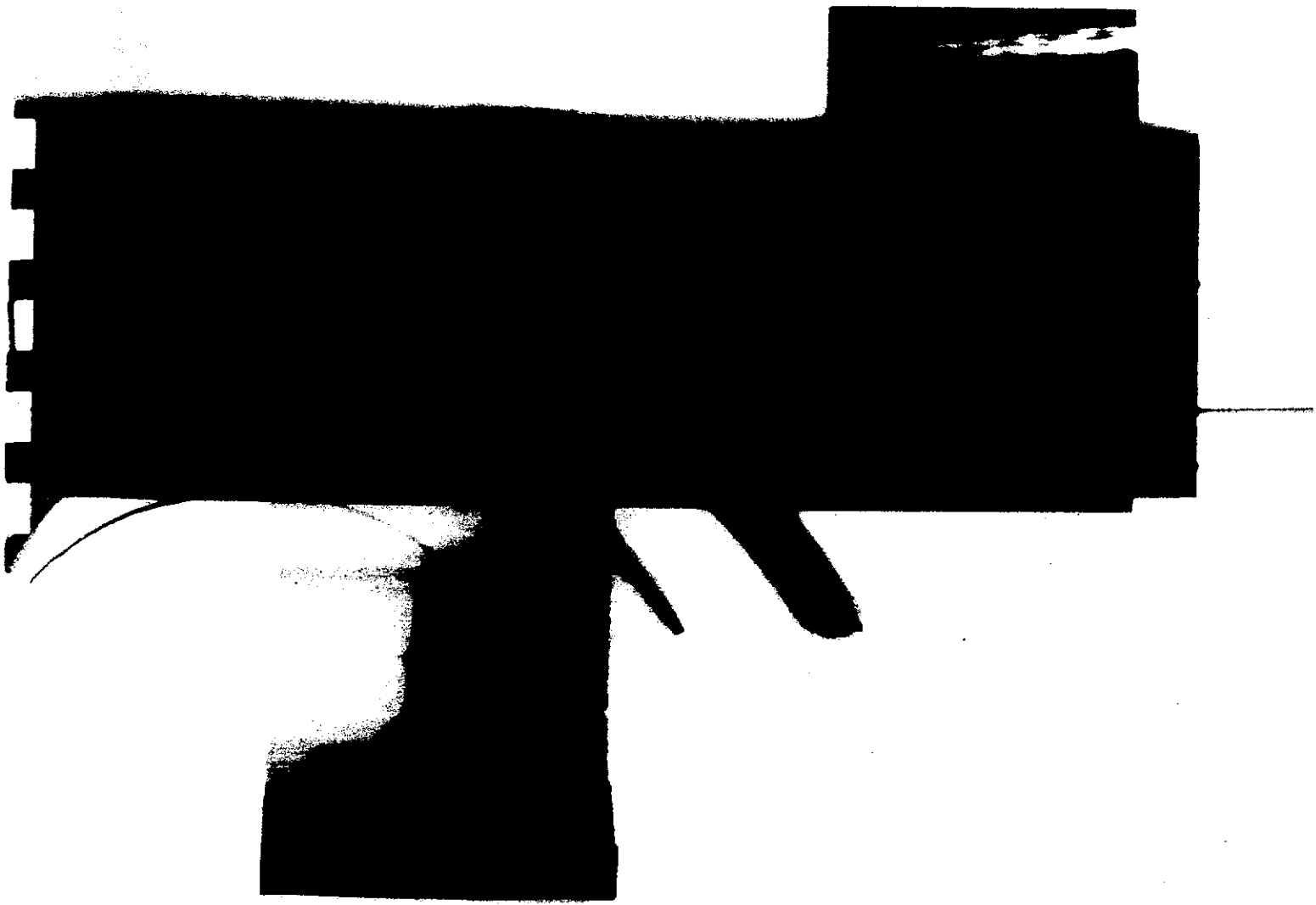




**Plan d'exploration  
pétrole et gaz naturel au Québec  
2002-2010**

23 août 2002



# Table des matières

<b>Introduction</b>	1
<b>1 Plan d'exploration</b>	3
1.1 Bref aperçu historique de l'exploration des hydrocarbures au Québec	3
1.2 Contenu et objectif d'un plan d'exploration	7
1.3 Région de la Gaspésie	13
1.4 Golfe : bassin permo-carbonifère du sud-est du Québec et des Maritimes	32
1.5 Estuaire : bassin d'Anticosti	43
1.6 Fleuve : bassin quaternaire	55
1.7 Basses-terres du Saint-Laurent	59
<b>2 Permis de recherche et réglementation</b>	61
2.1 Territoires terrestres	61
2.2 Territoires marins	63
2.3 État de la situation	66
2.4 Structure géologique Old Harry	67
2.5 Démarche proposée	68
<b>3 Analyses économiques et financières</b>	69
3.1 Offre et demande pour le gaz naturel	69
3.2 Offre et demande pour le pétrole	72
3.3 Quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable	75
3.4 Gaspésie	81
3.5 Compétitivité des bassins québécois comparé aux solutions de rechange	82
3.6 Sommaire des investissements	85
<b>4 Le transport des hydrocarbures</b>	89
<b>5 Retombées économiques au Québec</b>	95
5.1 Approche	95
5.2 Retombées	97
5.3 Politique de maximisation des retombées industrielles	106

<b>6</b>	<b>Organisation matérielle et ressources humaines</b> .....	109
6.1	Emplacement de l'équipe Exploration – Pétrole et gaz .....	109
6.2	Structure administrative .....	109
6.3	Effectif.....	110
<b>7</b>	<b>Conclusion</b> .....	111
7.1	Sommaire des objectifs d'exploration.....	111
7.2	Principes d'intervention.....	113
7.3	Permis d'exploration dans le domaine marin québécois.....	116
7.4	Investissements proposés et échéanciers.....	117
<b>8</b>	<b>Références</b> .....	119

### **Tableaux**

2-1	Permis de recherche – Gaspésie .....	.61
2-2	Permis de recherche – Anticosti .....	.62
2-3	Permis de recherche – Golfe et estuaire .....	.65
3-1	Investissements en exploration et développement .....	.79
3-2	Quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable des réserves découvertes .....	.81
3-3	Plan d'exploration – Gaspésie .....	.86
3-4	Plan d'exploration – Golfe et estuaire .....	.86
3-5	Développement des réserves – Golfe et estuaire .....	.87
4-1	Investissements requis pour le transport .....	.93
5-1	Répartition des coûts et estimé de la valeur des contrats potentiels – Phase de développement .....	.100
7-1	Sommaire des investissements (Part d'Hydro-Québec) .....	.117
7-2	Sommaire des investissements potentiels découlant du plan d'exploration .....	.117
7-3	Retombées économiques au Québec .....	.118

### **Figures**

1-1	Chronologie des palingénésies depuis 1950 .....	.4
1-2	Permis de recherche en vigueur au 30 juin 2002 .....	.6
1-3	Formation et évolution d'un bassin sédimentaire .....	.7
1-4	Carte géologique simplifiée des bassins sédimentaires du Québec .....	.8
1-5	Équipement de forage terrestre .....	.12

1-6	Emplacement et tracé du front structural des Appalaches .....	14
1-7	Carte géologique du segment Gaspésie-Témiscouata au Québec .....	15
1-8	Coupe géologique régionale illustrant différents styles structuraux de l'ouest de Terre-Neuve .....	17
1-9	Modèle conceptuel de l'évolution structurale de la zone de Humber .....	18
1-10	Configuration du bassin de Gaspésie au tournant du Silurien-Dévonien .....	21
1-11	Modèle d'évolution tectonosédimentaire du bassin de Gaspésie dans le rentrant de Québec au Silurien-Dévonien .....	23
1-12	Coupe géologique – Bassin de Madeleine .....	35
1-13	Emplacement des dômes de sel dans le bassin de Madeleine .....	36
1-14	Structure géologique de Fatima .....	36
1-15	Programme de sismique du golfe .....	38
1-16	Emplacement de Old Harry .....	41
1-17	Modèle de développement d'un réservoir à partir des données de forage et des études de terrain .....	44
1-18	Coupe géologique .....	46
1-19	Programme de sismique de l'estuaire .....	51
1-20	Coupe simplifiée et stratigraphie des basses-terres du Saint-Laurent .....	59
3-1	Croissance de la demande de gaz naturel – États-Unis .....	69
3-2	Croissance de la demande de gaz naturel – Nord-est des États-Unis .....	70
3-3	Sources des approvisionnements additionnels par rapport à l'an 2000 .....	70
3-4	Consommation de pétrole en 2001 – Canada .....	73
3-5	Croissance de la demande – Canada .....	73
3-6	Importations de pétrole aux États-Unis en 2000, par région .....	74
3-7	Prévision de l'offre de pétrole brut – Ouest canadien .....	74
3-8	Échéancier – Golfe et estuaire .....	77
3-9	Résultats – Analyse macroéconomique – Golfe et estuaire .....	80
3-10	Résultats – Analyse macroéconomique – Bassin québécois comparé aux solutions de rechange .....	84
4-1	Marché régional .....	90
4-2	Le transport de la production gazière du Québec .....	92
5-1	Exemples d'équipement de forage en mer .....	99
5-2	Plate-forme de production semi-submersible .....	100

**Plan d'exploration  
pétrole et gaz naturel au Québec  
2002-2010**

## Introduction

En janvier 2002, dans le cadre des séances publiques de travail prévues dans le processus d'approbation de son *Plan stratégique 2002-2006*, Hydro-Québec a proposé au gouvernement du Québec d'investir des sommes importantes dans une nouvelle activité : l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Cette proposition a été formalisée par la suite dans un Addenda approuvé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et libellé dans les termes suivants :

*Les études réalisées dans le domaine de l'exploration confirment l'intérêt potentiel des zones sédimentaires du golfe du Saint-Laurent, de l'estuaire du Saint-Laurent et de la Gaspésie. De plus, la demande de gaz naturel dans le nord-est du continent demeure en croissance.*

*Hydro-Québec est bien placée pour jouer un rôle de catalyseur pour l'industrie pétrolière et gazière au Québec, ce qui pourrait générer d'importantes retombées économiques pour le Québec. Misant sur sa crédibilité, Hydro-Québec est confiante de pouvoir intéresser des entreprises pétrolières de niveau mondial à la réalisation d'un programme d'exploration d'importance.*

*Hydro-Québec mise sur les stratégies suivantes : d'une part, elle compte participer à l'exploration en milieu terrestre. D'autre part, dans l'éventualité d'un appel d'offres pour l'exploration du milieu marin, soit l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent (exception faite du territoire qui ne fait pas déjà l'objet de permis de recherche), Hydro-Québec entend y répondre, en proposant un programme d'exploration élaboré en consultation avec des experts du domaine de l'exploration pétrolière et gazière. Il y sera notamment prévu la participation de partenaires privés, leaders mondiaux de cette industrie, possédant à la fois l'expertise et la capacité financière de contribuer aux importants investissements requis pour la réalisation d'un tel programme. Quelque 30 millions de dollars par année de la part d'Hydro-Québec pourraient engendrer des projets d'investissements de quelques milliards de dollars au cours des dix prochaines années.*

Suite à l'approbation du *Plan Stratégique 2002-2006* et de son Addenda, le 19 juin 2002, la ministre déléguée à l'Énergie a demandé à Hydro-Québec de soumettre « ... **au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2002, un plan structuré de développement gazier et pétrolier incluant un calendrier de réalisation, des objectifs et des stratégies afin de respecter la nouvelle mission que le gouvernement lui a confiée en matière gazière.** »

C'est dans ce contexte que le présent plan d'exploration a été préparé.

# 1 Plan d'exploration

## 1.1 Bref aperçu historique de l'exploration des hydrocarbures au Québec

Au Québec, le premier forage pétrolier a été réalisé par la Gaspé Bay Mining Company en 1860, en Gaspésie, sur une profondeur de 185 mètres, à partir de suintements de pétrole observables en surface. Il s'est révélé négatif. À cette époque, les forages étaient implantés sans réel support géoscientifique et plusieurs d'entre eux ne dépassaient pas 150 mètres de profondeur. L'activité d'exploration s'est quand même poursuivie au Québec, surtout dans la partie est de la Gaspésie, jusqu'au cours des années 1950 par la réalisation de plus de 100 forages.

