission géologique du Canada un document *open file* qui résume les connaissances que nous avons sur le golfe et sur l'estuaire.

La Commission géologique du Canada a fait des profils sismiques haute résolution dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent. Deux de ces profils sont illustrés dans le document *open file* de la Commission. La qualité des données présentées est jugée de bonne à passable. Cette technique a permis d'investiguer environ un kilomètre de sédiments sous le fond du Chenal Laurentien. Un de ces profils est situé au sud du forage d'Arco Anticosti et confirme le style tectonique illustré dans la publication de Granger et Roksandic de 1981. Ce profil indique que la succession est plissée. L'auteur de la publication *open file* de la Commission géologique interprète cette succession comme appartenant au bassin permo-carbonifère. Toutefois, la présence de plis dans cette succession est suspecte, d'autant plus que l'auteur évalue à environ 8 km l'épaisseur de la succession permo-carbonifère de l'estuaire. Ces valeurs ne sont pas réalistes.

Programme d'exploration

Un programme de sismique réflexion est nécessaire pour couvrir certaines parties du domaine marin du bassin d'Anticosti. Ce programme pourra être effectué avec ou sans la participation de partenaires. Le programme proposé se déroulera en quatre phases (figure 1-19).

Figure 1-19
Programme de sismique de l'estuaire

	2002				2003				2004				2005				2006																																																		
	juil	a	s	o	n	d	janv	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	janv	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	janv	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	janv	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	janv	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	
Phase 1																																																																			
Tests sismiques	■																												environ 250 km de sismique																																						
Traitement des données	■ 500 000 \$																																																																		
Interprétation des données	■ 100 000 \$																																																																		
Planification de la phase 2	■ 100 000 \$																																																																		
Phase 2																																																																			
Sismique de reconnaissance	■																												environ 5 000 km de sismique																																						
Traitement des données	■ 10 M\$																																																																		
Interprétation des données	■ 300 000 \$																																																																		
Planification de la phase 3	■ 100 000 \$																																																																		
Phase 3																																																																			
Sismique de définition	■																												environ 5 000 km de sismique																																						
Traitement des données	■ 10 M\$																																																																		
Interprétation des données	■ 300 000 \$																																																																		
Planification de la phase 3, définition des prospects	■ 100 000 \$																																																																		
Phase 4																																																																			
Sismique de reconnaissance	■																												environ 1 000 km de sismique																																						
Traitement des données	■ 2 M\$																																																																		
Interprétation des données	■ 300 000 \$																																																																		
Définition des prospects	■ 100 000 \$																																																																		
Forages																																																																			
Premier forage	■ ?																																																																		
Deuxième forage	■ 25 M\$																																																																		
Troisième forage	■ 25 M\$																																																																		
Sismique acquisition & traitement																																																																			
Coûts	0,5 M				10 M				10 M				2 M				1																																																		
Coûts cumulatifs	0,5 M				10,5 M				20,5 M				22,5 M																																																						
Interprétation																																																																			
Coûts	0,1 M				0,1 M				0,3 M				0,1 M				0,3 M				0,1 M																																														
Coûts cumulatifs	0,1 M				0,2 M				0,5 M				0,6 M				0,9 M				1,0 M				1,4 M				1,5 M																																						
Forages																																																																			
Coûts																													25 M	25 M	25 M																																				
Coûts cumulatifs																													25 M	50 M	75 M																																				
Coûts de la sismique	22,5 M\$																																																																		
Coûts de l'interprétation	1,5 M\$																																																																		
Coûts des forages	75 M\$																																																																		

La première phase consistera à faire quelques profils tests à travers l'estuaire dans le but de vérifier l'amélioration de la qualité des données par rapport à celle des levés anciens. Environ 250 km de profils pourront être acquis en 2002. Les nouveaux profils seront localisés à l'aide des vieux profils sismiques. Cela permettra de vérifier que les derniers sont de meilleure qualité. Les coûts d'acquisition et de traitement de cette première phase sont estimés à 0,5 M\$. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2002-2003.

