

## 5 Retombées économiques au Québec

Nous exposons dans ce chapitre une analyse des retombées économiques du projet de développement gazier dans le golfe du Saint-Laurent. Après une présentation de l'approche, les divers types de retombées sont discutés et quantifiés lorsque c'est possible. Une revue de l'expérience de la Nouvelle-Écosse dans sa politique de maximisation des retombées économiques, réalisée dans le cadre d'un projet analogue, conclut ce chapitre.

### 5.1 Approche

En termes d'approche, deux éléments-clés ont orienté les travaux : d'une part, l'application de méthodes d'analyses complémentaires et, d'autre part, l'utilisation d'hypothèses conservatrices.

#### 5.1.1 Méthodes complémentaires

L'utilisation du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec est le point de départ conventionnel et bien connu de l'étude d'impact économique d'un projet d'investissement au Québec. Cette méthode implique cependant de tenir compte de deux éléments importants.

- Le modèle intersectoriel reflète la réalité existante des échanges interindustriels au Québec. Dans le cas d'un secteur industriel qui était jusqu'à maintenant absent de cette structure, il est particulièrement difficile d'estimer l'impact d'un projet d'investissement. Il est possible de quantifier ce type d'impact en décomposant le projet en ses parties individuelles (ex. : gazoduc souterrain), mais la mesure ne peut être aussi fidèle que si le secteur était effectivement présent au Québec.
- Le modèle intersectoriel permet de mesurer l'impact des projets, mais ne prétend pas mesurer leurs retombées structurantes sur l'économie. Par exemple, il mesure l'impact sur le chantier et auprès des fournisseurs répondant aux contrats d'approvisionnement, mais il ne peut estimer les nouvelles activités économiques qui pourraient suivre la mise en place de nouvelles infrastructures gazières au Québec.

Afin de compléter les résultats des simulations faites à l'aide du modèle intersectoriel, l'expérience d'autres provinces est utile pour illustrer de façon concrète comment la mise en œuvre de projets de développement des hydrocarbures et les politiques de maximisation des retombées ont contribué à faire naître une nouvelle industrie. Ainsi, des éléments d'information ponctuels ont été obtenus du gouvernement de la Nouvelle-Écosse et d'Exxon-Mobil Corp. concernant les retombées du projet de l'île de Sable. Bien que cette information soit

utile, il faut dans son interprétation tenir compte du fait qu'il s'agit de projets qui ne sont pas identiques au présent plan d'exploration d'Hydro-Québec et dont l'implantation se fait à partir de structures industrielles différentes de celles du Québec.

Plusieurs recherches d'information ont été effectuées, notamment auprès de Corridor Resources inc. et de Gaz Métropolitain. Les contacts auprès de Corridor Resources inc. ont permis d'obtenir un niveau de détail additionnel sur les grandes composantes de dépenses en capital pendant la phase de développement du plan d'exploration, de même qu'une identification préliminaire des capacités de production québécoises pour ces composantes. Ces capacités ont fait l'objet de discussions additionnelles entre Gaz Métropolitain et TQM.

Les calculs effectués résultent, entre autres, d'hypothèses sur le niveau de contenu local et de « fuites » ou d'importations requises, ces dernières n'ayant donc pas d'impact économique au Québec. Ces hypothèses découlent d'estimations *a priori*. Dans les faits, le niveau d'importation réel dépendra tout particulièrement des facteurs suivants :

- la force de levier d'Hydro-Québec, autrement dit ses atouts dans les négociations avec les autres partenaires du plan d'exploration ;
- les moyens mis en œuvre, tels que la politique de maximisation des retombées économiques et son application ;
- la capacité de l'industrie québécoise d'évoluer pour répondre aux nouvelles opportunités.

En dernière analyse, c'est des entrepreneurs locaux que dépendra l'ampleur des retombées, dans la mesure où ceux-ci seront aptes à saisir les nouvelles occasions d'affaires.

Dès lors, compte tenu des multiples variables encore indéterminées, il n'est pas souhaitable pour l'instant de tenter une mesure trop précise des retombées.

### 5.1.2 Hypothèses conservatrices

Le scénario de base d'Hydro-Québec est volontairement conservateur à plusieurs égards : date tardive du début de la production, montants élevés des investissements, absence de liquides de gaz naturel commercialisés qui auraient un potentiel pétrochimique élevé. Par ailleurs, l'étude des retombées ne tente pas de quantifier les développements ultérieurs qui suivraient vraisemblablement les premiers développements positifs.

En effet, l'expérience à l'extérieur du Québec montre que des découvertes significatives d'hydrocarbures entraînent une poussée de l'intérêt des grands investisseurs internationaux et une multiplication des activités d'exploration, puisque les grands gisements sont rarement isolés. Cela a été le cas notamment en Alberta, à Terre-Neuve et en Nouvelle-Écosse.

D'autres scénarios seront étudiés dans une étape ultérieure, qui impliqueraient notamment la disponibilité de condensats en quantités commercialisables, permettant donc d'approvisionner l'industrie pétrochimique québécoise et de rendre possibles de nouveaux investissements (ex. : SGF Chimie). De plus, des investissements additionnels dans la distribution de gaz le long du parcours de la Gaspésie vers Québec seraient réalisés au cours des années suivant l'entrée en exploitation du gazoduc principal. En effet, des études réalisées par Gaz Métropolitain montrent que la disponibilité de gaz naturel sur la Côte-Nord aurait des conséquences positives pour l'industrie de la région.

L'approche est également conservatrice du fait de l'utilisation de seuils minimaux appliqués au contenu local. Les estimations ont été faites à partir d'une identification préliminaire de la capacité québécoise de répondre à court terme à des occasions d'affaires créées par le type de projet concerné. Ces seuils pourront être ramenés à la hausse à la suite d'un inventaire plus systématique des capacités locales, lorsque les scénarios de travail auront été précisés et rendus publics.

## 5.2 Retombées

Les retombées économiques du présent plan d'exploration se retrouvent à plusieurs niveaux :

- l'impact de l'investissement sur l'emploi,
- les revenus pour le gouvernement du Québec,
- le développement régional,
- le développement industriel,
- le positionnement du Québec en tant que fournisseur énergétique continental.

Il faut se garder de limiter l'analyse d'impact au nombre d'emplois créés, résultant des dépenses de l'investissement. D'une part, le gain d'emplois est surtout concentré sur la phase de développement du plan d'exploration, dont l'impact est ponctuel, limité dans le temps. D'autre part, au-delà du nombre d'emplois, c'est la qualité et l'importance stratégique des nouveaux emplois, en termes de nouvelles expertises québécoises.