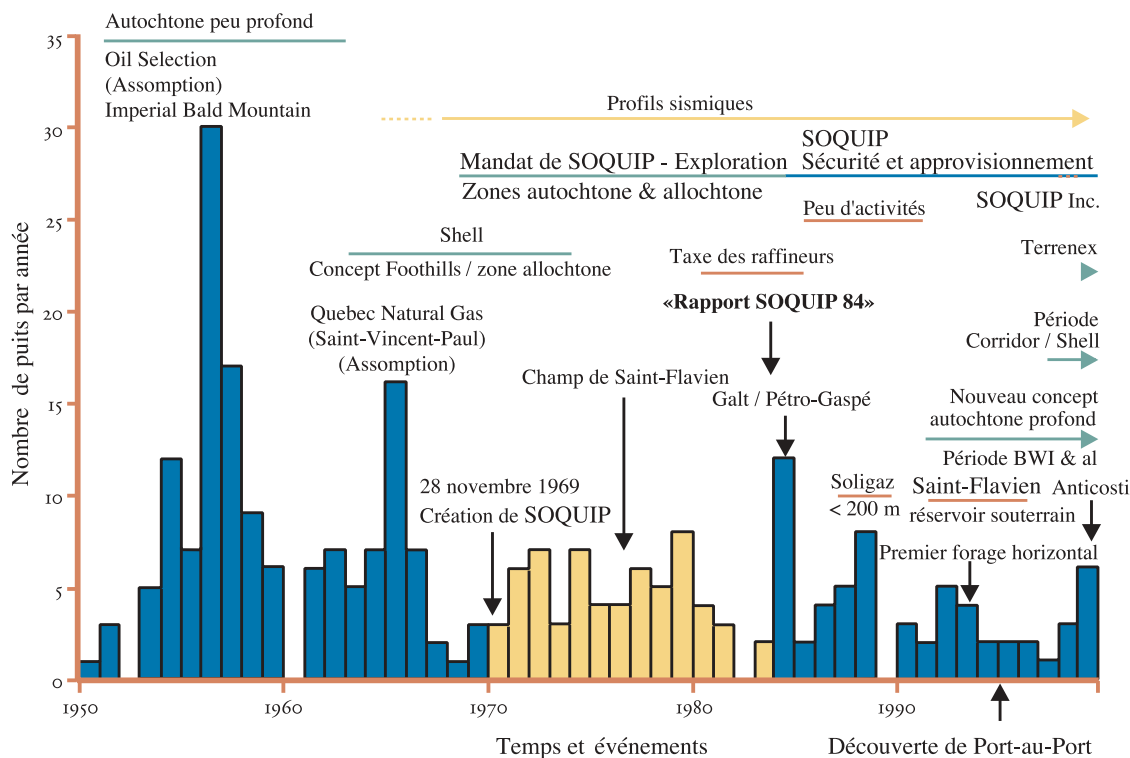
Pendant les années 1950 et 1960 se produiront deux événements majeurs : en 1955, une découverte de gaz naturel à Pointe-du-Lac (2,4 Bcf<sup>1</sup> extraits de 1966 à 1976) déplacera l'activité vers les basses-terres du Saint-Laurent, alors que dans les années 1960 on verra l'arrivée d'un nouvel outil pour faciliter la recherche, la sismique réflexion ou vision 2 dimensions de la sous-surface.

On doit aussi souligner qu'en 1963, Hydro-Québec a reçu les permis de recherche et le mandat d'explorer le domaine marin québécois (l'estuaire et une partie du golfe du Saint-Laurent tels que répartis par les cinq provinces de l'est du Canada, dans une entente intervenue entre elles en 1964). On doit aussi à Hydro-Québec et à SAREP (Texaco) le premier forage dans le golfe du Saint-Laurent en 1970 à l'île Brion, au nord des îles de la Madeleine.

La figure 1-1 présente une synthèse, de 1950 à nos jours, de l'exploration pétrolière et gazière au Québec.

<sup>1</sup> Bcf : billion cubic feet  
ou milliard de pieds cubes.

**Figure 1-1**  
Chronologie des palingénésies depuis 1950



<b>1950-1960</b>	Plate-forme peu profonde, haut de bloc (horst), 1 500 m et moins, géologie de surface.
<b>1960-1969</b>	Période de Shell, concept des « Foothills », écailles de chevauchement. Début de l'outil de la sismique, vision 2-D de la sous-surface.
<b>1969-1984</b>	Création de SOQUIP, société d'État, dont le mandat est d'évaluer le potentiel pétrolier. Concept des années 1950 et de Shell (une découverte / Saint-Flavien). Forages concentrés dans les basses-terres du Saint-Laurent et à l'est de la Gaspésie. Rapport de SOQUIP 1984 - Constat sur le potentiel des hydrocarbures au Québec.
<b>1984-1990</b>	Période de peu d'activités d'exploration, Pétro-Gaspé et Soligaz (forage minier et géotechnique).
<b>Début de la nouvelle ère</b>	
<b>1990-1996</b>	Période du consortium BWI et BHP. Nouveau concept géologique du bassin autochtone profond, > 4 000 m sous les chevauchements. Découverte de pétrole à Port-au-Port, Terre-Neuve (1995).
<b>Le BOUM</b>	
<b>Depuis 1996</b>	Analogie avec les bassins de l'est américain (ancienne ligne côtière). Période de Corridor / Shell / Pan Canadian (dolomie hydrothermale). Terrenex (1999) (Dolomie hydrothermale - « flower structure »). Plusieurs nouveaux concepts géologiques (DHT - FC - Découverte de Terre-Neuve).

Source : Claude Morin, MRNQ



En 1969, fut créée la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) dont le mandat était d'évaluer le potentiel d'hydrocarbures du sous-sol québécois. Les permis de recherche d'Hydro-Québec pour le domaine marin lui ont été transférés. SOQUIP a été active en exploration avec plusieurs partenaires (Shell, etc.) surtout dans les basses-terres et l'est de la Gaspésie jusqu'en 1984. On lui doit la découverte de gaz naturel à Saint-Flavien (5,7 Bcf extraits) et plusieurs découvertes qui ne pouvaient être exploitées sur une base commerciale à l'époque.

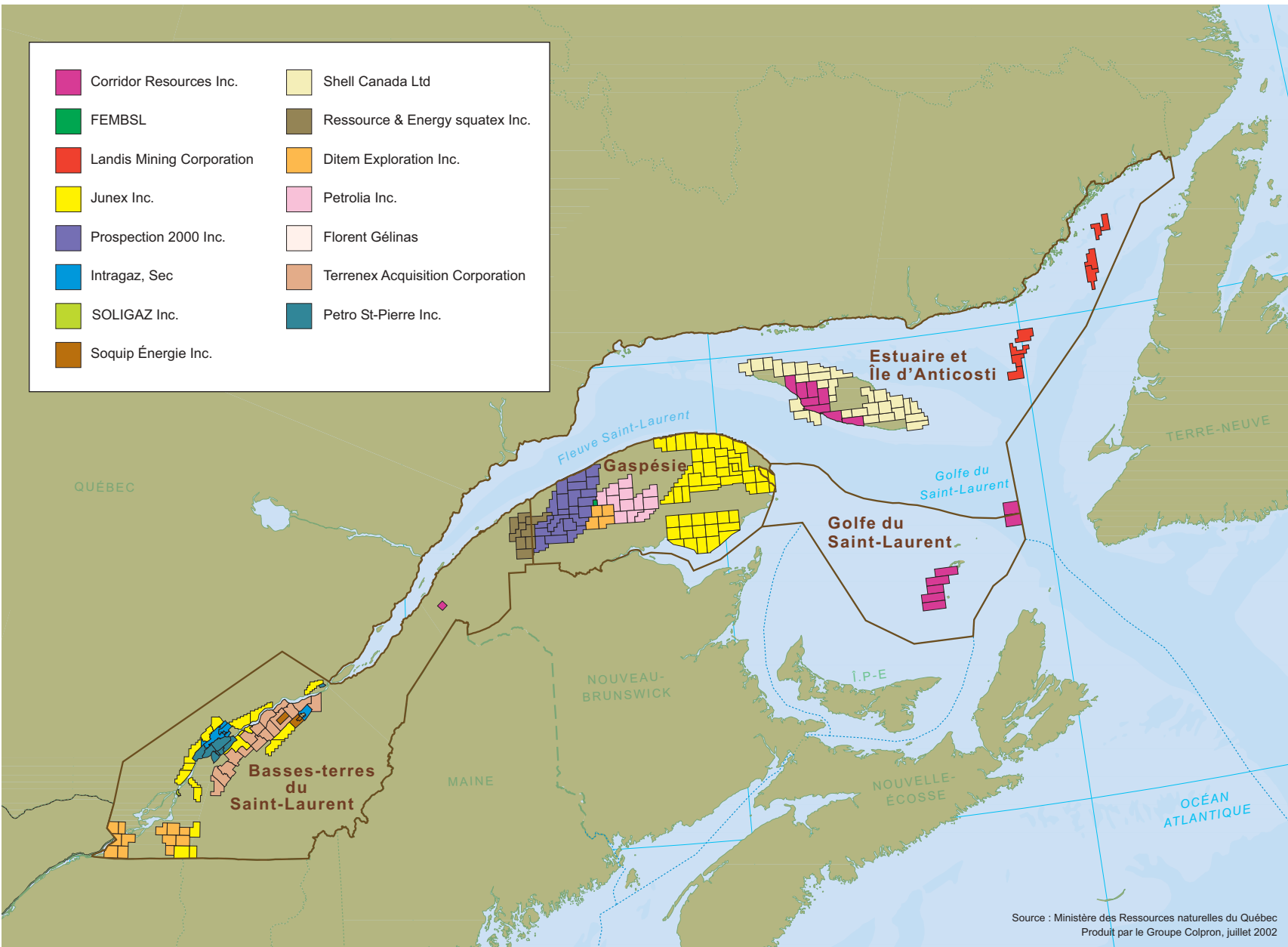
Plus récemment, l'entreprise d'exploration québécoise Junex inc. a mis en exploitation le gisement de gaz naturel découvert par SOQUIP au puits Galt n° 1 entre Gaspé et Murdochville.

Durant ses années d'activité d'exploration, SOQUIP a constitué une importante banque de données géoscientifiques qui devront être rendues disponibles pour contribuer aux nouveaux efforts d'Hydro-Québec et de ses partenaires.

**En somme, la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol québécois ne fait pas vraiment de doute en raison des découvertes faites par le passé et parce que la plupart des forages réalisés ont rencontré des indices d'hydrocarbures. Le travail qu'il reste à accomplir consiste à prouver par des découvertes significatives que des gisements commercialement exploitables sont présents dans le sous-sol québécois.**

Pour illustrer l'ampleur actuelle de l'exploration, la figure 1-2 présente une carte du Québec et les superficies couvertes par les permis de recherche en vigueur au 30 juin 2002.

Figure 1-2  
Permis de recherche en vigueur au 30 juin 2002



## 1.2 Contenu et objectif d'un plan d'exploration

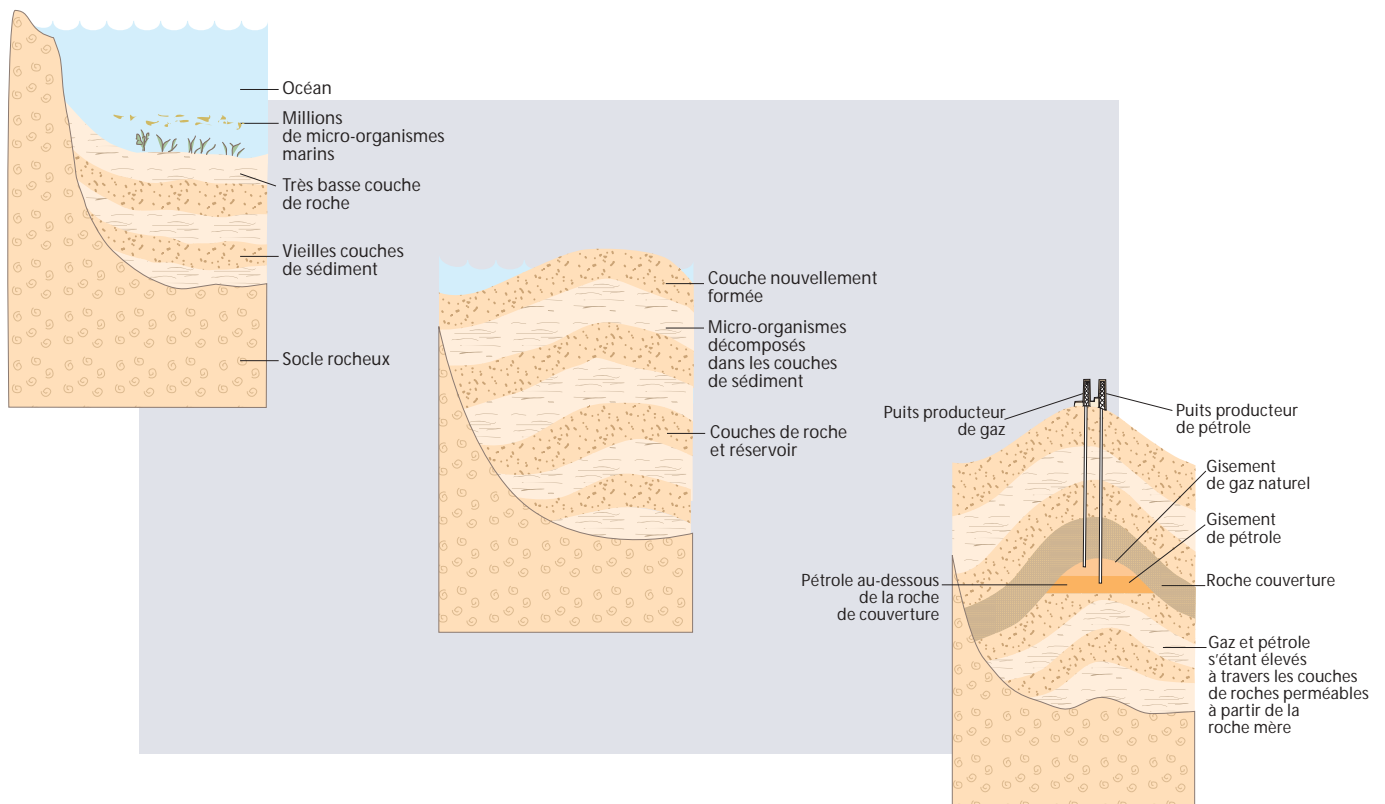
### 1.2.1 Que recherche-t-on ?