La deuxième phase consistera à faire de la sismique de reconnaissance. Elle couvrira le secteur québécois du Chenal Laurentien et, plus à l'ouest, le fleuve Saint-Laurent jusqu'à l'île aux Coudres (figure 1-16). Des lignes espacées de 20 km couvriront cette zone adéquatement. Les paramètres d'acquisition devront être optimisés afin de s'assurer de la qualité des données. Certaines lignes de ce programme pourront être prolongées vers le nord dans le but de vérifier la qualité des données dans les parties moins profondes de l'estuaire. On peut également envisager de prendre des mesures de gravité en même temps que l'acquisition sismique, dans le but d'aider l'interprétation des données. Environ 5 000 km de lignes et de lignes de rattachement seront acquis au cours de cette deuxième phase. Les coûts d'acquisition et de traitement sont estimés à 10 M\$. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2003-2004. Si les programmes de sismique de reconnaissance de la phase 2 donnent les résultats escomptés, le programme sismique de la phase 3 pourra être mis de l'avant.

Parallèlement à cette sismique marine conventionnelle (basse fréquence), on procédera à l'acquisition de sismique haute fréquence *sparker* qui répétera les lignes de la sismique basse fréquence. Sous le Chenal Laurentien ce type de sismique permet d'imager une tranche de sédiments d'environ 1 km à partir du fond de la mer. Cette sismique pourra être faite en même temps que la sismique conventionnelle. Environ 4 400 km de sismique haute fréquence pourront être acquis au cours de la saison 2003. L'interprétation des données aura lieu au cours de l'hiver 2003-2004.

La troisième phase consistera à augmenter la densité des lignes là où la qualité des données est adéquate et où il est possible de définir des cibles à forer. Des lignes espacées de 10 km, 5 km et même moins si les données le justifient pourront alors être acquises. Nous estimons que 5 000 km de sismique conventionnelle seront nécessaires pour couvrir le territoire adéquatement. Les coûts d'acquisition et de traitement de cette sismique de définition sont estimés à 10 M\$. L'acquisition et le traitement des données se feront au cours de la saison 2004.

Parallèlement à cette sismique marine conventionnelle (basse fréquence), l'acquisition de sismique haute fréquence *sparker* répétera les lignes de la sismique basse fréquence dans les secteurs jugés d'intérêt. Environ 4 000 km de sismique haute fréquence pourront être acquis au cours de la saison 2004. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2004-2005.

La quatrième phase consistera en sismique de définition. Il s'agit de sismique de détail sur des cibles potentielles. Nous estimons que

1 000 km de sismique 2-D ou 3-D seront nécessaires. L'interprétation des données se fera au cours de l'hiver 2004-2005. Les coûts d'acquisition et de traitement de cette sismique sont estimés à 2 M\$.

Les coûts associés à ce programme d'exploration échelonné sur quatre ans sont estimés à 22,5 M\$. À ces coûts, il faut ajouter les coûts de l'interprétation des données qui sont estimés à environ 1,5 M\$ et les coûts de la sismique haute fréquence, qui sont beaucoup moins élevés que ceux de la sismique haute fréquence.

Justification géologique

Deux types d'objectifs sont recherchés dans le bassin d'Anticosti. Le premier est associé aux dolomies hydrothermales au niveau de la plateforme de carbonates ordoviciens. Le second se situe dans la succession siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti.

• *Dolomies hydrothermales ordoviciennes*

Il s'agit des mêmes objectifs pétroliers que ceux anticipés sur l'île d'Anticosti. Il est donc préférable de concentrer l'effort d'exploration sur l'île afin de confirmer le potentiel de ce concept d'exploration. Une découverte de pétrole sur cette île valoriserait le territoire marin. Le potentiel est grand, si on tient compte de l'étendue de la zone prospective. Les données de la sismique actuelle ne permettent pas de définir ce type d'objectif en mer. Il est possible que les nouvelles lignes du programme de reconnaissance sismique changent les choses.

La roche mère est connue. La période de maturation de la matière organique et les temps d'expulsion et de migration des hydrocarbures sont contemporains de la formation des pièges ou postérieurs à elle.

Parmi les éléments favorables à ce type de pièges il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Les réservoirs de type hydrothermal ont le potentiel de contenir de grandes réserves d'hydrocarbures. Il existe donc la possibilité de découvrir des champs géants de pétrole ou de gaz, voire des deux.
- Le potentiel est grand vu l'immensité du territoire à explorer. Une découverte dans ce type de piège valoriserait non seulement le domaine minier de l'île d'Anticosti, mais également celui de la partie peu profonde de l'estuaire du Saint-Laurent. Des plates-formes de forage auto-élevatrices (*jack up*) peuvent être utilisées dans ce milieu. Les coûts des forages sont beaucoup moins élevés qu'en mer profonde.
- La roche mère est connue. Le type de matière organique indique un potentiel pour le pétrole et pour le gaz.