Au-delà de l'impact du plan d'exploration sur l'emploi et sur les revenus du gouvernement du Québec, il y a ses retombées, et plus particulièrement ses effets structurants. À part les effets bénéfiques sur les villes (qui feront vraisemblablement l'objet de réseaux locaux de distribution de gaz dans le cadre de projets d'investissements distincts), ces effets structurants concernent les conséquences positives de l'extension des réseaux de transport gazier pour l'industrie, telles la mise en place d'un réseau de fournisseurs de biens et services spécialisés (desservant ce projet et plusieurs autres) et les décisions de nouveaux investissements industriels que la disponibilité de gaz (et éventuellement de condensats) permettra dans l'avenir. Il y a enfin des conséquences stratégiques sur le positionnement du Québec en tant que fournisseur énergétique continental.

Chacune de ces retombées est maintenant examinée.

### 5.2.1 Emplois

L'impact en termes d'emplois se mesure selon les phases du présent plan : l'exploration, le développement et l'exploitation.

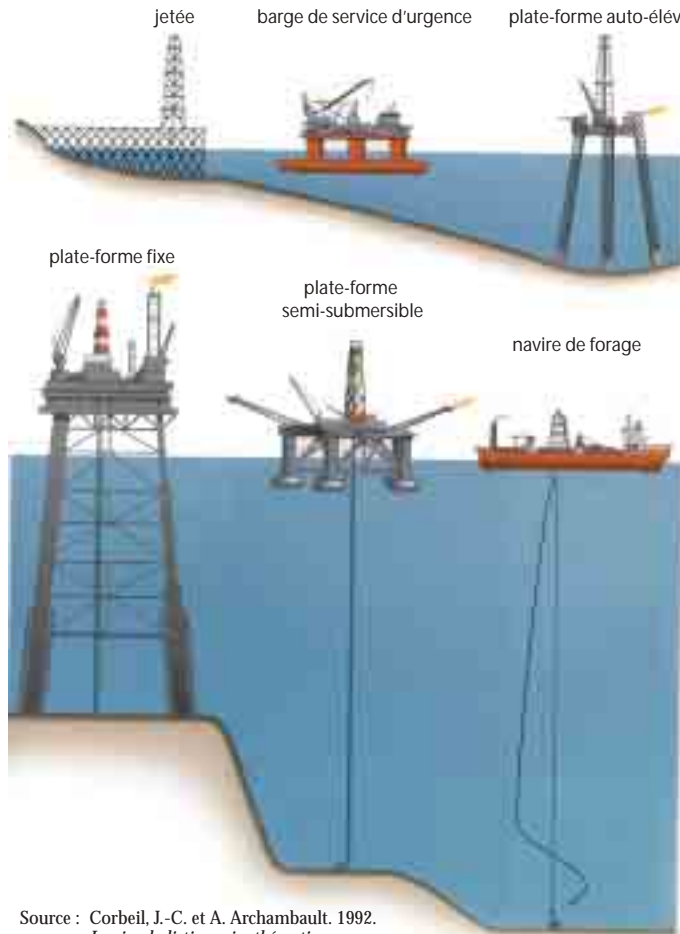
#### ***Exploration***

Le nombre d'emplois sera relativement limité (approximativement de 50 à 100 emplois directs par an entre 2003 et 2006). Il s'agit d'une part des emplois sur les puits et dans les services de soutien logistique et d'autre part des emplois reliés aux études, à la planification et au montage du plan d'exploration. Qualitativement, ces emplois seront particulièrement importants en ce qu'ils permettront de regrouper le noyau de spécialistes de la géologie pétrolière québécoise et à parfaire leurs connaissances du potentiel gazier et pétrolier.

#### ***Développement***

C'est dans cette phase que le nombre d'emplois sera le plus élevé, avec notamment les activités d'ingénierie détaillée, de fabrication, d'assemblage et d'installation. Le modèle intersectoriel estime entre 20 000 et 25 000 années-personnes la charge de travail qui sera requise au Québec pendant la phase de développement du plan d'exploration. Cet estimé couvre le travail en chantier (plate-forme et gazoducs), dans les usines fournissant les matières premières et dans celles produisant les matériaux nécessaires. Cette charge de travail correspond approximativement à 4 000 à 5 000 personnes par an pour la période allant de 2007 à 2011. Ces estimés dérivent de l'utilisation du modèle intersectoriel, qui mesure les impacts notamment en années-personnes (emploi direct et indirect). Il est à noter que le modèle intersectoriel n'estime pas les emplois induits. La mesure, empirique cette fois, du pic de l'emploi donne une autre illustration de l'impact. À titre de comparaison, le projet de l'île de Sable a employé 5 250 personnes au moment le plus fort du chantier (4 500 pour l'extraction et le traitement, 750 pour les gazoducs). Pour le plan d'exploration proposé par Hydro-Québec, le gros de l'impact sur l'emploi se fera vraisemblablement lors de l'assemblage final de la plate-forme et de l'installation des gazoducs, soit entre 2009 et 2011, suivant notre scénario de base (voir la figure 5-1).

Figure 5-1  
Exemples d'équipement de forage en mer



Source : Corbeil, J.-C. et A. Archambault. 1992.  
*Le visuel, dictionnaire thématique français anglais*. Montréal, Éditions Québec/Amérique inc. p. 739.

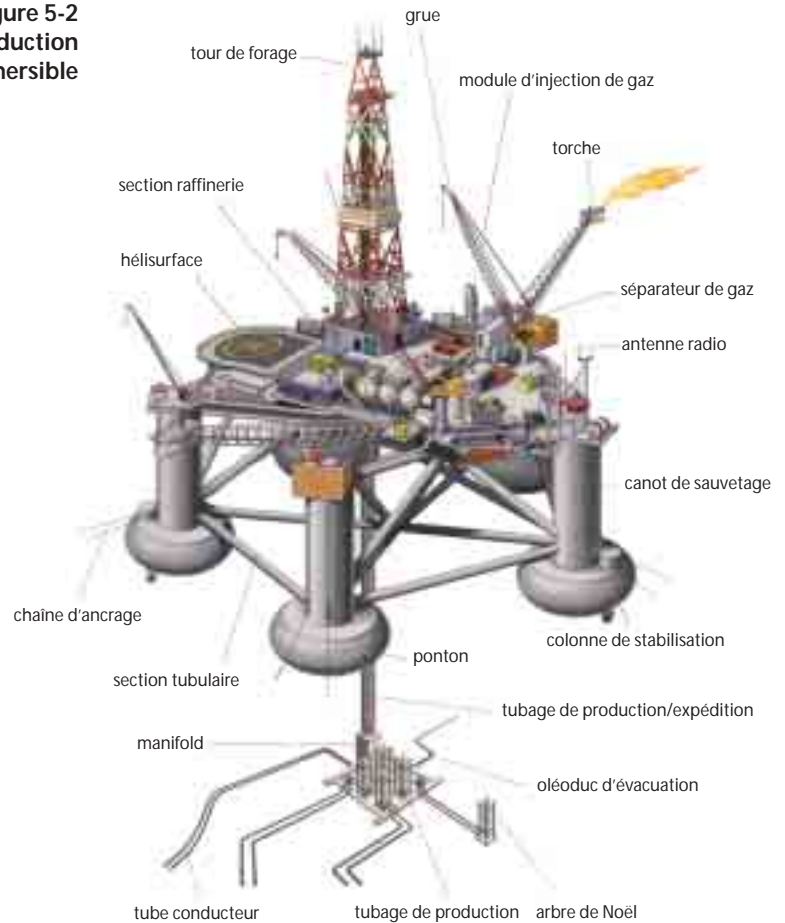
L'estimation de l'emploi durant la phase de développement repose sur une analyse des grandes composantes de cette phase en termes d'investissement en capital, à savoir : le gazoduc souterrain (1,5 milliard de dollars), la plate-forme (1 milliard de dollars) et les puits et le gazoduc sous-marin (1,5 milliard de dollars). À nouveau, ces montants ne comprennent pas les investissements pour les infrastructures de distribution de gaz en Gaspésie et sur la Côte-Nord, qui suivraient vraisemblablement l'extension du réseau de transport. Les capacités de production québécoises varient selon composante :