Le pétrole et le gaz naturel (hydrocarbures) proviennent de matières organiques (sédiments) transformées par l'action de hautes températures et de hautes pressions en absence d'air. Ainsi, la recherche de sites propices doit d'abord permettre d'identifier les endroits où il y a eu d'importantes accumulations de sédiments au cours des différentes périodes géologiques. C'est la raison pour laquelle l'exploration des hydrocarbures se fait toujours sur ce qu'on appelle des « bassins sédimentaires ». On emploie le terme de « roche mère » pour désigner les accumulations de matières organiques emprisonnées dans les différentes couches géologiques du sous-sol.

La présence d'une roche-réservoir est le deuxième élément nécessaire à l'existence d'un gisement d'hydrocarbures exploitables. Comme son nom l'indique, une telle roche sert à emmagasiner des fluides, ici les hydrocarbures produits par la transformation de la matière organique. Les attributs principaux d'une bonne roche-réservoir sont sa porosité et sa perméabilité.

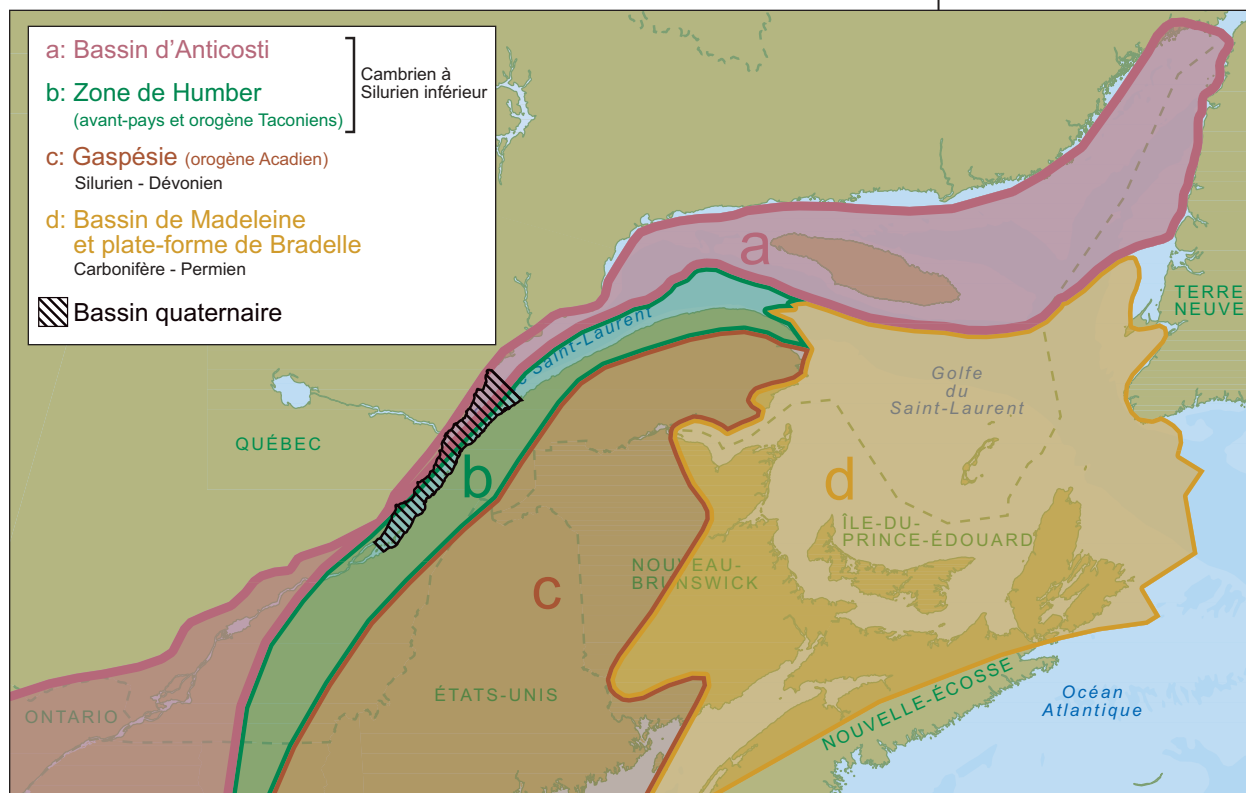
Enfin, un dernier élément doit venir compléter les deux premiers : une roche couverture étanche recouvrant une structure géologique afin de piéger et emmagasiner les hydrocarbures dans la roche-réservoir. Sans couverture, les hydrocarbures migrent vers la surface ou se dispersent et il n'y a pas de gisement ni d'exploitation possible.

Figure 1-3  
Formation et évolution d'un bassin sédimentaire



Au Québec, les différents bassins sédimentaires sont concentrés dans le sud et l'est de la province, soit dans les basses-terres du Saint-Laurent, le Bas-du-Fleuve, la Gaspésie, l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent. Ces bassins couvrent une superficie de 215 000 km<sup>2</sup> soit 14 % du territoire de la province (figure 1-4).

Figure 1-4  
Carte géologique simplifiée des bassins sédimentaires du Québec



### 1.2.2 Pourquoi un nouvel effort en exploration en 2002 ?

Plusieurs éléments postérieurs à la fin des travaux d'exploration effectués par SOQUIP permettent d'envisager l'avenir avec optimisme et motivent de nouveaux efforts.

D'une part, l'activité d'exploration au Québec se poursuit et même s'intensifie depuis le début des années 1990 surtout dans les basses-terres du Saint-Laurent. Comme le montrent bien des travaux d'exploration réalisés afin d'évaluer le potentiel pétrolier des bassins sédimentaires québécois et la promotion faite par la Direction du développement des hydrocarbures du MRNQ, les arguments géoscientifiques ne manquent pas pour motiver des entreprises d'exploration à venir au Québec.

C'est bien plus la relative immaturité des bassins explorés plutôt que l'absence d'hydrocarbures qui explique les faibles résultats obtenus à ce jour. Certains chiffres parlent par eux-mêmes. Au Québec, depuis 1860, un peu plus de 700 puits à caractère pétrolier et gazier ont été forés dans les différents bassins sédimentaires, dont environ 300 à des profondeurs de plus de 150 mètres. En revanche, en Alberta, où la géologie ne fait plus vraiment de grands mystères, on fore de 600 à 1 000 puits par mois. Malgré tout, des découvertes majeures y ont

encore eu lieu au cours des 10 dernières années grâce à l'application de nouveaux concepts géologiques et à l'amélioration des techniques de sismique et de forage.

Ainsi donc, plus l'activité d'exploration s'intensifie, plus on améliore les connaissances en géologie et plus il est possible de trouver les clés et les interprétations correctes, comme au jeu des indices. À cet égard, les experts consultés s'accordent pour conclure que l'effort d'exploration consenti jusqu'à maintenant au Québec est insuffisant pour statuer de façon définitive sur le potentiel québécois en hydrocarbures.

Le territoire sédimentaire du Québec est vaste et varié, et possède une histoire géologique et tectonique relativement complexe. Quoique la connaissance stratigraphique des différents bassins sédimentaires soit relativement bien comprise, l'interaction de certaines unités géologiques avec les différents régimes tectoniques demeure à être précisée et élaborée, surtout dans le contexte de la migration des hydrocarbures. (Source : Henri Lizotte, octobre 1999)

Par ailleurs, les techniques et les équipements de forage se sont aussi beaucoup améliorés et permettent d'atteindre des cibles plus profondes qu'auparavant. Au Québec, l'épaisseur de la couche sédimentaire varie de 5 000 à 8 000 m alors que le puits le plus profond a atteint 4 750 m (Shell Wickham).

Un autre élément ressort du bilan des experts sur certaines parties du potentiel québécois :

... l'élément réservoir constitue la plus grande faiblesse de la recherche. La majorité des travaux d'exploration ont mis sur la présence de réservoirs primaires, sans réel succès. Jusqu'à un certain point la recherche de réservoirs de type secondaire (porosité de fractures, lessivage...) a été quelque peu négligée. Pourtant, plusieurs prolifiques gisements d'hydrocarbures produisent à partir de ce type de réservoir. Alors, la poursuite de l'exploration devrait davantage être focalisée sur la recherche de réservoirs secondaires, et sur les styles tectoniques favorisant leur développement. (Source : Henri Lizotte, octobre 1999)

Finalement, l'intensification de l'exploration au Québec est aussi motivée par des découvertes importantes faites dans l'est des États-Unis sur la base de concepts géologiques qui se prolongent au Québec et jusqu'au bassin sédimentaire situé à l'ouest de Terre-Neuve (découverte de Port-au-Port). Il faut aussi souligner que les découvertes faites sur la côte est du Canada (île de Sable, Hibernia, Terra Nova et autres) encouragent l'exploration du potentiel de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent.

### **1.2.3 Les risques et les conditions de succès**

Même avec les meilleurs outils et les plus grands experts, l'exploration des hydrocarbures demeure une activité risquée.

À titre d'exemple, la compagnie Imperial Oil a foré 113 puits secs en Alberta avant de découvrir le gigantesque champ de Leduc, en 1947,

dans des unités stratigraphiques d'âge dévonien que l'on retrouve également en Gaspésie. Plus près de nous, la découverte d'Hibernia par Chevron, en 1979, est survenue après 42 puits secs. Par contre, la découverte de Prudhoe Bay, en Alaska, en 1968 est survenue au septième forage d'un programme de sept qu'on hésitait à terminer après le sixième puits sec.

Les coûts de forage font aussi ressortir l'importance des risques : un forage d'exploration terrestre à 5 000 m de profondeur peut coûter plus de 10 M\$ ; un forage d'exploration en mer peut difficilement être réalisé à moins de 25 M\$ en moyenne.

Devant l'ampleur des montants impliqués, il devient impératif de « bien faire ses devoirs » et d'effectuer avec rigueur toutes les étapes qui précèdent les forages. D'ailleurs, de nos jours, les entreprises d'exploration consacrent beaucoup plus d'énergie à ces étapes et les forages sont moins nombreux et plus ciblés que dans le passé.

Il est aussi courant que plusieurs entreprises se regroupent pour financer les forages. Cette méthode, en plus de répartir le risque financier, présente aussi l'avantage de mieux partager et valider le travail préliminaire ainsi que d'augmenter la confiance dans les concepts et les interprétations utilisés.

La démarche moderne en exploration gazière et pétrolière procède donc rigoureusement par étapes. Celles-ci doivent être patiemment complétées en utilisant des hypothèses prudentes avant de procéder à un forage :

1. Synthèse de l'information disponible et détermination de zones propices
2. Premiers levés sismiques de reconnaissance
3. Analyse et détermination des sites les plus prometteurs
4. Levés sismiques détaillés
5. Analyse et détermination de cibles
6. Forage(s) (parfois précédé(s) de nouveaux levés sismiques de détail pour déterminer une cible encore plus précisément)
7. Analyse des résultats obtenus et confrontation avec les concepts élaborés pour motiver le forage et rajuster le tir le cas échéant
8. Poursuite du plan sur les mêmes bases, sur de nouvelles bases ou abandon.

Il s'agit donc d'un processus d'apprentissage continu au cours duquel le travail accompli sert à préciser le travail futur. C'est ce qui fait dire que le leitmotiv **Patience, Prudence et Rigueur** s'applique pleinement pour éviter d'avoir à courir des risques plus grands qu'il n'est nécessaire.

#### **1.2.4 Pourquoi Hydro-Québec ?**

Il est évident qu'Hydro-Québec ne détient pas d'expertise spécifique en exploration pétrolière et gazière. Cette dernière existe cependant au Québec auprès de plusieurs ex-employés de SOQUIP qui ont continué à pratiquer dans le domaine. On trouve aussi des spécialistes de ce domaine à l'Université Laval, à l'INRS, au Centre géoscientifique du Québec et au bureau de Québec de la Commission géologique du Canada. En puisant dans cette expertise, il est possible de rassembler un groupe de personnes parfaitement capables de concevoir, de gérer et de réaliser un plan d'exploration d'envergure, de concert avec des partenaires expérimentés tels que de grandes sociétés pétrolières internationales ou des organismes reconnus mondialement dans l'industrie, comme l'Institut français du pétrole (IFP) à qui nous avons fait une demande d'assistance pour certaines tâches spécifiques.