Parmi les éléments défavorables à ce type de pièges il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La fermeture en amont-pendage des pièges est liée à l'absence de fractures ouvertes dans les calcaires compacts de Chazy et de

Mingan. Les réservoirs sont par leur nature associés à la présence de fractures, qui se développent le long des failles. Il se peut que tout le long des failles importantes, les systèmes de fractures soient continus, permettant ainsi la fuite des hydrocarbures en amont-pendage. Si cette hypothèse se confirme, il n'y a pas de fermeture pour ce type de piège.

- Plusieurs forages seront requis avant de porter un jugement définitif sur le potentiel de ce type de piège.
- Les coûts des forages en mer sont beaucoup plus élevés que ceux sur terre.
- Ce type de réservoir a une distribution aléatoire. Il se peut qu'à l'emplacement choisi il soit absent.

Le programme de sismique marine prévoit des lignes tests qui évalueront le potentiel de ce type d'objectif du domaine marin peu profond.

- *Objectifs siluro-dévonien*

On peut donc s'interroger sur l'effet qu'a eu l'orogénèse acadienne sur la couverture siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti. Les déformations acadiennes ont sans doute affecté la partie sud de la couverture sédimentaire. C'est une hypothèse que les données de la sismique ancienne et les données *sparker* étayent. Ce bassin pourrait contenir des structures importantes qui, prises dans le contexte géologique que nous connaissons, pourraient être très favorables en ce qui concerne le potentiel pétrolier du sud de l'estuaire.

Le potentiel réservoir de la succession siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti est peu connu. La Formation de Chicotte qui affleure au sud de l'île constitue la formation affleurante la plus jeune. Cette formation affiche selon ceux qui l'ont décrite un excellent potentiel réservoir. Équivalent latéral de la Formation de Sayabec en Gaspésie, elle constitue donc un des objectifs pétroliers du bassin d'Anticosti.

Dans ce contexte, les grès de la Formation de Val-Brillant de Gaspésie, qui se poursuivent peut-être vers Anticosti sous le Sayabec-Chicotte, constituent également un objectif intéressant. Le contexte géologique particulier de la succession siluro-dévonienne du bassin d'Anticosti est sûrement plus favorable à la préservation de la porosité au cours des temps géologiques. On sait que cette succession n'a jamais été enfouie à de grandes profondeurs. L'induration des roches est sans doute moindre que celle observée en Gaspésie.

D'autres objectifs réservoirs, probablement présents dans la succession, sont pratiquement impossibles à définir vu le manque d'information.

Parmi les éléments favorables à ce type d'objectifs il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- Si le style tectonique suggéré par la sismique ancienne se confirme, il est possible de trouver de grosses structures dans la partie sud du bassin d'Anticosti. Il y a donc un potentiel de découverte de champs géants.

- Le potentiel est grand vu l'immensité du territoire à explorer. Une découverte dans ce type de piège valoriserait le domaine minier de la moitié sud du Chenal Laurentien.

Parmi les éléments défavorables à ce type d'objectifs il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La mauvaise qualité de la sismique ancienne ne permet pas d'évaluer cette zone.
- On ne connaît pas le potentiel roche réservoir et roche couverture de la succession siluro-dévonienne.
- Plusieurs forages seront requis avant de porter un jugement définitif sur le potentiel de ce territoire.
- Les coûts des forages en mer profonde sont très élevés.

Le programme de sismique marine proposé par Hydro-Québec permettra d'infirmer ou de confirmer le potentiel de cette région. Sans cette sismique, il est impossible de faire progresser l'effort d'exploration dans ce territoire immense.

1.6 Fleuve : bassin quaternaire

Description

Le bassin du fleuve Saint-Laurent repose sur une partie des couches du bassin d'Anticosti (figure 1-4). Des travaux récents de sismique haute résolution ont été effectués dans le fleuve Saint-Laurent de l'île aux Coudres jusqu'à l'est de Forestville par le Centre géoscientifique du Québec (INRS). Ils ont permis de détecter la présence de sédiments meubles dans cette partie profonde de l'estuaire. Ces dépôts peuvent atteindre jusqu'à un kilomètre d'épaisseur sous le lit du fleuve.