- **Gazoduc souterrain** : Pourvues essentiellement par des expertises locales, une part importante de l'installation de même que la fourniture de composantes additionnelles compensent l'importation du matériel de base (tuyaux d'acier de qualité spéciale, de grande dimension et conçus pour résister à de fortes pressions). En outre, plusieurs sociétés d'ingénierie possèdent déjà de l'expérience dans le domaine. Il s'agit par exemple de SNC Lavalin, Johnston-Vermette, le Groupe Shaw (acquisition récente du Groupe Roche). La possibilité d'effectuer les

travaux de revêtement de gazoduc au Québec est une opportunité à considérer dans une optique de maximisation des retombées économiques locales. Aux fins d'analyse, les contrats susceptibles d'être accordés à des fournisseurs établis au Québec sont estimés à 1 milliard de dollars.

- **Plate-forme** : Plusieurs fournisseurs établis au Québec possèdent de l'expérience dans la fourniture et l'assemblage de structures de grand gabarit et d'équipements comparables à ceux des plates-formes d'extraction d'hydrocarbures. À titre d'exemples : les Industries Davie (expérience avec la plate-forme Petrobras ; voir la figure 5-2), ADF (expérience dans des usines chimiques), Rolls-Royce (turbines industrielles). Les contrats qui pourraient être attribués à des fournisseurs établis au Québec sont estimés à 500 M\$.

**Figure 5-2**  
**Plate-forme de production**  
**semi-submersible**



• **Puits et gazoduc sous-marin :**  
 Ces composantes du plan sont largement sous-traitées à des entrepreneurs internationaux, absents du Québec. La part de ce dernier sera vraisemblablement limitée à des pièces spécifiques telles que la robinetterie industrielle. Les contrats qui pourraient être octroyés à des fournisseurs établis au Québec sont estimés à 150 M\$.

Le tableau 5-1 présente la ventilation des composantes de dépenses en capital du plan et l'estimé des contrats qui pourraient être accordés à des fournisseurs établis au Québec.

**Tableau 5-1**  
**Répartition des coûts et estimé de la valeur des contrats potentiels –**  
**Phase de développement**

| Principales dépenses de capital | Coût (M\$)   | Contrats potentiels auprès de fournisseurs établis au Québec (M\$) |
|---------------------------------|--------------|--|
| Gazoduc de transport souterrain | 1 500        | 1 000  |
| Puits et gazoduc sous-marin     | 1 500        | 1 500  |
| Plate-forme                     | 1 000        | 500  |
| <b>Total</b>                    | <b>4 000</b> | <b>1 600</b>   |

Source : Corbeil, J.-C. et A. Archambault. 1992. *Le visuel, dictionnaire thématique français anglais*. Montréal, Éditions Québec/Amérique inc. p. 738.

### ***Exploitation***

Le niveau d'emploi sera de l'ordre de 200 à 250 emplois directs par an. De façon estimative, et selon l'expérience de l'île de Sable, les emplois créés se trouveront dans les catégories suivantes :

- fonctionnement des plates-formes et entretien des puits : environ 100 emplois ;
- logistique des services d'infrastructures en mer (ex. : services de transport par bateau et par hélicoptère) : 75 emplois ;
- service des gazoducs : 25 emplois ;
- bureau : 40 emplois.

Au total, entre 200 et 250 emplois directs permanents seront donc créés et maintenus par l'exploitation continue de l'infrastructure mise en place et pour la période se situant entre 2012 et 2025. Ce niveau est cependant peu représentatif de la nouvelle réalité. En effet, il est vraisemblable que l'emploi sera plus élevé si l'on se base sur les situations dans les autres régions pétrolières et gazières, où la découverte initiale de gaz en quantité substantielle a entraîné des activités d'exploration additionnelles qui ont elles-mêmes abouti à de nouveaux investissements. L'estimé ne tient pas compte non plus de la mise en service possible d'un gisement de barytine dans la région d'Upton. La barytine est en effet utilisée comme fourniture dans l'exploitation gazière. Le niveau de 200 à 250 emplois constitue donc un minimum.

Enfin, et au-delà du nombre d'emplois créés par le présent plan, c'est l'expertise développée qui aura un réel effet structurant. Cette expertise s'acquerra par le biais de contrats d'approvisionnement, de transferts de technologie, de contrats de recherche auprès de centres de recherche (ex. : INRS-Géoressources), au contact des grands opérateurs internationaux.

#### ***5.2.2 Revenus pour le gouvernement***

Les revenus du gouvernement du Québec varieront selon la phase du projet. Très limités durant l'exploration, ils seront significatifs pour les phases de développement et d'exploitation.

##### ***Développement***

Les revenus pour le gouvernement du Québec proviendront essentiellement des impôts personnels prélevés sur les emplois générés pour la construction du projet, de même que sur les taxes de vente et autres prélèvements (CSST, FSS, RRQ). Ces revenus sont estimés à 200 M\$ pour la totalité de la période de développement (2007-2011).