Cette nouvelle initiative est conséquente avec la prise de participation d'Hydro-Québec dans Noverco et dans les sociétés qu'on y retrouve : Gaz Métropolitain, TQM et Enbridge (grande société canadienne du domaine du transport de gaz naturel et des produits pétroliers). On comprendra facilement que des découvertes importantes de gaz naturel au Québec contribueraient fortement au développement de nouvelles infrastructures de transport propres à mettre fin à la dépendance de la province en ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel, ce dernier n'ayant qu'une seule source : le gaz naturel de l'Ouest canadien acheminé par TransCanada PipeLines (TCPL).

Des gisements épuisés qui pourraient être convertis en stockage, comme celui de Pointe-du-Lac, seraient aussi de nature à renforcer l'infrastructure gazière québécoise.

Un autre grand avantage d'Hydro-Québec consiste en la crédibilité de ses engagements et en sa capacité à maintenir un effort financier soutenu. En effet, l'histoire démontre que pour avoir du succès dans ce domaine, il faut maintenir son effort pendant plusieurs années avant de récolter les fruits de son labeur. Ce plan d'exploration est donc conçu sur une période de presque 10 ans.

C'est aussi la capacité financière d'Hydro-Québec qui est susceptible de convaincre quelques grandes sociétés pétrolières mondiales de s'intéresser aux bassins sédimentaires québécois peu explorés, qui requièrent un effort soutenu sur plusieurs années. À cet égard Hydro-Québec entend surtout jouer un rôle de catalyseur ou de « bougie d'allumage » en utilisant sa mise de fonds pour attirer d'autres partenaires majeurs dont les contributions seront encore plus importantes.

#### **1.2.5 Contexte mondial de l'exploration pétrolière**

Les grandes compagnies pétrolières allouent sur une base purement économique les sommes d'argent qu'elles investissent dans l'exploration pétrolière et gazière. L'évaluation des projets d'exploration tient compte essentiellement des facteurs de risques politiques, géologiques et géophysiques. Un budget d'exploration est alloué à un projet en particulier au mérite, c'est-à-dire à celui ayant le plus de chances de

réussir et de donner les meilleurs rendements sur l'investissement compte tenu des stratégies à long terme de l'entreprise. Pour les grandes compagnies pétrolières, les découvertes espérées doivent être de taille respectable pour justifier le risque encouru.

Un projet d'investissement dans le golfe ou dans l'estuaire du Saint-Laurent ou sur terre en Gaspésie, sur l'île d'Anticosti ou aux îles de la Madeleine est donc en compétition avec d'autres projets au Canada et même dans le monde. C'est sur cette base compétitive que ces compagnies décideront d'investir dans un territoire en particulier.

Pour que les grandes pétrolières s'intéressent au domaine minier québécois, il faut que les facteurs de risques contrôlant l'accumulation et la préservation d'un gisement d'hydrocarbures soient bien analysés. Comme on l'a vu précédemment, ces facteurs sont liés à la présence :

- d'une roche riche en matière organique ayant subi une maturation permettant la génération en quantité suffisante d'hydrocarbures et leur expulsion (roche mère) ;
- d'un drain grâce auquel s'effectuera la migration des hydrocarbures produits par la roche mère vers un réservoir ou vers plusieurs ;
- de roches réservoirs suffisamment poreuses dans lesquelles pourront s'accumuler des quantités importantes d'hydrocarbures ;
- d'un piège qui permettra l'accumulation de ces hydrocarbures dans le réservoir ou les réservoirs ;
- d'une roche couverture qui assurera l'étanchéité du piège et empêchera la fuite des hydrocarbures au cours des temps géologiques.

On trouvera à la figure 1-5 une illustration d'un forage terrestre sur une cible pétrolière constituée par un anticlinal qui est une structure permettant l'accumulation des hydrocarbures (pétrole et gaz).

Source : Corbeil, J.-C. et A. Archambault. 1992. *Le visuel, dictionnaire thématique français anglais*. Montréal, Éditions Québec/Amérique inc. p. 737.

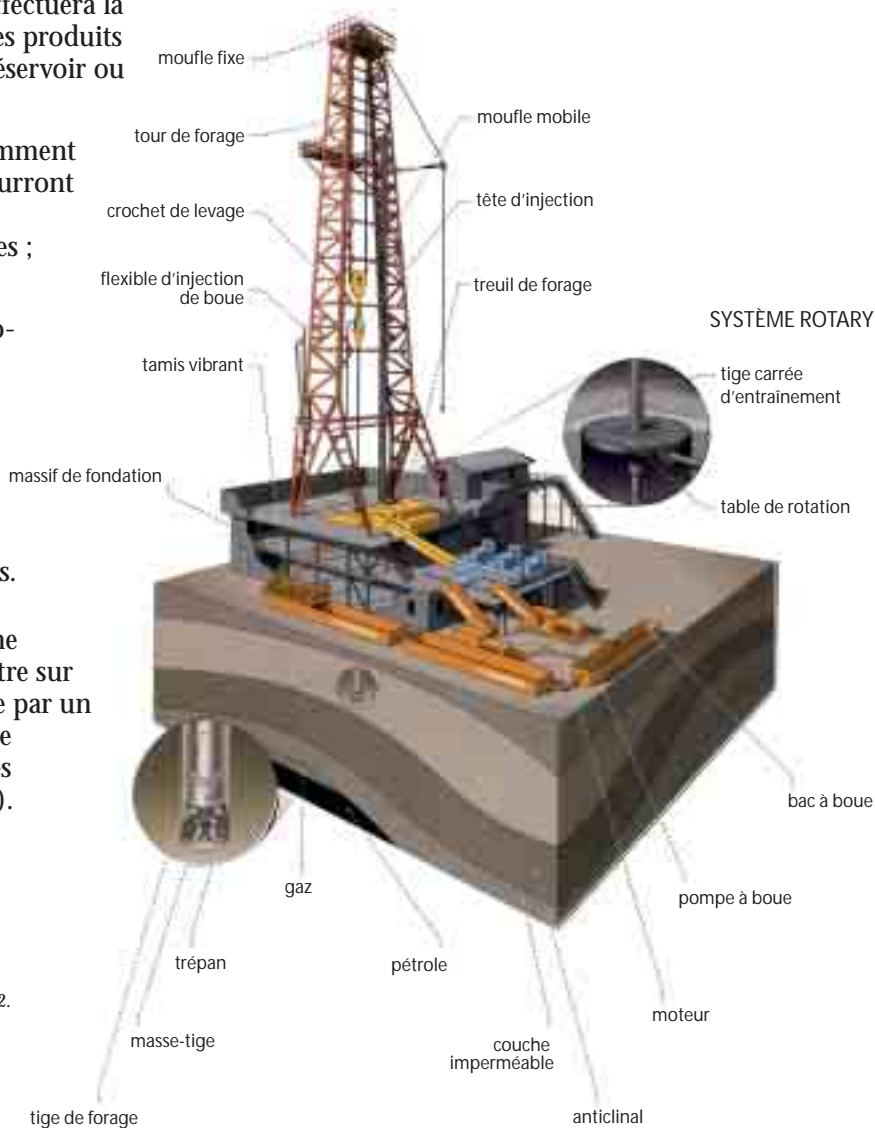


Figure 1-5  
Équipement de forage  
terrestre



Un plan d'exploration est d'abord basé sur une synthèse des données géoscientifiques. Pour un bassin géologique en particulier, ces données proviennent de la géologie de surface, des forages (cuttings, diagraphies, tests), de la géochimie et de la géophysique.

En termes pétroliers, on considère qu'un bassin pétrolier est « mature » lorsque l'évaluation en est très avancée ; on parle ici du nombre de forages, de la quantité et de la qualité de l'information géoscientifique (géologie de surface, sismique, géochimie). Par exemple, l'exploration des plaines de l'Alberta a atteint un stade de maturité avancé vu le grand nombre de puits forés et l'énorme quantité d'information géoscientifique disponible. Les cibles à explorer sont bien connues et le taux de succès des forages d'exploration est élevé. Par contre, les probabilités de faire des découvertes de gisements importants sont faibles. Les réserves probables de ce bassin pétrolier sont limitées en ce qui concerne le pétrole conventionnel et le gaz. L'effort d'exploration pour les découvrir sera important étant donné qu'il s'agit d'une multitude de petits gisements.

Autre exemple : à propos du bassin de Jeanne d'Arc, situé sur les Grands Bancs de Terre-Neuve, on parle d'une région semi-mature. Le potentiel pétrolier du bassin est bien établi. Le système pétrolier a fonctionné. Le potentiel roche mère est connu. Des champs super-géants ont été mis en production (ex. : champs pétroliers de Hibernia et de Terra Nova). Dans ce bassin, il reste un potentiel de découverte important qui n'a pas encore été évalué.

Dans ce contexte, le domaine marin québécois (fleuve, estuaire et golfe) constitue un territoire relativement vierge en termes d'exploration d'hydrocarbures (un seul forage réalisé en mer). Il n'en sera pas moins attirant puisque, selon les géologues qui connaissent le territoire, le potentiel de découvertes majeures existe. Sachant la taille importante de ce territoire, il est facilement concevable que des pétrolières d'envergure internationale s'y intéressent, à condition, toutefois, de pouvoir montrer des données scientifiques supportant la présence de structures géologiques géantes.

### **1.3 Région de la Gaspésie**

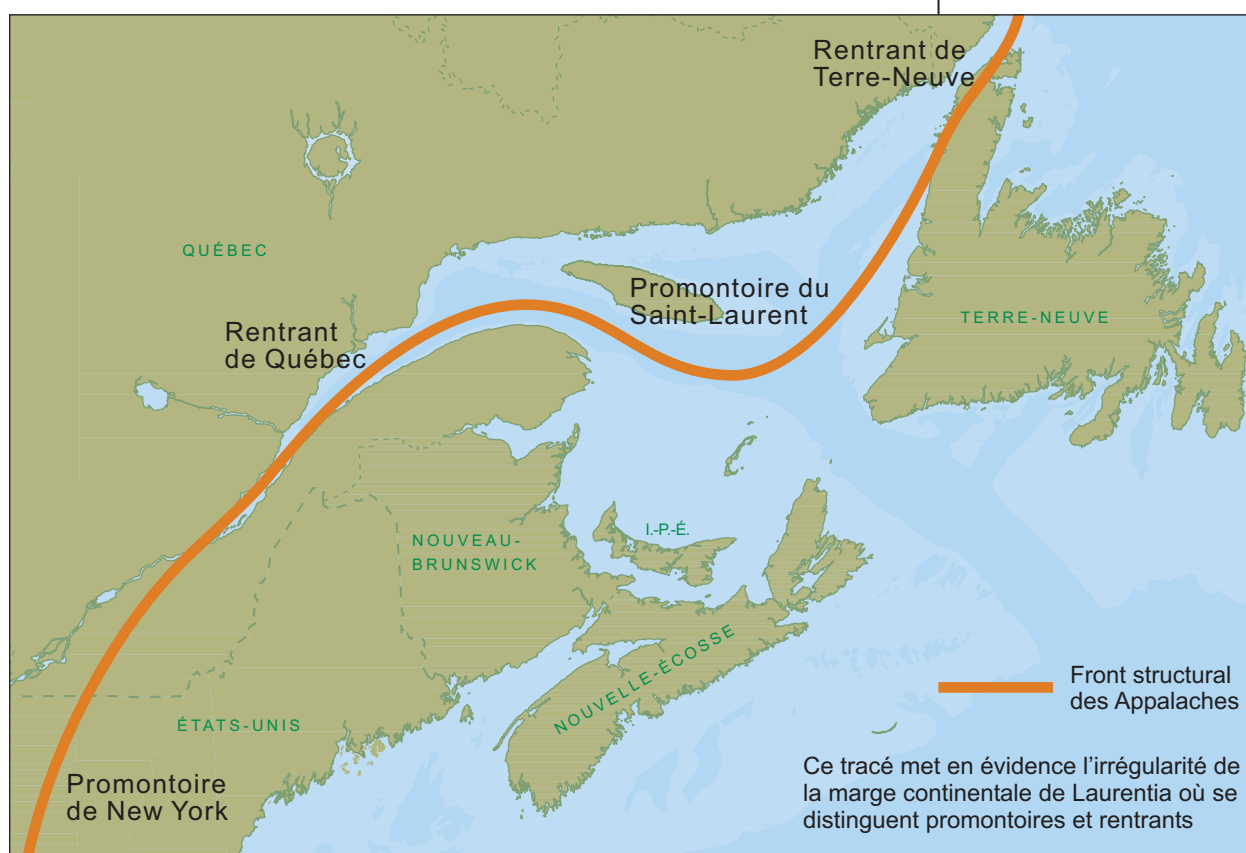
En Gaspésie, l'exploration est à un stade de maturité peu avancé si on considère le nombre de forages significatifs (environ 12), ainsi que la sismique disponible. Par contre, cette région est probablement le secteur des Appalaches le mieux documenté en ce qui concerne la géologie de surface, la stratigraphie et la paléogéographie.