Il s'agit d'un bassin complètement immature en ce qui concerne l'exploration pétrolière. En fait aucun travail d'exploration n'a été fait. Les connaissances que nous avons sur ce domaine sont essentiellement reliées à l'acquisition récente de sismique marine de haute résolution.

Selon l'interprétation de l'INRS, la cartographie du toit du socle rocheux démontre clairement que le Chenal Laurentien est en partie rempli par des dépôts meubles constitués de sédiments d'âge quaternaire. Ces dépôts se sont accumulés au cours du dernier million d'années à la faveur d'intervalles glaciaires et de périodes interglaciaires. À certains endroits ils dépassent 1 000 m de profondeur.

Les données de cette sismique suggèrent la présence d'hydrates dans les sédiments meubles. Selon l'INRS, le gaz qui a produit ces hydrates pourrait provenir de la succession paléozoïque de la plate-forme d'Anticosti. Il se peut également qu'il soit de source biogénique (en partie ou en totalité).

La présence d'hydrates a été confirmée par des carottages peu profonds sur le lit du fleuve. Lors de la récupération des échantillons contenus dans le tube carotier, une section de carotte a littéralement explosé. Le dégazage rapide des hydrates, dû au changement intervenu dans les conditions de pression et de température, explique l'éclatement de la carotte.

Permis existant

Aucune entreprise d'exploration n'a demandé de permis dans ce territoire, car à ce jour, aucun des éléments qui motivent l'intérêt des entreprises d'exploration n'a été identifié. Ce territoire marin est entièrement au Québec et ne peut être contesté par le fédéral selon nos informations, de sorte que les seuls permis nécessaires sont ceux qui seraient émis par le gouvernement du Québec.

Travaux antérieurs

Le Centre géoscientifique de Québec a effectué des travaux de sismique monotrace de haute résolution sur le fleuve de l'île aux Coudres jusqu'à la hauteur de Forestville. L'acquisition des données a été faite durant les saisons 1997 et 1998. La qualité des données est jugée bonne.

Plan d'exploration

Le programme sismique proposé dans la section concernant l'estuaire du Saint-Laurent couvre ce territoire.

Justification géologique

Dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent, entre l'île aux Coudres et Forestville, des travaux de sismique monotrace haute résolution ainsi que des forages à faible pénétration ont permis de détecter la présence de sédiments meubles. Selon l'INRS, ces dépôts peuvent atteindre jusqu'à un kilomètre d'épaisseur. Des dépôts meubles d'épaisseurs comparables sont également connus plus à l'est, dans le prolongement du Chenal Laurentien de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Selon l'INRS, il serait logique de considérer les dépôts du détroit de Gaspé comme des dépôts meubles.

Un des profils sismiques haute résolution publiés par la Commission géologique du Canada, situé au sud du forage d'Arco Anticosti, confirme le style tectonique illustré dans la publication de Granger et Roksandic de 1981. Ce profil indique que la succession est plissée. L'auteur de la publication interprète cette succession comme appartenant au bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes.

Trois hypothèses s'affrontent concernant la nature de cette tranche de sédiments. L'INRS estime qu'il pourrait s'agir de dépôts meubles, Granger et Roksandic considèrent qu'il s'agit de couches siluro-dévonienues et la Commission géologique du Canada avance que ce sont des dépôts d'âge carbonifère. Le programme de sismique proposé permettrait de confirmer laquelle de ces hypothèses est la bonne.

L'analyse séquentielle de la succession sédimentaire suggère la présence de plusieurs cycles représentant des intervalles glaciaires et des périodes interglaciaires. Ces dépôts contiennent probablement des couches qui ont un excellent potentiel roche réservoir et d'autres un excellent potentiel roche couverture. Les hydrates constituent également, par leur mode de formation, une couverture potentielle pour le gaz sous-jacent.