##### ***Exploitation***

Outre les dividendes versés par Hydro-Québec, les revenus du gouvernement proviendront essentiellement de redevances et d'impôts sur les entreprises, les unes et les autres sujettes à un grand nombre de variables (ex. : prix futurs, emplacement exact du gisement sur la

frontière inter-provinciale, profit des sociétés). Une estimation de ces revenus peut cependant être faite sur la base de la formule actuelle (12,5 % sur les revenus nets du projet plus une estimation pour les impôts sur les entreprises). La formule actuelle de redevance pourrait cependant être révisée à la suite des résultats de la phase d'exploration et aux dépenses qui y auront été consacrées. En utilisant ainsi un taux de 15 % sur les revenus nets, à titre d'estimation des revenus de redevance et d'impôt, les revenus pour le gouvernement du Québec s'élèveraient à 1,8 milliard de dollars pour la période 2012-2023, soit un montant moyen de 150 M\$ par an. Les compagnies d'exploration pourraient cependant demander au gouvernement de ne pas imposer de redevances pour le premier projet de mise en valeur du territoire *offshore* (ou tout au moins pour une période permettant aux investisseurs de récupérer leur mise de fonds). Ce n'est qu'après ce projet initial et en tenant compte de l'intérêt du sous-sol québécois que le gouvernement pourra fixer une politique de redevance adaptée.

### 5.2.3 Développement régional

Les retombées en termes de développement régional incluent : les revenus de taxation pour les municipalités de l'ordre de 15 M\$ par an, les possibilités de distribution locale dans des régions non desservies jusqu'ici (Bas-Saint-Laurent, Gaspésie, Côte-Nord, îles de la Madeleine) si le volume le justifie, de même que la mise en place d'éléments déclencheurs de projets futurs du fait de la disponibilité de ces nouvelles infrastructures énergétiques.

Nous avons la preuve des conséquences positives pour l'industrie de la disponibilité du gaz naturel. Ainsi, l'approvisionnement en grande quantité (auparavant en place seulement sur la rive nord du fleuve) a été un élément important dans l'essor du parc industriel et portuaire de Bécancour au cours des années 1980. La consommation annuelle de gaz dans le parc est actuellement de 7,5 Bcf alors qu'elle était de moins de 1 Bcf par an au début des années 1980. Dans la même optique, la mise en place d'infrastructures énergétiques favorisera l'implantation d'un terminal méthanier (particulièrement pertinent pour la rentabilisation à long terme des infrastructures de transport de gaz), de même que le développement de nouvelles capacités de production industrielles sur la Côte-Nord (déjà identifiées par Gaz Métropolitain).

Finalement, étant donné qu'un réseau de transport sera désormais en place, il sera plus facile d'atteindre les volumes minimaux permettant de rentabiliser les investissements requis pour la distribution locale sur le parcours du gazoduc.

De façon générale, le lien entre le développement d'infrastructures de transport gazier et le développement régional est indirect mais réel. Non seulement le renforcement des infrastructures de services publics dans les régions ne peut que favoriser le maintien et l'expansion des activités économiques, mais encore le coût est marginal, puisque les infrastructures de transport seront déjà en place. On sait en effet que lorsque ce n'est pas le cas, l'extension du réseau de transport dans des régions nouvelles nécessite souvent une assistance gouvernementale, à



moins que la demande locale soit considérable ou que les utilisateurs soient prêts à payer un prix plus élevé.

Le projet actuel peut donc signifier la fin de la problématique de « bout de réseau » avec ses effets négatifs (prix élevés) pour les acheteurs de gaz au Québec.

#### **5.2.4 Développement industriel**

Une façon d'évaluer *a posteriori* les impacts structurels de projets de développement des hydrocarbures consiste à examiner l'industrie pétrolière et gazière dans les provinces où ont eu lieu plusieurs projets de ce type. Leur taille, leur expertise sont en effet un reflet tangible de la capacité des économies des provinces à développer de nouveaux secteurs d'activité. Centrés au départ sur la fourniture des grands projets, ces secteurs acquièrent graduellement des compétences exportables. On observe ainsi dans les trois provinces Maritimes de même qu'en Alberta la naissance, voire la maturation, d'industries de produits et services spécialisés.

##### *Terre-Neuve*

À Terre-Neuve, on dénombre plus de 200 sociétés travaillant de façon permanente pour le secteur pétrolier et gazier, surtout dans le domaine de l'exploration (ex. : études sismiques, forages), des relevés (photo aérienne, cartographie, arpentage), de l'ingénierie, des fournitures (ex. : lubrifiants), des études (environnement, santé et sécurité), des services (transport aérien, maritime) et de l'assemblage de plate-forme (site de Bull Arm). La province œuvre en particulier au développement d'une expertise spécifique dans le domaine océanographique (ex. : mouvements des icebergs).

##### *Nouvelle-Écosse*

En Nouvelle-Écosse, on constate l'établissement d'un réseau de fournisseurs de biens et services (environ 500 entreprises), la mise en place d'un réseau local de distribution (investissement prévu de l'ordre de 1 milliard de dollars) et de fabrication associée (tuyauterie de plastique). En outre, l'implantation d'une industrie de transformation pétrochimique (utilisation de l'éthane et des GNL) est envisagée ainsi que le développement d'une expertise dans l'ingénierie *offshore* en eaux profondes, les forages et les études sismiques.

##### *Nouveau-Brunswick*

Bien que le Nouveau-Brunswick ne soit pas producteur d'hydrocarbures, il espère tirer profit de sa situation sur le tracé du gazoduc de M&NE pour établir des distributeurs locaux de gaz naturel. De plus, la disponibilité des hydrocarbures dans l'est du Canada permet d'approvisionner à Saint-Jean la raffinerie Irving Oil, qui est actuellement la plus grande raffinerie au Canada à la suite de son expansion récente au coût de 1 milliard de dollars. Irving Oil se positionne actuellement

pour devenir un joueur dans la distribution de gaz naturel et pour accueillir et faire fonctionner un terminal méthanier.

### *Alberta*

À plus long terme, une industrie mise sur pied pour desservir les besoins locaux finit par être en mesure d'alimenter des projets à l'extérieur et développer des expertises spécifiques. L'exemple de l'Alberta est pertinent. L'industrie locale y a développé plusieurs de ces expertises (études géophysiques 3-D, télédétection thermique par satellite, forages horizontaux, étude de gisements, techniques liées au pétrole super lourd, gestion des émissions de CO<sub>2</sub> dans les gisements épuisés, récupération de pétrole dans les champs imbibés, nouvelles technologies de forage). On note également qu'une industrie pétrochimique de grande envergure est en développement.

#### **5.2.5 Fournisseur énergétique continental**

Une découverte sera un atout majeur pour le positionnement du Québec en tant que fournisseur gazier dans le nord-est de l'Amérique du Nord. En premier lieu, le bilan énergétique gazier deviendra positif. En 2000, le Québec importait pour 1,4 milliard de dollars de gaz en provenance de l'Alberta. Avec le projet Old Harry en production (ou l'équivalent), le Québec aurait été (pour l'année 2000) un exportateur net de 800 M\$, ce qui aurait représenté un effet positif net de 2,2 milliards de dollars sur les flux monétaires.