#### **1.3.1 Description**

La marge continentale de l'ancien continent Laurentia présente un tracé irrégulier marqué par une suite de rentrants et de promontoires (figure 1-6). Ce tracé a été hérité du graben initial et des failles normales le délimitant qui ont conduit à l'ouverture de l'océan Iapétus. Cette situation revêt une importance capitale et se doit d'être

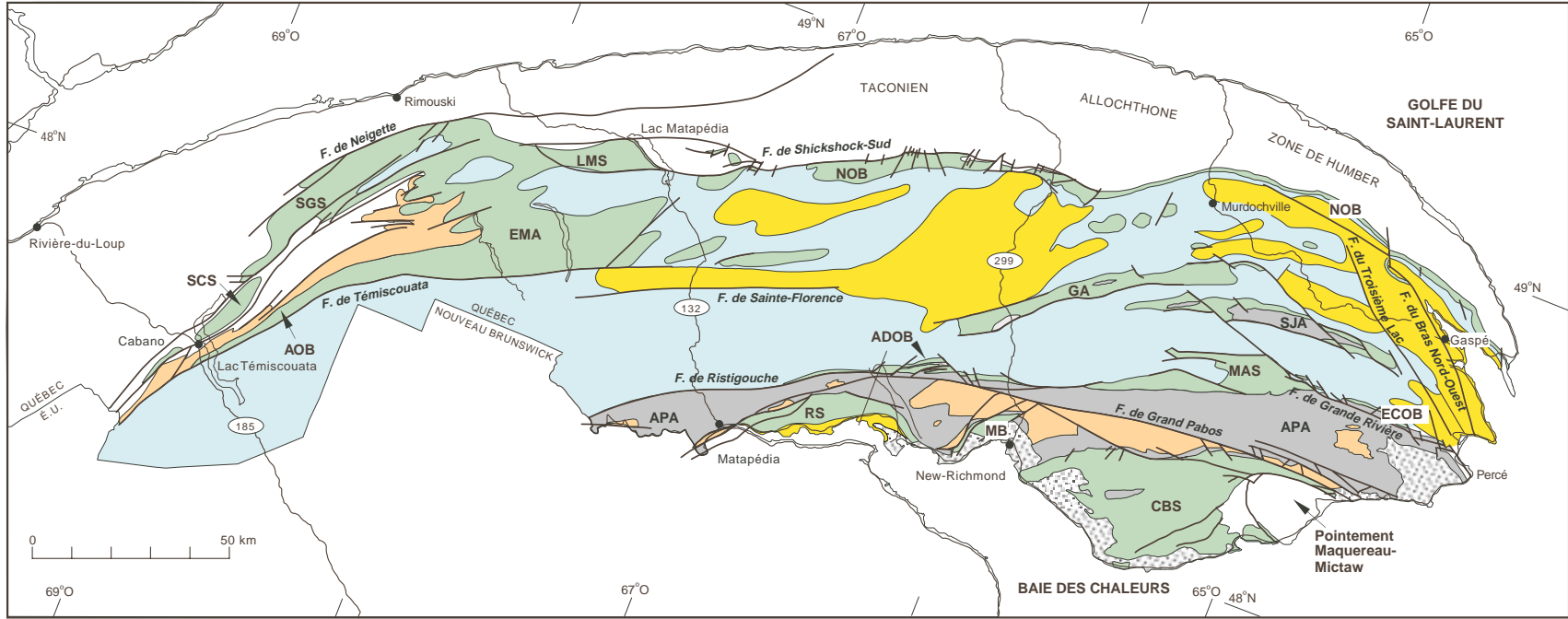
considérée dans l'évaluation du système pétrolier de Gaspésie, car l'irrégularité du tracé a eu une influence profonde sur la géométrie de la déformation intervenue d'abord au milieu de l'Ordovicien (orogénie taconienne), puis au Siluro-Dévonien (orogénie acadienne). Par rapport à cette marge indentée, la position géologique actuelle de la Gaspésie se situe entièrement dans le rentrant de Québec (figure 1-6), mais les travaux des dernières années (Bourque, Malo et Kirkwood, 2000, Bull. Geological Society of America (2001) et Bull. Canadian Petroleum Geology) ont montré que le bassin géologique était beaucoup plus étendu avant la dernière phase de l'orogénie acadienne et allait du rentrant de Québec jusqu'à la pointe du promontoire du Saint-Laurent. Ici encore, il s'agit d'un élément très important à considérer pour la compréhension du système pétrolier de la Gaspésie.

Figure 1-6  
Emplacement et tracé du front structural des Appalaches



Géologiquement, les couches du Paléozoïque de la Gaspésie peuvent être subdivisées en trois grands ensembles tectonosédimentaires séparés par des discordances régionales majeures ; ce sont, dans l'ordre chronologique : un ensemble inférieur formé de la ceinture allochtone taconique, un ensemble médian appelé la ceinture de Gaspésie, déformé par l'orogénie acadienne, et un ensemble supérieur constitué d'une couverture post-acadienne très peu déformée (figure 1-7).

Figure 1-7  
Carte géologique du segment Gaspésie-Témiscouata au Québec



- ADOB** Ceinture d'Angers-Dugal
- AOB** Ceinture du lac Auclair
- APA** Anticlinal d'Aroostook-Percé
- BBMS** Synclinal des montagnes Big Berry
- CBS** Synclinal de la baie des Chaleurs
- ECOB** Ceinture centre-est
- EMA** Région du lac des Eaux-Mortes
- GA** Anticlinal de Gastonguay
- LMS** Synclinal du lac Matapédia
- MAS** Synclinal du mont Alexandre
- MB** Ceinture de Maria
- NOB** Ceinture du nord
- RS** Synclinal de Ristigouche
- SCS** Synclinal de Squatec-Cabano
- SGS** Synclinal de Saint-Guy
- SJA** Anticlinal de la rivière Saint-Jean

- (1) Ensemble inférieur : ceinture allochtone taconienne (Précambrien à Ordovicien supérieur)
- Supergroupe de Québec, Groupes de Maquereau, de Shickshock, de Mictaw et de Trinité

- (2) Ensemble médian : ceinture de Gaspésie (Ordovicien supérieur – Dévonien)
- Groupe des grès de Gaspé
- Groupe des calcaires supérieurs de Gaspé, Groupe Fortin et Formation de Témiscouata
- Groupe de Chaleurs
- Groupe de Matapédia
- Groupes Honorat (péninsule de Gaspé) et Cabano (Témiscouata)

- (2) Ensemble supérieur : couverture carbonifère post-acadienne
- Bonaventure et équivalents

### ***Ensemble inférieur : la ceinture allochtone taconienne***

Cet ensemble est constitué de roches sédimentaires, métasédimentaires, métavolcaniques, souvent très déformées par l'orogénie taconienne (Ordovicien moyen). Cette dernière est une orogénie de collision entre une plaque tectonique continentale (Laurentia) et une plaque océanique. Le résultat est une déformation constituée de grands chevauchements vers le nord-ouest sur la marge de Laurentia et du plissement associé. Ces chevauchements ont pu incorporer des séries carbonatées de la plate-forme cambro-ordovicienne. Les roches de l'allochtone constituent l'ossature sur laquelle se sont déposées, du moins en partie et en discordance angulaire, les couches géologiques de l'ensemble médian (ceinture de Gaspésie).

Le potentiel pétrolier et gazier de l'allochtone taconien est difficile à cerner. Cet ensemble possède un excellent potentiel roche mère et plusieurs des indices de pétrole provenant de la succession siluro-dévonienne de la ceinture de Gaspésie sont associés à ces roches mères.

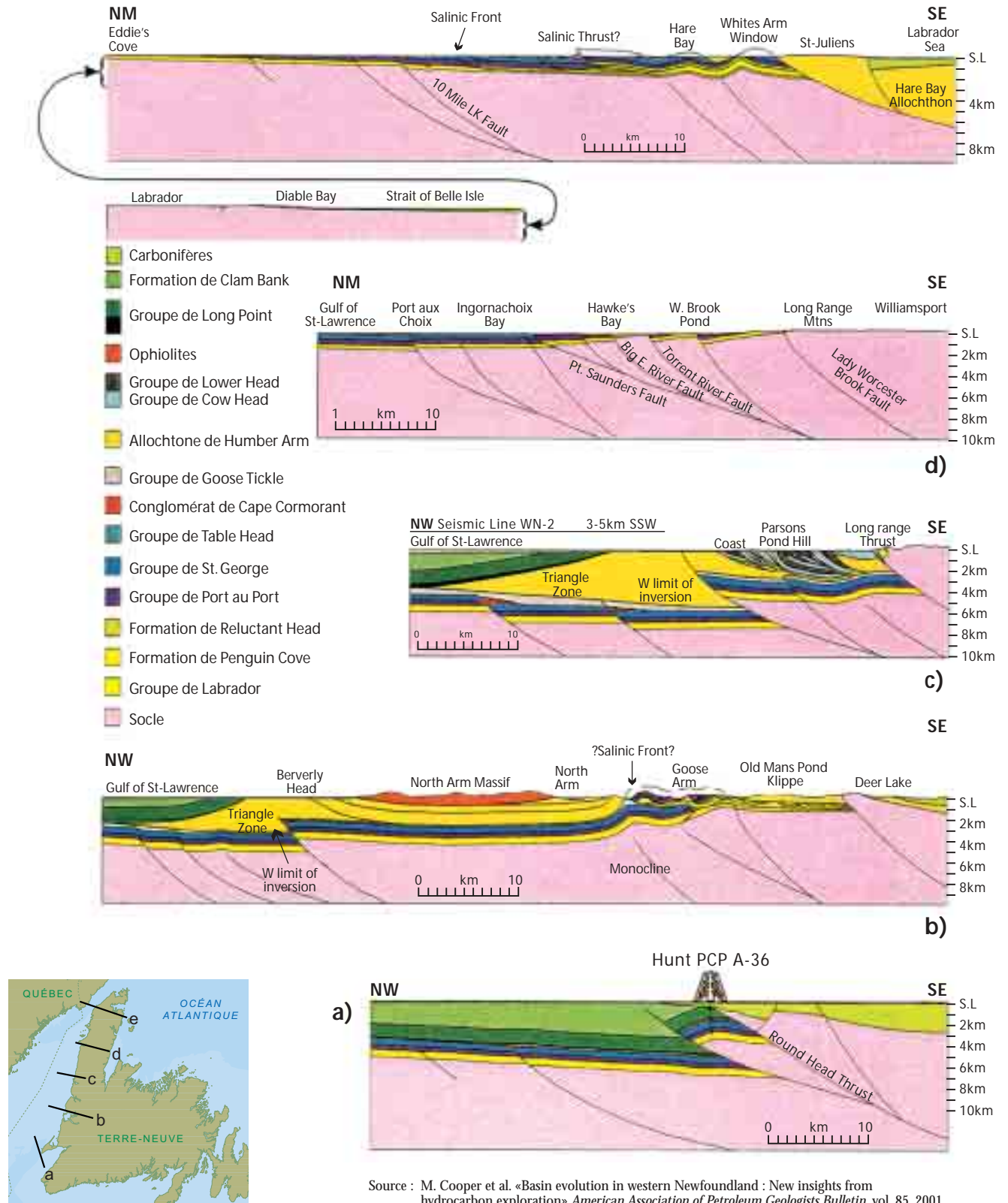
En ce qui concerne les objectifs pétroliers, il pourrait s'agir de réservoirs situés dans des écailles chevauchées de carbonates ordoviciens inférieurs (ex. : le champ de gaz de Saint-Flavien). Il pourrait également s'agir de réservoirs reliés à une remontée du socle et de la plate-forme ordovicienne lors des mouvements d'inversions structurales acadiens. Des réservoirs de type hydrothermal sont à prévoir dans un tel contexte (ex. : découverte de Port-au-Port à l'ouest de Terre-Neuve).

L'allochtone taconien du nord de la Gaspésie constitue ce qu'il est convenu d'appeler la zone de Humber, cette dernière formant la partie la plus externe des Appalaches. Cette bande de roche se situe dans le prolongement de la zone de Humber qui affleure à l'ouest de Terre-Neuve. Outre la partie nord de la Gaspésie, cette zone est exposée dans des petits pointements près de Percé et au sud, dans la région de Chandler, telle la boutonnière de Maquereau-Mictaw (figure 1-7). Ces couches de l'allochtone taconien de la Gaspésie ont été reprises lors des déformations reliées à l'orogénie acadienne. De ce fait, la géométrie de ces couches est particulièrement complexe à préciser.