Deux types de pièges sont considérés dans ce contexte sédimentaire :

1. Les hydrates se forment à l'intérieur de couches poreuses. Dans certaines conditions de température et de pression, le gaz qui traverse le réservoir se transforme en hydrates. Ces derniers constituent en fait une couverture qui empêche le gaz de migrer vers le haut. De ce fait, la présence d'hydrates procure une couverture intra-réservoir sous laquelle peut s'accumuler du gaz dans sa forme conventionnelle.
2. Les dépôts glaciaires et interglaciaires peuvent être de natures différentes. Pour les épisodes interglaciaires, il peut s'agir de dépôts marins fins et grossiers. Pour ce qui concerne les dépôts typiquement glaciaires il peut s'agir de dépôts de moraines ou d'eskers. Tous ces dépôts ont d'excellents potentiels roche réservoir, surtout si l'on considère qu'ils ne sont pas indurés.

Les pièges recherchés sont essentiellement stratigraphiques. À titre d'exemple, le champ de gaz de Pointe-du-Lac, situé au nord du lac Saint-Pierre, a produit du gaz d'un sable non consolidé se trouvant à la base de la succession quaternaire. Intragaz utilise maintenant cet ancien champ pour le stockage du gaz provenant de l'Ouest canadien. Le réservoir de Pointe-du-Lac est constitué par une épaisseur de sable d'environ 5 m qui affiche une porosité de l'ordre de 30 % et des perméabilités se chiffrant en darcys. Malgré la faible profondeur du gisement (environ 80 m) et sa petite surface (5 à 8 km²), ce champ a produit 2,4 Bcf de gaz.

Si on utilise les caractéristiques du réservoir de Pointe-du-Lac comme référence et que l'on trouve un champ identique mais enfoui plus profondément sous terre, les réserves augmentent énormément du fait de l'accroissement de la pression du réservoir. Deux scénarios de pression sont présentés :

- Références (données réelles) : le champ de Pointe-du-Lac se situe à une profondeur de 80 m et a une pression de réservoir à l'origine de 114 psi¹, la surface fermée est de 7 km². Les réserves de gaz récupérables à l'origine étaient de 2,4 Bcf ou 0,35 Bcf par km².
- Scénario n° 1, un champ se trouvant sous le lit du fleuve à une profondeur de 500 m et avec une pression hydrostatique normale de 711 psi et possédant les mêmes caractéristiques réservoir que Pointe du Lac. Les réserves de gaz calculées sont de 14 Bcf, 2 Bcf par km².
- Scénario no 2, un champ situé sous le lit du Chenal Laurentien, à une profondeur de 1 000 m, avec une pression hydrostatique normale de 1422 psi et possédant les mêmes caractéristiques réservoir que Pointe du Lac. Les réserves de gaz calculées sont 28 Bcf, 4 Bcf par km².

¹ psi : pound per square inch = lb/po²

On peut facilement imaginer des scénarios avec des surfaces beaucoup plus grandes ou avec des réservoirs plus épais que celui de Pointe du Lac, ou en combinant les unes et les autres. La lecture de ces scénarios donne une indication sur le potentiel de cette région.

Parmi les éléments favorables au programme sismique il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- La présence de gaz dans les hydrates a été démontrée. La source du gaz provient soit de la plate-forme d'Anticosti (gaz catagénique), soit de gaz néoformé (gaz biologique) ou de ces deux sources.
- Il existe un potentiel de découverte de champs géants dans les réservoirs de la succession quaternaire.
- Le potentiel est grand vu les dimensions du territoire à explorer. Une découverte dans ce type d'environnement valoriserait le domaine minier du fleuve.
- La sismique est de bonne qualité et il est possible de faire une cartographie détaillée des objectifs à forer.
- À long terme il sera peut-être possible de produire du gaz dans un réservoir où les hydrates assurent la couverture.

Parmi les éléments défavorables à ce programme sismique il faut signaler, par ordre d'importance, les points suivants :

- On ne sait pas s'il y a suffisamment de gaz dans le système pour produire des quantités commerciales de gaz.
- On ne connaît pas le potentiel roche réservoir et roche couverture de la succession quaternaire.
- Les hydrates constituent un danger pour les forages en mer.
- Les pièges sont essentiellement stratigraphiques.
- Plusieurs forages seront requis avant de porter un jugement définitif sur le potentiel de ce territoire.
- Les coûts des forages en mer sont élevés.