En effet, selon les prévisions de croissance de la consommation québécoise, un projet de la taille de Old Harry permettrait de combler les besoins gaziers de la province à partir de 2013 et d'en exporter environ 135 Bcf de plus chaque année. En plus de l'alimentation de ses régions non desservies à l'heure actuelle (Bas-Saint-Laurent, Gaspésie, Côte-Nord, îles de la Madeleine), le Québec sera donc en position d'alimenter les marchés extérieurs suivants :

- **Maritimes** : Il existe une possibilité d'alimenter des régions non desservies en gaz naturel, telles que le nord du Nouveau-Brunswick. Dans le cas particulier des clients potentiels de cette région (centrales thermiques), les promoteurs du projet de gazoduc M&NE indiquent clairement que sans subvention, ils sont peu susceptibles de réaliser des branchements, ceux-ci devant en effet tenir compte des prix des énergies de substitution et des coûts de conversion, en plus d'obtenir des contrats d'approvisionnement fermes à long terme.
- **Nouvelle-Angleterre** : La Nouvelle-Angleterre est actuellement en train d'étendre sa capacité de production électrique à partir du gaz naturel. L'augmentation de son approvisionnement régional (déjà débuté avec le projet de l'île de Sable) lui sera moins coûteux que l'augmentation des capacités de transport à partir du golfe du Mexique ou de l'Ouest canadien.
- **Reste des États-Unis** : Le Québec pourra alimenter (*back-loading*) le réseau gazier nord-américain (en conjonction avec le projet de l'île de Sable et possiblement la production d'Hibernia)

Au-delà de l'accès au gaz en provenance du gisement Old Harry, plusieurs facteurs contribueront à optimiser le marché du gaz naturel au Québec :

- **Diversité des sources d'approvisionnement** : La nouvelle diversité des sources d'approvisionnement gazier au Québec signifiera la fin de la captivité par rapport au gaz de l'Ouest canadien.
- **Meilleure rentabilité des gazoducs** : Des flux accrus permettront l'optimisation des gazoducs (ex. : transit du gaz naturel en provenance soit de Hibernia, soit de développements similaires à Old Harry du côté terre-neuvien, soit de tous ces gisements).
- **Prix** : La disponibilité au Québec de gaz en provenance de l'ouest et de l'est rendra plus facile la mise en place d'un organisme de transport régional.
- **Flexibilité** : L'utilisation des gisements vides ou épuisés comme réservoirs de stockage permettra des économies substantielles si les sites sont rapprochés de la terre ferme. Cette situation contribuera à l'optimisation des prix pour les consommateurs locaux. Ce sera donc la fin de la problématique de « bout de réseau » qui touche actuellement les utilisateurs de gaz au Québec. Au lieu de n'être qu'un consommateur relativement mal positionné au point de vue géographique et commercial, le Québec renforcera sa position en tant que fournisseur énergétique (d'électricité et de gaz) continental.

### **Conclusion**

Depuis la fermeture de la plus grande partie des capacités de raffinage dans l'est de Montréal au début des années 1980, les provinces de Terre-Neuve et de Nouvelle-Écosse, largement aidées dans la recherche pétrolière par des subventions et des crédits fiscaux fédéraux, ont connu un essor remarquable dans le secteur des hydrocarbures, qu'il s'agisse de Terre-Neuve (projets Hibernia, Terra Nova et White Rose), de la Nouvelle-Écosse (Panuke-Cohasset, île de Sable, Deep Panuke) et même du Nouveau-Brunswick, pourtant dépourvu de gisements (la raffinerie Irving Oil est depuis son expansion en 2001 la plus grande au Canada).

Le projet aura pour effet d'aider à rattraper le retard considérable du Québec sur les provinces Maritimes dans le traitement des hydrocarbures. Il est clair cependant qu'un tel rattrapage ne peut se faire en quelques années. Les expertises, les infrastructures, les capacités de production nécessitent en effet des investissements soutenus. Pour sa part, Hydro-Québec a été traditionnellement prête à faire les efforts que requiert l'établissement des infrastructures. Pour illustrer le résultat de ces efforts, citons le niveau de contenu local dans la fabrication des infrastructures hydroélectriques. De l'ordre de 75 %, c'est un niveau élevé par rapport à plusieurs autres secteurs industriels (ex. : matériel de transport).

Si on le compare à l'impact qu'a eu le développement hydroélectrique au Québec, le plan actuel a le potentiel de faire faire un saut qualitatif à la structure économique et industrielle du Québec au cours des quinze prochaines années.

### 5.3 Politique de maximisation des retombées industrielles

La politique de retombées industrielles d'un tel plan englobe plusieurs composantes : établissement d'un bureau-chef, achats locaux, formation et embauche locale, transferts de technologie, contrats de recherche et transformation en aval. L'intervention politique couvre également les éléments de retombées sociales (communautaires, etc.) non décrites dans le présent plan. Dans le cas du projet de l'île de Sable en Nouvelle-Écosse, voici comment cette politique de retombées industrielles se matérialisait, à la fin de 2001 :

- **Bureau-chef** : Le bureau-chef comporte plusieurs postes supérieurs dans les fonctions clés : ingénierie, exploitation, forages, risque et performance, R&D, construction, ressources humaines et formation. Évidemment, le bureau-chef se limite aux fonctions d'exploitation, une fois le développement terminé.
- **Achats locaux** : La mise en place d'une politique élaborée faisant l'objet de suivis rigoureux permettra de maximiser l'attribution de contrats à des entreprises locales. Au total, cette politique se traduira par 547 M\$ en dépenses locales, dont la main-d'œuvre locale, les matériaux fabriqués localement et la valeur ajoutée sur les matériaux importés.
- **Embauche locale et formation** : À la fin de 2001, 19 M\$ avaient été dépensés par les investisseurs pour la formation et le placement de main-d'œuvre locale.
- **Transferts de technologie** : À la fin de 2001, 13 M\$ avaient été dépensés auprès de firmes locales. À titre d'exemple, plusieurs transferts réalisés ont impliqué SNC-Lavalin.
- **Contrats de recherche** : Au total, à la fin de 2001, 18 M\$ de contrats avaient été attribués à des organismes de R&D de la Nouvelle-Écosse, dont plusieurs contrats de développement d'instrumentation (ex. : télésurveillance pour la température et la pression dans les puits).
- **Transformation en aval** : Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse garde une option sur l'utilisation de condensats pour l'approvisionnement d'une éventuelle industrie pétrochimique locale.

Ces retombées non négligeables ont été obtenues par un gouvernement qui n'était pas partenaire du projet, dans une province dont l'économie est moins industrialisée que celle du Québec et donc moins apte à pouvoir bénéficier des occasions offertes. Il y a donc lieu de croire que le Québec serait en bonne position pour obtenir au moins les mêmes retombées.