Les roches qui affleurent au nord de la péninsule gaspésienne représentent le sommet de l'empilage de la zone de Humber. Par analogie avec la partie de cette zone s'étendant à l'ouest de Terre-Neuve, on peut soupçonner que la partie située en Gaspésie cache en profondeur les couches autochtones ou para-autochtones appartenant à la plate-forme d'Anticosti. À Terre-Neuve, la limite ouest de cette zone coïncide avec une zone triangulaire qui marque la fin des chevauchements taconiens ou acadiens.

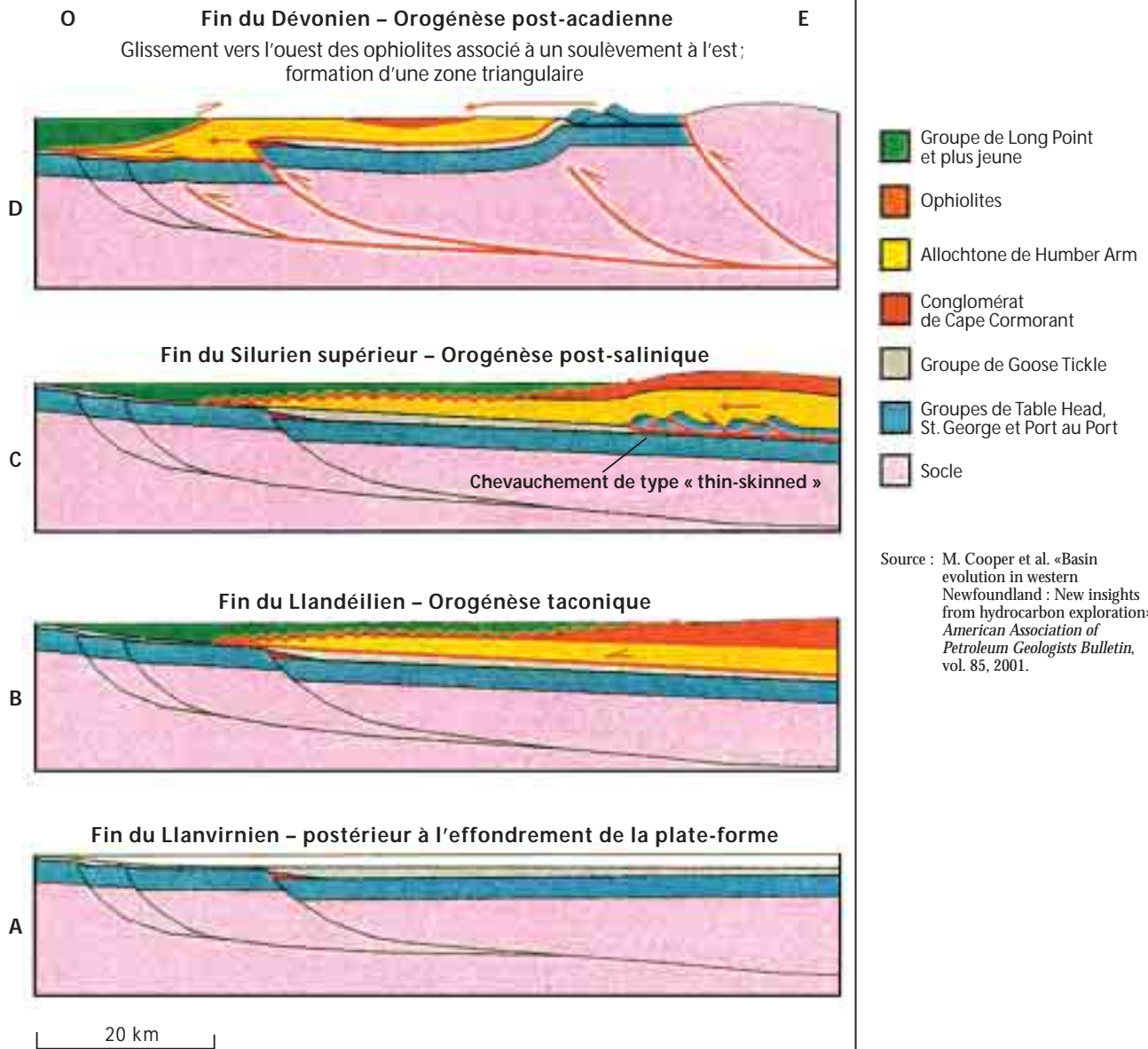
La partie inférieure de la zone de Humber est très bien exposée à l'ouest de Terre-Neuve. L'interprétation des données de la sismique profonde de la Gaspésie aura donc avantage à s'inspirer des connaissances acquises sur la zone de Humber de Terre-Neuve, qui est caractérisée par des roches allochtones provenant de la zone interne des Appalaches et recouvrant structurellement les couches du Paléozoïque inférieur qui appartiennent à la plate-forme d'Anticosti. La chronologie des événements pour expliquer la mise en place de ces roches se résume en sept étapes (figures 1-8 et 1-9).

**Figure 1-8**  
**Coupe géologique régionale illustrant différents styles structuraux**  
**de l'ouest de Terre-Neuve**



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

Figure 1-9  
 Modèle conceptuel de l'évolution structurale de la zone de Humber  
 (modifié de Knight et Carwood, 1991)



1. À l'ouest de Terre-Neuve, de la fin du Protérozoïque jusqu'au début du Cambrien, il y a formation d'un rift continental sur un ancien continent, Rodinia. Cette zone est caractérisée par la formation de semi-grabens associés à des failles listriques qui découpent profondément la croûte continentale grenvillienne. Durant cette période les semi-grabens sont comblés par des dépôts constitués de sédiments grossiers. L'ouverture progressive de ce rift conduira à celle d'un océan appelé Iapetus. La portion continentale au nord-ouest de Iapetus a été appelée Laurentia (figure 1-9A).
2. Durant le Cambrien et l'Ordovicien inférieur, le bassin d'Anticosti constitue la marge passive du continent Laurentia, en bordure de

l'océan Iapetus. Cette zone de plate-forme est caractérisée par des dépôts de mers peu profondes (grès, argiles et carbonates) qui passent graduellement vers le sud-est à des dépôts de talus et de bassins profonds (essentiellement des argiles). La marge continentale se situe alors beaucoup plus loin au sud-est par rapport à la limite présente des dépôts de plate-forme.

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 dans la croûte continentale. Ce bombement, d'abord situé près de la marge continentale, migre progressivement vers le nord-ouest en réponse à l'avancée du front de la chaîne taconienne. Ce bombement réactive les failles listriques anciennes et crée sur la plate-forme d'Anticosti un bassin d'avant-fosse qui est caractérisé durant cette période par des dépôts de carbonates et d'argiles riches en matières organiques propices à la génération des hydrocarbures.
4. C'est vers la fin de l'Ordovicien moyen que l'orogénie taconienne atteint son paroxysme. Les chevauchements vers le nord-ouest de sédiments provenant du talus continental et du bassin profond océanique, ainsi que l'obduction de la croûte océanique sur la plate-forme d'Anticosti caractérisent cette période. Ces chevauchements impliquent un transport tectonique vers le nord-ouest sur plus de 100 km des unités géologiques provenant de la zone interne (figure 1-9B).
5. Au cours de l'Ordovicien supérieur et du Silurien inférieur le bassin d'avant-fosse est progressivement comblé par des dépôts de mers peu profondes (carbonates et clastiques). Ces dépôts transgressent sur l'allochtone taconique (figure 1-9C).
6. Au début du Silurien supérieur, l'allochtone taconique est repris, imbriqué et fortement déplacé vers l'ouest par des chevauchements impliquant uniquement des failles superficielles à faible pendage (*thin skin tectonics*). Les couches de la plate-forme d'Anticosti sont télescopées et répétées à la faveur des rampes tectoniques : localement elles forment des empilages d'écailles qui soulèvent l'allochtone taconique. Ce style tectonique implique un raccourcissement important du domaine de plate-forme. L'allochtone taconique est donc charrié sur une grande distance vers l'ouest (*piggyback*). Dans l'avant-pays, les chevauchements viennent mourir dans une zone triangulaire impliquant essentiellement les couches de l'allochtone taconien.
7. Au début du Dévonien inférieur, au cours de l'orogénie acadienne, les failles normales et listriques anciennes nées lors de la formation du rift sont réactivées en failles inverses. Le socle grenvillien, la couverture autochtone (sédiments) de la plate-forme qui le recouvre, ainsi que les écailles anciennes (para-autochtone) sont repris ; le tout est soulevé et faiblement déplacé vers le nord-ouest par ces failles à forts pendages (*basement involved*). Durant ces mouvements acadiens, l'allochtone taconique est repris, chevauché et faiblement déplacé vers le nord-ouest dans sa position finale. Ces derniers mouvements favorisent le redressement des couches post-acadiennes vers le nord-ouest. Ce soulèvement constitue la bordure est du bassin siluro-dévonien d'Anticosti à Terre-Neuve (figure 1-9D).

En Gaspésie, la partie exposée de la zone de Humber est restreinte à la ceinture allochtone taconienne au nord de la péninsule, ainsi qu'aux petits pointements situés dans les régions de Percé et de Chandler. Mais cette zone pourrait s'étendre beaucoup plus loin vers le sud, sous la ceinture de Gaspésie. Cette hypothèse suggère que les anticlinaux majeurs de cette dernière cachent en profondeur des empilages d'écaillés provenant de la plate-forme carbonatée ordovicienne (para-autochtone) qui pourraient éventuellement agir comme réservoirs. La nouvelle sismique acquise par le MRNQ apporte un éclairage nouveau sur ces concepts fondamentaux et pourrait justifier, avec l'apport d'une sismique de détails, des forages profonds dans la ceinture de Gaspésie visant des cibles ordoviciennes.

Plus spécifiquement, en ce qui concerne la partie est de la zone de Humber, les données de SOQUIP démontrent clairement la présence de failles listriques synsédimentaires au cours du Silurien supérieur et du Dévonien inférieur. Des mouvements d'inversions structurales acadiens ont également été mis en évidence par les travaux de SOQUIP. Par analogie avec Terre-Neuve, on peut formuler l'hypothèse qu'il s'agit d'anciennes failles transcrustales datant de la formation du rift (*synrift*) et que ces mouvements acadiens impliquent le socle grenvillien. Les zones de remontée du socle et de la plate-forme ordovicienne qui le recouvre, lors des mouvements d'inversions structurales, constituent donc l'objectif pétrolier principal de ce domaine.

Des réservoirs de type hydrothermal sont à prévoir dans un tel contexte (ex. : découverte de Port-au-Port à Terre-Neuve). Les données géochimiques sur la zone de Humber de Terre-Neuve suggèrent une migration tardive, acadienne, d'hydrocarbures ordoviciens.

L'allochtone taconien en Gaspésie est relativement peu exploré. La nouvelle sismique pourrait apporter un éclairage nouveau sur le caractère prometteur éventuel de ce domaine. Les objectifs à forer sont probablement profonds et les températures d'enfouissement des couches au cours des temps géologiques risquent d'avoir été élevées. Le mauvais état de conservation des hydrocarbures dans un tel contexte est un des risques que comporte l'exploration de ce domaine.

### ***Ensemble médian : la ceinture de Gaspésie***

La ceinture de Gaspésie est une entité géologique déformée par l'orogénie acadienne, qui s'étend de la pointe orientale de la Gaspésie jusqu'aux Cantons-de-l'Est, en passant par le Nouveau-Brunswick et les États-Unis (Bourque *et al.*, 1995). Elle est géologiquement constituée par une succession de roches d'âge ordovicien supérieur à dévonien moyen. Limitée au nord par la zone de Humber constituée par les roches plus anciennes de l'ensemble inférieur, elle s'étend vers le sud jusqu'à la baie des Chaleurs. La figure 1-7 présente le segment Gaspésie-Témiscouata de cette ceinture.

La ceinture de Gaspésie se trouve présentement dans le rentrant de Québec uniquement (figure 1-6), mais durant son évolution tectono-sédimentaire, elle s'étendait du rentrant de Québec jusqu'à la pointe du promontoire du Saint-Laurent. À titre d'exemple pour illustrer cette



situation, la figure 1-10 présente la géométrie du bassin sédimentaire de Gaspésie au tournant du Silurien et du Dévonien. C'est uniquement durant la toute dernière phase de l'orogénie acadienne qu'elle a été rétrécie et concentrée entièrement dans le rentrant de Québec.