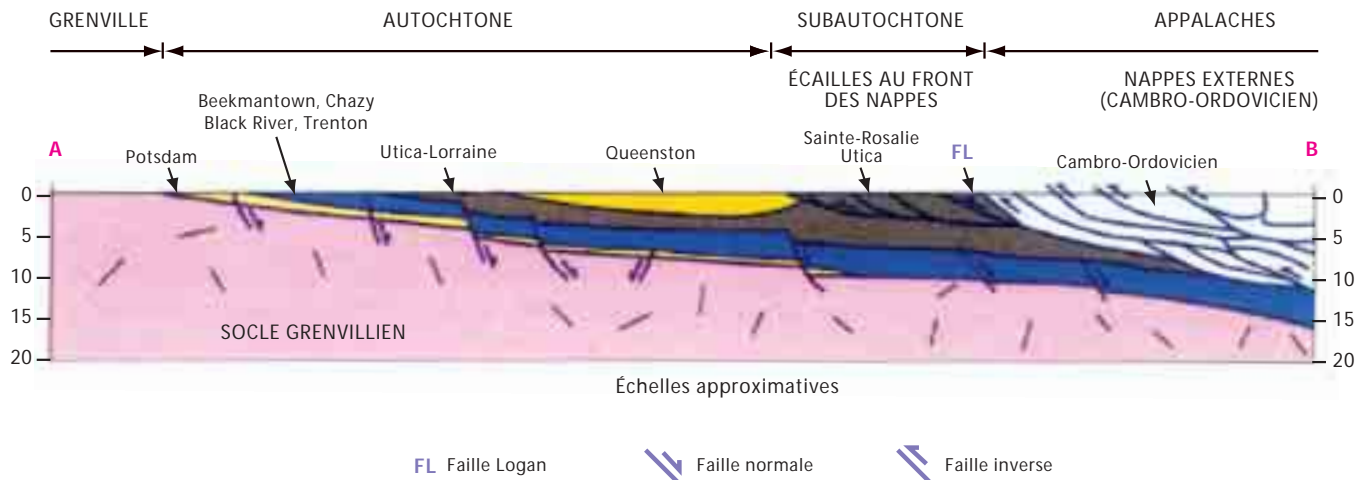
Hydro-Québec ne compte pas s'impliquer dans ce territoire tant que des entreprises d'exploration ne s'y seront pas intéressées. Elle compte cependant faire de la sismique haute fréquence dans le but de mettre en valeur le potentiel de ce territoire.

1.7 Basses-terres du Saint-Laurent

Description

Le bassin des basses-terres du Saint-Laurent fait partie de la plate-forme du Saint-Laurent (figures 1-5 et 1-20). Il s'agit essentiellement d'une zone de plate-forme cambro-ordovicienne qui s'enfonce progressivement vers le sud. L'épaississement de la succession se fait essentiellement à la faveur des failles normales. La partie sud de cette zone est recouverte par une succession de roche para-autochtone appartenant à la zone externe du domaine appalachien. Les terrains prospectifs se situent au niveau de la plate-forme autochtone et dans les écailles de plate-forme chevauchées de la zone externe. L'ancien champ de gaz de Saint-Flavien est situé dans la zone externe.

Figure 1-20
Coupe simplifiée et stratigraphie
des basses-terres du Saint-Laurent



On considère que le bassin des basses-terres du Saint-Laurent a atteint une certaine maturité vu la faible étendue du territoire, le nombre important de puits forés ainsi que la quantité de sismique et de données géoscientifiques. Cela ne veut pas dire qu'il n'y a plus de découvertes à y faire. Des progrès technologiques et des nouveaux concepts d'exploration peuvent renverser complètement la situation et apporter un nouveau regard sur le potentiel du territoire.

Travaux récents

La découverte de réservoirs dans les dolomies hydrothermales ordoviciennes à Terre-Neuve ouvre à cet égard de nouvelles perspectives concernant la présence de cet objectif dans le bassin des basses-terres. Ce type de réservoir est associé à des zones faillées. Traditionnellement, dans les basses-terres, les forages ont été implantés de façon à éviter systématiquement ce type de zones. Les pièges visés étaient de type classique. C'est vers ce type d'objectif que les compagnies pétrolières orientent maintenant leurs activités d'exploration dans les basses-terres du Saint-Laurent.

L'effort d'exploration de SOQUIP durant les années 1970 à 1980 a mis à jour plusieurs indices de gaz dans la zone de plate-forme de la région de Bécancour. Par exemple dans le puits de SOQUIP-Bécancour n° 1, lors du parachèvement d'une zone productrice de gaz, le béton qui a servi à ancrer le coffrage a envahi la zone poreuse, empêchant ainsi le gaz de s'écouler après avoir perforé la zone. Ce forage a été abandonné. Dans le même secteur certains forages avaient également mis à jour des réservoirs qui affichaient de bonnes caractéristiques de production, mais étaient remplis de saumure.