La politique de maximisation des retombées économiques constitue un objectif naturel pour le gouvernement du Québec qui peut d'ailleurs

compter sur Hydro-Québec pour en assurer la mise en place, comme ce fut le cas pour l'industrie électrique. Le principe de la maximisation des retombées économiques locales, naturel et désirable, doit cependant être modulé dans le cadre d'une négociation avec le partenaire-opérateur. Ainsi, la présence d'un seul projet de développement des hydrocarbures ne justifie pas nécessairement la mise en place de capacités de production permanentes (ex. : les projets d'extension de gazoducs de transport au Québec n'ont pu justifier la fabrication locale de gazoducs dans le passé).

Cependant, la taille du présent plan et surtout la perspective d'autres projets de développement des hydrocarbures dans l'estuaire du Saint-Laurent donnent un argument de poids en faveur de la localisation d'unités de fabrication locales destinées à approvisionner les projets futurs. La perspective la plus réaliste s'organise vraisemblablement selon :

- la maximisation des attributions locales de contrat par tous les moyens disponibles (sollicitation préalable des fournisseurs pour les nouvelles opportunités, processus d'appel d'offres transparent, interventions auprès d'entreprises locales susceptibles d'élargir leurs activités dans le cadre des nouvelles opportunités) suivies de négociations les plus « serrées » possible, en tenant compte de la force de négociation ;
- les éléments de politique de facilitation de l'émergence d'une nouvelle grappe industrielle (tels que la formation, la R&D, les regroupements d'entreprises, le développement de la sous-traitance).

Avec une politique de maximisation des retombées économiques réaliste, appliquée de façon systématique à long terme, le succès du développement d'une industrie hydroélectrique au Québec peut être reproduit pour les hydrocarbures.



## 6 Organisation matérielle et ressources humaines

### 6.1 Emplacement de l'équipe Exploration – Pétrole et gaz

L'équipe Exploration – Pétrole et gaz sera située à Québec. Des locaux ont été loués à cet effet à la Place d'Iberville IV, sur la rue de la Vigerie, afin d'y accueillir l'équipe de professionnels d'Hydro-Québec.

On trouve déjà à Québec plusieurs professionnels d'expérience dans le domaine de la recherche pétrolière et gazière. Des organismes tels l'INRS-Géoressources, l'Université Laval et Ressources Naturelles Québec y sont installés. En outre, SOQUIP, une filiale de la SGF, a ses bureaux dans cette ville. Elle y maintient l'ensemble des données géoscientifiques provenant des levés sismiques qu'elle a réalisés au Québec durant les trente dernières années. Il est probable qu'Hydro-Québec et ses partenaires auront régulièrement recours à cette banque de données.

### 6.2 Structure administrative

L'équipe Exploration – Pétrole et gaz fait partie du Groupe – Secteur gazier d'Hydro-Québec. Elle est dirigée par un vice-président, assisté de deux directeurs.

- **Vice-président – Exploration – Pétrole et gaz**

Le titulaire relève directement du vice-président exécutif – Secteur gazier. Il dirige l'équipe d'exploration à Québec et s'assure de la réalisation du programme d'exploration avec les partenaires.

- **Directeur – Exploration**

Le titulaire relève directement du vice-président – Exploration – Pétrole et gaz. Il dirige l'équipe de professionnels – géologues, géophysiciens et autres spécialistes – nécessaire à la planification et au suivi des travaux. Il précise les cibles des forages, valide les budgets d'investissement proposés et s'assure du suivi des travaux réalisés par les partenaires-opérateurs.

- **Directeur – Administration – Pétrole et gaz**

Le titulaire relève directement du vice-président – Exploration – Pétrole et gaz. Il assure la gestion de tous les aspects administratifs liés aux activités du bureau de Québec, y compris la coordination des interventions et la présentation des dossiers aux gouvernements et autres organismes réglementaires en matière d'exploration des hydrocarbures au Québec. Il élabore une stratégie d'optimisation

des retombées économiques découlant des activités d'exploration pour les régions de la Côte-Nord, des Îles-de-la-Madeleine et de la Gaspésie.

Le travail de plusieurs employés d'Hydro-Québec à Montréal s'ajoutera au travail de l'équipe d'exploration qui se trouvera à Québec. Les analyses financières, la fiscalité, les affaires juridiques, la négociation des contrats d'affermage et l'interaction avec les activités de Gaz Métropolitain et d'Enbridge sont des éléments qui continueront à être gérés à partir du siège social d'Hydro-Québec à Montréal.

### **6.3 Effectif**

À terme, l'effectif ne devrait pas dépasser 25 personnes à Québec. Constituée au départ (2002) de sept nouveaux employés, l'équipe sera agrandie au fur et à mesure de la mise en œuvre du plan d'exploration.



## 7 Conclusion

### 7.1 Sommaire des objectifs d'exploration

#### *Territoires terrestres*

En Gaspésie, sur l'île d'Anticosti et aux îles de la Madeleine, les permis de recherche déjà accordés par le ministère des Ressources naturelles du Québec couvrent une portion importante de ces territoires. Compte tenu de cette situation, Hydro-Québec n'estime pas nécessaire à ce moment-ci d'acquiescer de nouveaux permis.

Sur ces territoires, particulièrement en Gaspésie, Hydro-Québec entend appuyer les entreprises détentrices qui lui offriront une participation à des programmes d'exploration qui présentent de bonnes chances de réussite. Déjà, toutes les entreprises détentrices de permis ont été informées des objectifs d'Hydro-Québec et des négociations sont en cours avec un certain nombre d'entre elles.

#### *Gaspésie*

En Gaspésie, les activités d'exploration sont le fait d'entreprises de taille relativement petite pour cette industrie. Par son implication en exploration avec des budgets significatifs, Hydro-Québec pourrait devenir un partenaire de premier plan pour ces entreprises. Dans ce territoire la géologie est complexe, mais la présence d'hydrocarbures ne fait aucun doute. D'ailleurs la compagnie Junex y produit déjà de petites quantités de gaz naturel à partir de la formation géologique de Galt. L'enjeu principal consiste maintenant à développer Galt et à identifier d'autres structures qui pourraient contenir des quantités commercialement exploitables.

Si le sous-sol gaspésien cache des structures géantes, celles-ci se trouvent à des profondeurs qui les mettent hors de portée des détenteurs de permis. En raison des coûts importants qui devraient être encourus, nous considérons pour le moment qu'il serait trop risqué d'engager un programme qui viserait à atteindre ces structures.

En partenariat avec les entreprises présentes sur le territoire, Hydro-Québec tentera plutôt d'identifier des réservoirs plus modestes mais qui permettraient néanmoins une exploitation commerciale rentable. Une telle production viserait davantage à satisfaire les besoins locaux et à fournir la base d'un développement industriel durable pour la région.

Des négociations sont présentement en cours avec la compagnie Junex inc. qui se distingue tant par l'étendue de son territoire que par le niveau de ses activités en Gaspésie. Une entente pourrait être conclue dans les prochaines semaines selon laquelle Hydro-Québec investirait avec Junex inc. et d'autres partenaires jusqu'à 3,8 M\$ d'ici la fin de l'année 2002 sur les permis de Junex en Gaspésie.