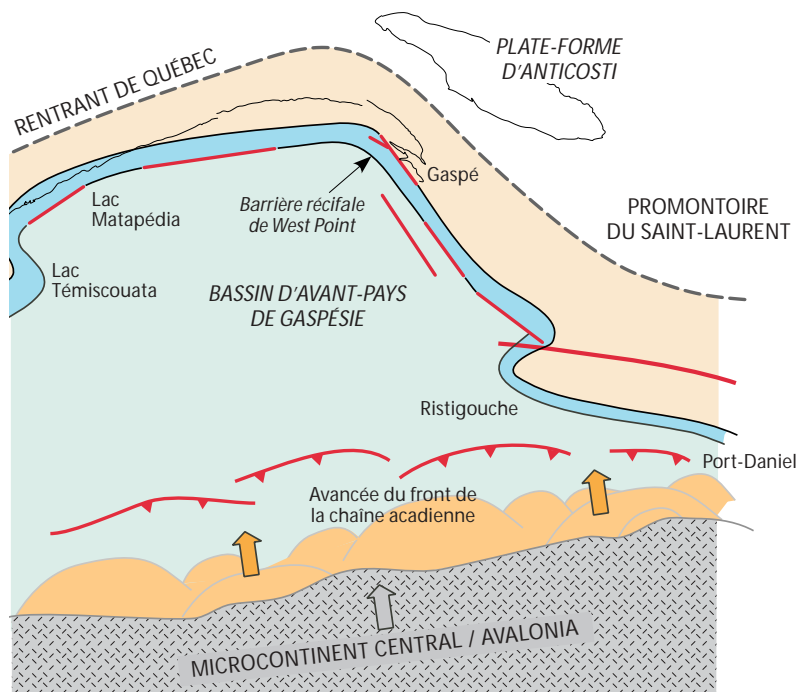


Figure 1-10  
Configuration du bassin de Gaspésie au tournant du Silurien-Dévonien

L'évolution tectonosédimentaire du bassin de Gaspésie après l'orogénie taconienne a été conduite par la collision oblique entre le microcontinent Central/Avalonia et la chaîne continentale de Laurentia (figure 1-11). Cette collision est responsable de l'orogénie

Source : Bourque, Malo et Kirkwood (2001, Bull. Canadian Petroleum Geology), Bourque (2002, CSPG Convention), Kirkwood (2002, CSPG Convention)

acadienne qui a produit la déformation présente de la ceinture de Gaspésie. L'évolution générale du bassin de Gaspésie se décrit mieux selon quatre grandes phases.

*Phase de calme tectonique : du milieu de l'Ordovicien au Wenlockien (Silurien inférieur)*

Il s'agit d'une phase relativement longue, quelque 27 M.A., comparativement aux phases suivantes. On assiste alors au comblement du bassin successeur (ou de plusieurs). La distribution et l'uniformité des faciès sédimentaires suggèrent fortement un seul grand bassin sans activité tectonique notable ; du moins, les faciès n'ont rien enregistré de semblable. Le comblement s'est d'abord fait par des faciès silico-clastiques d'eau profonde (Honorat, Cabano) dans lesquels se retrouvent des faciès riches en matières organiques constituant de bonnes roches mères, puis par une unité de calcaires à grains fins (Matapédia) dont le matériel est dérivé de la plate-forme d'Anticosti, ce qui démontre qu'il y avait une connexion directe entre cette dernière et le bassin de Gaspésie.

*Phase de bassin d'avant-pays en régime extensif : du Wenlockien au tout début du Praguien (Dévonien inférieur)*

Cette phase a eu une durée relativement longue (du Wenlockien au Praguien, 18 M.A.). La séquence de comblement amorcée à la phase précédente se termine par une unité d'argilite (Burnt Jam Brook,

Awantjish) localement riche en matières organiques, surmontée de grès littoraux (Val-Brillant, Anse Cascon) et de calcaires récifaux et péritidaux (Sayabec, La Vieille).

C'est à l'extrême fin du Llandovérien et au début du Wenlockien (temps de dépôt de la Formation de Burnt Jam Brook) que les faciès sédimentaires montrent les premiers signes d'influence de tectonique active par des augmentations brusques d'épaisseur des formations de part et d'autre de failles comme celles de Grande-Rivière, de Bras Nord-Ouest, de Troisième Lac (figure 1-7). Il s'agit d'un régime tectonique en extension, dans un bassin d'avant-pays créé par le chargement tectonique relié à la croissance de la chaîne acadienne plus au sud (figure 1-11A).

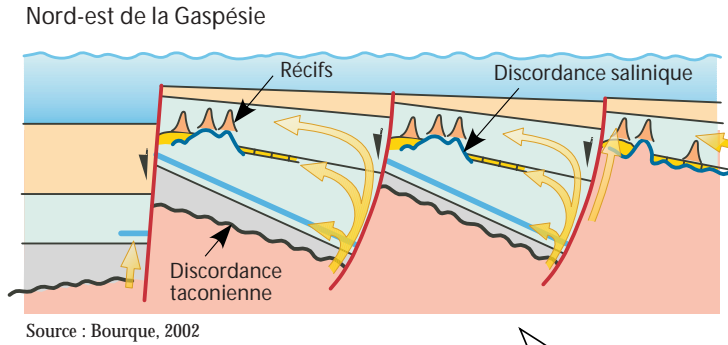
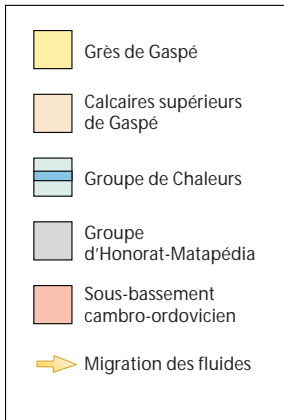
C'est cette phase que l'on nomme pulsation salinique (*Salinic Disturbance*) en Gaspésie : une phase en régime extensif, où les failles listriques, observées par exemple sur les profils sismiques de SOQUIP dans le nord-est de la Gaspésie, ont influencé la nature et la répartition des faciès sédimentaires (ex. : les complexes récifaux de West Point). Aucun plissement notable, sauf peut-être dans le sud de la Gaspésie le synclinal de Ristigouche, n'est associé avec la pulsation salinique. Les basculements de blocs tectoniques ont créé des reliefs importants sur les fonds marins. Au Pridolien (fin du Silurien), une partie de ces reliefs, les points hauts, a été exposée à l'érosion aérienne à la faveur d'une chute importante du niveau des océans à l'échelle de la planète. Cette conjoncture particulière, existence de reliefs tectoniques et chute du niveau marin, acquiert une signification importante dans l'évaluation du potentiel pétrolier du bassin de Gaspésie : a) elle a créé une discordance d'érosion qui se reconnaît sporadiquement dans la ceinture de Gaspésie, la discordance salinique ; b) établis sur des hauts-fonds ainsi créés et autour d'eux, des récifs et des complexes récifaux (West Point) ont éventuellement pu servir de réservoirs (encart de la figure 1-11A) : c'est une situation très semblable à celle du Dévonien de l'Ouest canadien ; c) l'exposition à l'air des faciès calcaires a créé dans ces derniers une porosité secondaire (de dissolution) qui localement a pu permettre d'accueillir des hydrocarbures.

Le régime tectonique en failles listriques et blocs tectoniques basculés offre un patron de migration des fluides dirigeant ces derniers vers les points hauts des blocs, c'est-à-dire vers les calcaires récifaux (de Sayabec et de West Point). Cette situation est particulièrement intéressante compte tenu qu'il est fort probable que la roche mère se situe dans l'ordovicien sous-jacent.

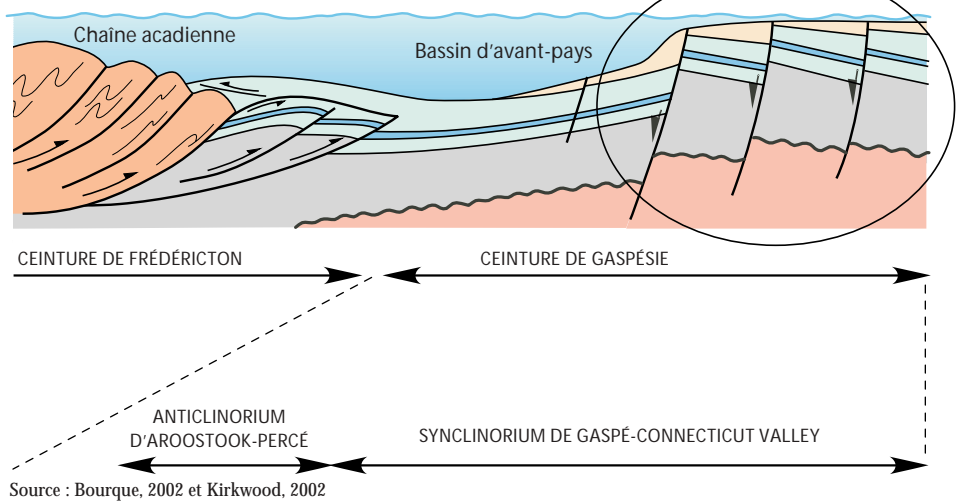
#### *Phase de bassin d'avant-pays en régime compressif : tout au long du Praguien et de l'Emsien*

C'est cette phase tectonique qui, combinée avec la suivante, a produit la géométrie actuelle de la géologie de la ceinture de Gaspésie. Elle a duré quelque 16 M.A. durant lesquelles s'est produite la sédimentation des calcaires supérieurs et des grès de Gaspé (figure 1-11B). Selon la vision traditionnelle, cette phase correspond à l'orogénie acadienne, mais les auteurs des travaux les plus récents (équipe Bourque, Malo, Kirkwood) la voient plutôt comme une phase de l'orogénie acadienne et non comme celle-ci dans son entier.

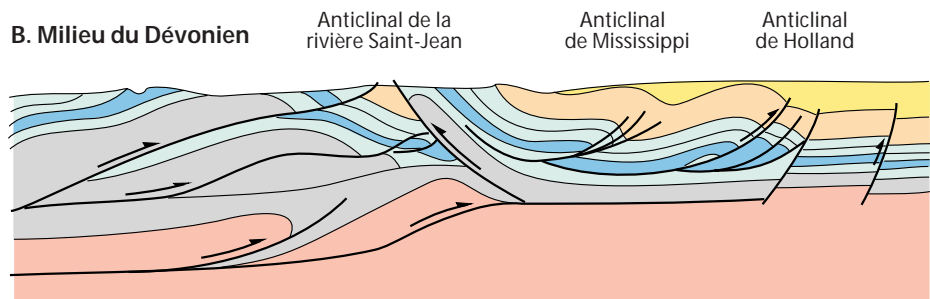
**Figure 1-11**  
**Modèle d'évolution tectonosédimentaire du bassin de Gaspésie**  
**dans le rentrant de Québec au Silurien-Dévonien**



**A. Fin du Silurien - début du Dévonien**



**B. Milieu du Dévonien**



Sous l'effet de la charge tectonique reliée à la poussée du micro-continent Central/Avalonia et de la construction de la chaîne acadienne progressant vers le nord, le régime tectonique du bassin d'avant-pays se renverse et passe d'extensif à compressif. Il y a migration vers le nord d'un biseau tectonique (*tectonic wedge*) et formation d'une zone triangulaire, impliquant l'imbrication et l'empilage de couches siluro-dévonienues et possiblement même du soubassement taconien. Il se forme de grands anticlinaux superficiels (ex. : anticlinaux de la rivière Saint-Jean, de Mississippi, etc.) cachant une structure sous-jacente complexe en chevauchements aveugles (*blind thrusts*). Par exemple, sur un des profils sismiques MRNQ 2001 effectués dans la vallée de la Matapédia, les données suggèrent la présence d'écailles qui viennent mourir dans un empilage constituant une zone triangulaire. La dysharmonie entre les styles tectoniques évoque des raccourcissements importants dans la succession pré-dévonienne.

En périphérie du bassin, les anciennes failles listriques (ex. : dans le nord-est du bassin) jouent cette fois en failles inverses. Il se forme de grandes failles de chevauchement vers le nord-ouest (ex. : failles de Sainte-Florence, de Causapscal), mais aussi des rétrochevauchements (ex. : dans l'anticlinal de la rivière Saint-Jean, figure 1-11A). Les plis sont en général déversés vers le nord-ouest.

Tous ces éléments sont, entre autres, bien exprimés sur le profil sismique MRNQ-2000.

Le modèle d'évolution tectonique proposé pour cette phase correspond au style de plissement et de chevauchement des Foothills de l'Ouest canadien (Kirkwood et al., 2002), ainsi qu'à ce qui est défini en tant qu'orogénie salinique à Terre-Neuve (Cooper et al., 2001). Ces mouvements tectoniques ont très bien pu favoriser la migration d'hydrocarbures ordoviciens et leur piégeage dans des réservoirs fracturés siluro-dévonienues ou même dans des réservoirs hydrothermaux ordoviciens.

#### *Phase finale de la déformation en régime coulissant : durant l'Eifélien*

Cette dernière phase, courte, quelques millions d'années seulement, a enregistré les derniers effets de l'orogénie acadienne. Il s'agit d'une phase coulissante due à l'obliquité de la collision entre Laurentia et Central/Avalonia. Plusieurs des anciennes failles, qui ont joué d'abord en failles normales et listriques puis en failles inverses, montrent des évidences de derniers mouvements en décrochement (ex. : failles de Grande-Rivière, de Bras Nord-Ouest, de Troisième Lac). Ces décrochements se calculent en dizaines de kilomètres, dépassant même, dans au moins un cas (faille de Grand Pabos), la centaine de kilomètres (figure 1-7). Cette tectonique en coulissage a eu pour effet de concentrer la ceinture de Gaspésie au fond du rentrant de Québec (figure 1-6), mais aussi de compartimenter les ensembles géologiques qui la constituent. Le secteur nord-est de la Gaspésie, où se sont individualisés trois blocs différents délimités par les failles de Bras Nord-Ouest et de Troisième Lac, en est un bon exemple.