Au cours des dernières années, Junex a rouvert le puits de Bécancour n° 1 et foré en parallèle la zone endommagée. Les tests de production de gaz et de condensat faits sur la zone endommagée sont encourageants. Dans le même région, Junex a rouvert quelques-uns des vieux puits et commercialisé la saumure contenue dans les zones réservoirs. Dans la région située à l'est de Trois-Rivières, cette entreprise s'apprête à faire des tests sur une zone qui a déjà produit du gaz dans l'ancien forage de Batiscan. À l'époque, cette zone avait une production initiale d'environ 7 millions de pieds cubes de gaz. Ces résultats démontrent qu'il existe un potentiel pour des découvertes rentables dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Plan d'exploration

Les basses-terres du Saint-Laurent ont été le théâtre d'une bonne quantité de travail d'exploration qui en fait la région du Québec la plus mature en termes d'exploration pétrolière et gazière. SOQUIP y a été particulièrement active de 1970 à 1980 et le travail a été bien fait. Il en résulte aujourd'hui que plusieurs entreprises y poursuivent actuellement l'effort d'exploration à la faveur de nouveaux concepts géologiques.

Si on tient compte de l'étendue du territoire et des coûts de l'exploration en mer, Hydro-Québec considère que son budget d'investissements de 330 M\$ doit être attribué prioritairement au golfe, à l'estuaire et à la Gaspésie. Par conséquent, pour concentrer ses efforts dans les territoires où elle veut créer de l'intérêt, Hydro-Québec juge, pour le moment, qu'il n'est pas approprié qu'elle s'implique dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Bien entendu, si des entreprises d'exploration actives dans les basses-terres du Saint-Laurent lui présentaient des projets intéressants, Hydro-Québec n'exclut pas la possibilité d'y participer. Ces projets seront jugés au mérite.

2 Permis de recherche et réglementation

2.1 Territoires terrestres

Les permis de recherche d'hydrocarbures pour les territoires terrestres relèvent entièrement de la juridiction du gouvernement du Québec. Les permis sont généralement accordés par le ministère des Ressources naturelles (MRNQ) aux entreprises d'exploration qui en font la demande, sur une base de premier arrivé, premier servi. Ces entreprises s'engagent à payer des rentes annuelles et à réaliser certains travaux, selon un échéancier convenu avec le ministère des Ressources naturelles.

2.1.1 Gaspésie

En Gaspésie, selon le *Rapport annuel sur les activités d'exploration pétrolière et gazière au Québec* préparé par le MRNQ au 30 juin 2002, les permis de recherche présentement en vigueur ont été accordés à six entreprises. Ces permis couvrent une superficie de 1 830 975 hectares, soit plus de 62 % de l'ensemble du bassin sédimentaire.

Tableau 2-1
Permis de recherche – Gaspésie

Entreprise	Superficie sous permis (hectares)	% de la superficie totale sous permis
Junex inc.	943 574	51,5
Prospection 2000 inc.	426 280	23,3
Pétrolia inc.	241 410	13,2
Ressource et Énergie Squatex inc.	142 948	7,8
Ditem Explorations inc.	73 574	4,0
Fonds d'exploration minière du Bas-Saint-Laurent	3 189	0,2
Total	1 830 975	100

La compagnie Junex inc. se distingue par l'envergure du territoire sous bail, mais aussi par le niveau de ses activités. Bien que l'entreprise ait été créée il y a seulement quelques années, ses dirigeants ont entrepris de poursuivre les travaux d'exploration réalisés par SOQUIP dans cette région au cours des années 1970 et 1980.

Hydro-Québec est à discuter avec Junex de la mise en place d'un plan d'exploration sur les terrains qu'elle y détient présentement. La prise de participation d'Hydro-Québec s'effectuerait par affermage conventionnel. Hydro-Québec a aussi offert à d'autres entreprises présentes en Gaspésie de participer éventuellement à leurs travaux d'exploration.

Compte tenu des efforts déjà déployés par plusieurs entreprises en Gaspésie, il est probable qu'Hydro-Québec ne revendiquera pas auprès