D'autres discussions, pour le moment à l'état embryonnaire, sont en cours avec d'autres détenteurs de permis. Au cours des quatre prochaines années, Hydro-Québec entend investir jusqu'à 30 M\$ en Gaspésie.

### *Île d'Anticosti*

Les permis d'exploration accordés à Corridor Resources inc. et à Shell Canada couvrent la quasi-totalité du territoire. L'île d'Anticosti est située au centre du bassin sédimentaire du même nom. Ce dernier couvre la totalité de l'estuaire du Saint-Laurent jusqu'à l'extrémité ouest de Terre-Neuve où une découverte de pétrole a été effectuée en 1995. Ce territoire immense et peu exploré est susceptible de renfermer des structures capables d'abriter un gisement de classe mondiale.

Corridor Resources inc. a déjà invité Hydro-Québec à participer à trois forages sur son domaine minier afin de vérifier de nouvelles hypothèses. Hydro-Québec a indiqué son intérêt.

Sur l'île d'Anticosti, Hydro-Québec souhaite également s'associer à Shell Canada.

En s'associant avec ces deux entreprises, Hydro-Québec poursuit l'objectif d'acquérir une information susceptible de s'appliquer à l'ensemble du bassin d'Anticosti, y compris le territoire marin.

### *Îles de la Madeleine*

Les permis détenus par Corridor Resources inc. couvrent presque en entier le territoire des Îles-de-la-Madeleine. Cette entreprise a de plus proposé à Hydro-Québec une participation à un nouveau forage d'exploration.

Les îles de la Madeleine ne représentent qu'une faible portion du bassin de Madeleine. Si les structures géologiques de ce bassin sédimentaire sont vraiment similaires à celles que l'on retrouve dans le golfe du Mexique, elles pourraient contenir de grandes quantités d'hydrocarbures.

### ***Le domaine marin du Québec***

Malgré le potentiel indéniable de cet immense territoire, l'incertitude qui concerne l'exploration et la propriété des ressources ont amené l'industrie pétrolière à ne pas y déployer des efforts importants.

L'entreprise Corridor Resources, une petite entreprise basée à Halifax, a toutefois réussi à identifier la structure géologique Old Harry qui a le potentiel de renfermer des réserves importantes de gaz naturel et possiblement d'hydrocarbures liquides. Selon les experts consultés, cette structure est prête à être forée.

Hydro-Québec entend s'associer à Corridor Resources et à des entreprises majeures de l'industrie pétrolière pour y réaliser un forage

aussitôt qu'une entente administrative pourra être conclue à cet effet entre le gouvernement fédéral et le gouvernement du Québec.

Mise à part la structure Old Harry, tout reste à faire en matière d'exploration sur ce territoire. Nos consultations auprès de l'industrie pétrolière indiquent la nécessité de réaliser en premier lieu un vaste programme d'acquisition de données sismiques.

En attendant la levée du moratoire sur l'allocation de permis d'exploration, Hydro-Québec, avec des partenaires, entend demander aux deux paliers de gouvernement les permis nécessaires à la réalisation d'un programme sismique qui serait élaboré sur l'ensemble du territoire marin.

Ce programme, au coût d'environ 40 M\$, s'étalera de l'automne 2002 jusqu'au début de 2006. Les quatre phases de ce programme viseront à identifier des structures géologiques à fort potentiel et à préciser des cibles de forage. Les forages pourront débuter au cours de l'année 2005 ou aussitôt que des structures importantes seront localisées.

Dans la mise en œuvre de ce programme sismique, Hydro-Québec entend déployer tous les efforts nécessaires pour s'associer avec des partenaires de l'industrie et partager avec eux les coûts du programme.

Hydro-Québec pourra aussi récupérer une partie des sommes qu'elle aura consacrées à l'acquisition des données grâce à la mise en valeur ultérieure des informations recueillies. Dans un contexte où le moratoire serait levé, ces informations posséderont une bonne valeur pour les entreprises désireuses de participer à un éventuel appel d'offres.

## 7.2 Principes d'intervention

Le plan d'exploration d'hydrocarbures d'Hydro-Québec est un ensemble de propositions d'actions sur le terrain basées sur les connaissances géologiques et géophysiques actuelles. Le type, la forme et l'ampleur de ces activités évolueront au fur et à mesure de l'acquisition des nouvelles connaissances qui seront intégrées au cours du déroulement du plan. On prévoit que ce plan s'étendra sur une période de neuf ans.

Le plan sera encadré par certaines orientations qui guideront sa réalisation.

### 1. Hydro-Québec agira en partenariat avec l'industrie

Tel que précisé dans l'Addenda au *Plan stratégique 2002-2006*, Hydro-Québec entend jouer un rôle de catalyseur en matière d'exploration pétrolière et gazière au Québec. Il n'est pas question de se substituer aux membres de l'industrie ou de s'imposer dans le processus des entreprises d'exploration. On tentera plutôt d'initier de nouvelles actions avec les entreprises participantes ou de faciliter l'éclosion de leurs projets afin de mettre à jour le potentiel des principaux bassins

sédimentaires visés : la Gaspésie et le domaine marin québécois (fleuve, estuaire et golfe du Saint-Laurent).

Outre certains travaux de base qui pourraient être financés principalement par Hydro-Québec (cartographie, levés sismiques de reconnaissance), le mode d'intervention privilégié sera donc l'affermage. Par ce moyen, Hydro-Québec achètera des intérêts dans des permis d'exploration d'entreprises d'exploration en payant la totalité ou une partie des travaux d'exploration (levés sismiques, forages et autres). C'est de cette façon qu'Hydro-Québec entend maintenir son niveau de participation à une moyenne de 20 % sur l'ensemble du plan. Nous anticipons donc que les quelque 330 M\$ prévus au cours des neuf prochaines années devraient générer des activités d'exploration de l'ordre de 1,5 milliard de dollars en comptant la part des partenaires. Des retombées économiques encore plus importantes découleraient de découvertes significatives.

## **2. L'ensemble du plan doit viser l'atteinte de performances financières supérieures**

L'exploration pétrolière et gazière est une activité à haut risque. Elle permettra d'atteindre des retours sur investissements supérieurs à 20 % seulement si des découvertes significatives sont réalisées.

Les niveaux de rentabilité atteints, le cas échéant, seront largement influencés par la période et le nombre de forages d'exploration requis avant de réaliser des découvertes qui permettront la mise en production. Selon l'hypothèse d'une découverte majeure réalisée au début du plan, les rendements financiers attendus seraient de beaucoup supérieurs.