Ainsi considérées, les phases 2 à 4 constituent les trois étapes d'un seul grand événement tectonique, l'orogénie acadienne, reliée à la collision continent-continent (Laurentia-Central/Avalonia) qui a suivi la phase de calme tectonique post-orogénie taconienne.

Il ne faut pas oublier qu'en gros la portion de la ceinture de Gaspésie qui se situe au nord de la faille de Grand Pabos, essentiellement le synclinorium de Gaspé-Connecticut Valley (figure 1-7), s'est développée paléogéographiquement dans le rentrant de Québec, alors que la portion qui se situe au sud de cette faille s'est développée au droit du promontoire du Saint-Laurent (voir les reconstructions paléogéographiques dans Bourque et al., 2001). Il s'agit là d'un contexte particulier qui a influencé l'évolution tectonosédimentaire du bassin. Les quatre phases décrites ci-dessus sont applicables à la portion du bassin où se trouve le rentrant de Québec (figure 1-10), alors que celle située au droit du promontoire du Saint-Laurent a dû se retrouver rapidement en régime compressif. C'est dire qu'il est fort peu probable que la phase 2 extensive se soit développée dans cette dernière portion du bassin et que le régime tectonique y ait été compressif pendant qu'il était extensif dans le rentrant de Québec (phase 2). Cette situation à la pointe du promontoire du Saint-Laurent ressemblerait beaucoup plus à celle de Terre-Neuve où la déformation en compression est intervenue à la fin du Silurien. Il est important de noter que la déformation en extension (réactivation des anciennes failles transcrustales en failles listriques) durant la phase 2 (salinique) dans le rentrant de Québec n'a probablement affecté que la périphérie du bassin, au fond du rentrant (figure 1-10).

Ces considérations sont importantes pour l'évaluation du potentiel pétrolier de la ceinture de Gaspésie et pour la formulation d'une stratégie d'exploration. En particulier, il est important de comprendre que la migration des fluides crustaux est fortement influencée par le régime tectonique actif et que la géométrie et la nature des pièges dépendent de ce régime. À notre avis, il est important d'analyser le système pétrolier de la ceinture en fonction de chacune des phases discutées ci-dessous.

- Phase 1 : calme tectonique

Le comblement du bassin successeur de l'orogénie taconienne s'est accompli par la constitution de faciès gréseux et argileux d'eau profonde, localement très riches en matières organiques, donc des faciès susceptibles de fournir une roche mère. La migration des fluides se fait en amont-pendage, du centre vers les marges du bassin. Toutefois, si ces fluides transportaient des hydrocarbures, les chances de rencontrer des réservoirs sont extrêmement faibles. En effet, la seule possibilité que ces faciès de comblement forment des réservoirs est qu'ils soient repris par la tectonique en écailles de la phase 3 et qu'ils constituent alors des réservoirs fracturés (voir plus bas). On pense en particulier aux calcaires du Matapédia.

- Phase 2 : bassin d'avant-pays en extension

La tectonique en blocs basculés de cette phase extensive favorise la migration des fluides vers des réservoirs potentiels : les grès de

Val-Brillant, les calcaires récifaux et périclivaux de Sayabec, et les récifs et complexes récifaux de West Point. D'après les travaux de caractérisation des réservoirs effectués sur les faciès récifaux de West Point (Bourque et al., 2001) ces masses calcaires représentent un potentiel réservoir important, en particulier pour le pétrole du fait de la migration précoce de fluides provenant de roches mères ordoviciennes (Bertrand et Malo, 2001). On a évalué que la porosité primaire était demeurée ouverte jusqu'à des profondeurs d'enfouissement variant de 2 à 6 kilomètres. Par ailleurs, les travaux les plus récents sur les grès de Val-Brillant et les calcaires de Sayabec (Lavoie et al., 2001 et 2002) indiquent que ces faciès présentaient localement une porosité importante au moment de la migration des hydrocarbures et que, par conséquent, ils peuvent être considérés comme des réservoirs potentiels.

La déformation salinique étant somme toute peu importante, les pièges seront surtout stratigraphiques. Soulignons que les pinacles récifaux de West Point situés le long de la Bande du Nord (figures 1-7 et 1-11A) atteignent 300 m d'épaisseur sur 2 km de largeur, l'autre dimension n'étant pas connue.

Il est à noter que cette phase extensive touche principalement la périphérie du bassin, au fond du rentrant de Québec. Le modèle développé (Bourque, 2001) ; encart de la figure 1-11A) l'a été à partir du secteur nord-est de la Gaspésie, en partie à l'aide des profils sismiques de SOQUIP. On croit qu'il est applicable à la zone centre-nord et nord-ouest du bassin, mais cela reste à démontrer. Seuls des travaux de sismique détaillés contribueraient à le confirmer ou à l'infirmer. Le problème qui se pose ici est la localisation d'éventuels profils. La géologie de surface suggère que les récifs se situent en bordure des failles, sur les points hauts des blocs mais, à la limite, on peut dire que localiser ces masses récifales revient à « chercher une aiguille dans une botte de foin ». Par contre, trouver l'une d'elles chargée de pétrole ouvrirait des perspectives s'apparentant à celles représentées par le Dévonien de l'Ouest canadien.

- Phase 3 : bassin d'avant-pays en compression

Cette phase compressive est diachronique dans la ceinture de Gaspésie : elle est intervenue à la fin du Dévonien inférieur (Praguien et Emsien) dans la portion du rentrant de Québec (territoire actuel au nord de la faille de Grand Pabos), puis à la fin du Silurien (Ludlovien-Pridolien) et au début du Dévonien (Lochkovien) dans la portion au droit du promontoire du Saint-Laurent (territoire actuel situé au sud de la faille de Grand Pabos).

Dans le rentrant de Québec, il y a eu formation d'une structure complexe sous de grands anticlinaux (biseaux tectoniques, failles aveugles, empilage d'écaillés, possibilités d'écaillage allant jusqu'au soubassement taconien). Ces mouvements tectoniques ont très bien pu favoriser la migration d'hydrocarbures ordoviciens et leur piégeage dans des réservoirs fracturés siluro-dévonien, voire des réservoirs hydrothermaux ordoviciens. Des travaux récents (Kirkwood et al., 2001) ont démontré cette possibilité. La complexité de la structure incite à conclure à des réservoirs de dimension modeste. La migration ayant été plus tardive que celle qui a pu avoir lieu durant la phase

précédente, les hydrocarbures générés proviennent probablement de roches mères plus matures. On peut s'attendre à des réservoirs gaziers comme celui de Galt.

Les écailles chevauchées constituent donc des cibles à explorer. Si la nouvelle sismique 2002 du MRNQ et les forages à venir confirment ce modèle à l'échelle de la Gaspésie, cela pourrait révolutionner notre perception du potentiel pétrolier de cette dernière. Il se pourrait également que la zone de Humber occupe un territoire beaucoup plus vaste sous la ceinture de Gaspésie.

Au droit du promontoire du Saint-Laurent, ce qui correspond actuellement au sud de la Gaspésie et au nord du Nouveau-Brunswick (sud de la faille de Grand Pabos), la géologie structurale est moins bien comprise. Les profils sismiques MRNQ-2002 projetés devraient contribuer à mieux comprendre ce secteur où l'on a cependant répertorié de grands complexes récifaux (La Vieille et West Point). Les masses récifales de West Point sont associées, en géologie de surface, aux failles principales. Il n'est pas évident que les récifs se soient développés en relation avec des blocs basculés comme dans le rentrant de Québec, mais il est fort possible qu'ils soient associés à des blocs soulevés à la faveur de failles inverses dans un régime compressif (Bourque, 2002). Néanmoins, une migration des fluides précoces (au Ludlovien-Praguien) à partir de roches mères ordoviciennes aurait pu alimenter des réservoirs calcaires (West Point ou La Vieille) ou les grès littoraux de l'Anse Cascon. Les travaux de caractérisation de réservoirs ont montré que les calcaires de La Vieille ont développé une porosité de dissolution sous la discordance salinique (Lavoie, 1988) et qu'une partie des calcaires West Point a maintenu une porosité ouverte jusqu'à un enfouissement de 1 200 m (Savard et Bourque, 1989 ; Bourque et al., 2001).

- Phase 4 : coulissage et compartimentation

La tectonique de coulissage qui caractérise cette dernière phase de l'orogénie acadienne a conduit à une compartimentation et à une individualisation de blocs, comme dans le nord-est de la Gaspésie. Cette compartimentation a eu pour effet d'amener côte à côte des unités perméables et des unités imperméables, créant possiblement des barrières à la migration et augmentant ainsi le potentiel de pièges à la faveur de migrations tardives dans le réseau de fractures de cette phase. Si les hydrocarbures proviennent de roches mères ordoviciennes, le mieux qu'on puisse prévoir sont des hydrocarbures gazeux.

Des études ont démontré la présence de niveaux de roche mère dans le Chaleurs supérieur, les calcaires de Gaspé et la base des grès de Gaspé (Bertrand et Malo, 2001). Ces niveaux ont généré une certaine quantité de pétrole qui a migré dans le réseau de fractures ouvertes associé à cette phase de décrochement. Il est difficile d'évaluer l'ampleur de cette génération tardive de pétrole et partant, la possibilité de charger en hydrocarbures des réservoirs aux volumes significatifs. Durant la phase précédente (phase 3), il s'est formé un sillon important au front de l'avancée de la chaîne acadienne, la fosse de Fortin, dans laquelle se déposaient des boues et des argiles (Gr. de Fortin). Les caractéristiques de ces faciès en tant que roches mères potentielles sont

mal connues bien que, dans l'ensemble, il faille admettre que les taux de sédimentation des faciès de Fortin sont élevés et peu propices à la formation de roches mères. Néanmoins, dans l'éventualité de la présence de ces dernières, la grande épaisseur de sédiments du Fortin (plusieurs milliers de mètres) aurait pu conduire à la production d'hydrocarbures. Cet aspect reste à étudier.

Un des points non résolus, quoique important pour la compréhension du système pétrolier de la ceinture de Gaspésie, est la connexion entre cette dernière et la plate-forme d'Anticosti. On voit sur la carte géologique la fin des affleurements de la ceinture avec la ceinture du Nord (NOB sur la figure 1-7). Toutefois, cette limite ne correspond pas nécessairement à l'extension paléogéographique du bassin de Gaspésie, qui devait se poursuivre au moins jusqu'au front structural des Appalaches (figure 1-6). Nous disposons de peu de données nous permettant de connaître la relation entre le bassin de Gaspésie et la plate-forme d'Anticosti. En fait, les seules disponibles proviennent d'un ancien profil sismique de SOQUIP (Granger et Roksandic, 1980) réalisé entre Anticosti et Gaspé. Ce profil montre que les couches de la succession silurienne et potentiellement dévonienne sont présentes et localement déformées entre l'île d'Anticosti et la Gaspésie.

Le secteur est de l'allochtone taconien situé au nord de Gaspé représente maintenant une inversion structurale complète. Les couches de la succession dévonienne situées sur le flanc sud de l'allochtone font partie d'un bloc faillé qui affichait au cours de la sédimentation une très forte composante de rotation vers le nord. Le point haut de ce bloc longe le côté nord de la faille du Bras Nord-Ouest (figure 1-7). Au Dévonien inférieur, l'allochtone taconien (la zone de Humber) était donc enfoui sous une épaisse couverture dévonienne. C'est au cours de l'orogénèse acadienne que les failles normales anciennes ont été réactivées en failles inverses (phase 3). Le basculement des couches dévoniennes vers le sud est interprété dans ce contexte comme étant associé aux mouvements d'inversions structurales qui ont affecté la zone de Humber. Ces données suggèrent que cette dernière est probablement limitée au nord par une faille inverse ou par plusieurs affectant en profondeur le socle grenvillien et se trouvant vraisemblablement plus au nord sous le Chenal Laurentien.

On retrouve donc ici le même contexte géologique que celui reconnu à l'ouest de Terre-Neuve et caractéristique de la zone de Humber, avec une différence majeure entre les deux, qui se situe au niveau de l'érosion. À Terre-Neuve la succession siluro-dévonienne est pratiquement absente. Les mouvements d'inversion acadiens ont soulevé le socle beaucoup plus haut qu'en Gaspésie. De ce fait, l'érosion a été beaucoup plus incisive et il ne reste pratiquement plus rien de ces dépôts. Le socle grenvillien para-autochtone affleure donc sur une grande partie de cette zone. En Gaspésie les mouvements d'inversion des blocs ont été beaucoup moins accentués, ce qui a préservé la succession siluro-dévonienne et les couches de l'unité inférieure de l'érosion post-acadienne.