Ces calculs font abstraction des impôts sur le revenu évités par Hydro-Québec en raison de son statut de société non imposable. Ces calculs font aussi abstraction des autres avantages financiers qui en découleraient pour le gouvernement du Québec.

## **3. Procéder rigoureusement avec la volonté de développer une expertise québécoise rompue aux meilleures pratiques de l'industrie de l'exploration**

Une démarche moderne en exploration d'hydrocarbures procède rigoureusement et par étapes.

- a. Synthèse de l'information disponible et détermination de zones propices.
- b. Premiers levés sismiques de reconnaissance.
- c. Analyse et détermination des sites les plus prometteurs.
- d. Levés sismiques détaillés.
- e. Analyse et détermination de cibles.
- f. Forage(s) (parfois précédé(s) de nouveaux levés sismiques de détail pour déterminer une cible encore plus précisément).

- g. Analyse des résultats obtenus et confrontation avec les concepts élaborés pour motiver le forage et rajuster le tir le cas échéant.
- h. Poursuite du plan sur les mêmes bases, sur de nouvelles bases ou abandon.

Dans le but de réaliser la première étape, il sera très important d'avoir accès aux données géologiques et géophysiques que SOQUIP a acquises au cours de ses travaux d'exploration au Québec jusqu'en 1984.

Hydro-Québec voudra aussi s'assurer que l'expertise québécoise existante soit mise à contribution, qu'elle soit élargie et stimulée. L'Institut français du pétrole (IFP), reconnu mondialement dans l'industrie, ainsi que l'INRS, l'Université Laval, le Centre géoscientifique du Québec et le bureau de Québec de la Commission géologique du Canada pourront nous assister tout particulièrement pour l'acquisition et l'interprétation des données sismiques. On s'assurera ainsi qu'on utilisera les meilleures pratiques de l'industrie.

#### **4. Débloquent l'impasse sur l'émission des permis dans le domaine marin**

L'effort d'exploration dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent dépend en grande partie de la réalisation d'une entente entre le gouvernement du Québec et le gouvernement fédéral.

Hydro-Québec a déjà entrepris de convaincre certaines entreprises actives dans ces régions de proposer des travaux d'exploration précis pour réalisation au cours des prochaines années. Nous croyons en effet que si de tels travaux sont proposés, ils contribueront à faciliter une entente entre les gouvernements. Comme on le décrit plus loin dans cette section, Hydro-Québec travaillera dans un premier temps à réaliser avec des partenaires un premier puits d'exploration sur la structure géologique Old Harry. Pour y parvenir, une entente administrative entre Ottawa et Québec est requise. Les deux principaux sujets à régler concernent les aspects environnementaux relatifs à un forage et la propriété des réserves d'hydrocarbures qui pourraient être découvertes.

#### **5. Effort soutenu sur cinq à dix ans**

Le maintien de l'effort d'exploration est un élément critique de tout plan. Cela relève des caractéristiques mêmes de ce type d'activité de recherche.

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.

La présence d'hydrocarbures dans le sous-sol québécois ne fait pas vraiment de doute en raison des découvertes réalisées dans le passé et parce que la plupart des forages ont rencontré des indices d'hydrocar-

bures. Par un travail appliqué et soutenu, on déterminera s'il existe des quantités additionnelles commercialement exploitables d'hydrocarbures dans le sous-sol québécois.

## **6. Maximiser les retombées économiques au Québec**

Depuis la fermeture de la plus grande partie des capacités de raffinage dans l'est de Montréal au début des années 1980, les provinces de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, largement aidées dans la recherche pétrolière par des crédits fiscaux fédéraux et des subventions, ont connu un essor remarquable dans le secteur des hydrocarbures.

Le projet d'Hydro-Québec pourrait avoir comme effet d'aider à rattraper le retard considérable du Québec dans le traitement des hydrocarbures. Il est clair cependant qu'un tel rattrapage ne peut se faire en quelques années. Les expertises, les infrastructures, les capacités de production nécessitent en effet des investissements soutenus.

### **7.3 Permis d'exploration dans le domaine marin québécois**

Hydro-Québec appuie les efforts entrepris par le gouvernement du Québec visant à conclure avec le gouvernement fédéral une entente qui permettrait de lever le moratoire en vigueur depuis le 2 décembre 1998 sur l'émission de permis d'exploration.

Des nombreuses rencontres que nous avons eues avec divers membres de l'industrie pétrolière au cours des derniers mois, nous comprenons qu'une telle entente stimulerait l'intérêt de l'industrie pour ce territoire. Nous avons également compris que l'implication d'Hydro-Québec est perçue de façon positive.

Toutefois, sans projet d'exploration de la part des membres de l'industrie pétrolière pour la réalisation de travaux significatifs, le gouvernement fédéral n'a peut-être pas d'encouragement à accélérer la négociation d'une entente avec le gouvernement du Québec.

Hydro-Québec a donc entrepris de convaincre certaines entreprises de l'industrie pétrolière de s'associer à elle en vue d'élaborer un programme d'exploration dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent. L'objectif recherché est d'amorcer un plan d'exploration afin de démontrer au gouvernement fédéral la nécessité d'une entente avec le gouvernement du Québec.

#### ***Démarche proposée***

Hydro-Québec pourrait effectuer la démarche suivante au cours des prochains mois si le gouvernement du Québec est d'avis que celle-ci peut aider à solutionner le problème relatif à l'émission de permis de recherche dans les territoires marins du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent.

Hydro-Québec pourrait s'associer à Corridor Resources Inc. pour revendiquer un permis de recherche fédéral afin de forer, dès 2003, la structure Old Harry du côté Québec. Corridor Resources possède déjà un permis de recherche du gouvernement du Québec pour cette région.

Parce que nous proposerons d'effectuer ces travaux avec la participation de membres de l'industrie, ce nouvel élément pourrait contribuer à faire en sorte que le gouvernement fédéral accepte de conclure une entente avec le gouvernement du Québec relativement aux droits miniers revendiqués par Québec, du moins pour cette petite partie de territoire.

## 7.4 Investissements proposés et échéanciers

Les investissements prévus par Hydro-Québec pour la phase d'exploration sont présentés au tableau 7-1.

**Tableau 7-1**  
Sommaire des investissements (part d'Hydro-Québec)

| (en millions de dollars) | Gaspésie  | Estuaire et golfe du Saint-Laurent | Total      |
|--------------------------|-----------|------------------------------------|------------|
| 2002                     | 2         | 2                                  | 4          |
| 2003                     | 3         | 26                                 | 29         |
| 2004                     | 15        | 14                                 | 29         |
| 2005                     | 10        | 40                                 | 50         |
| 2006                     | -         | 40                                 | 40         |
| 2007                     | -         | 49                                 | 49         |
| 2008                     | -         | 40                                 | 40         |
| 2009                     | -         | 40                                 | 40         |
| 2010                     | -         | 49                                 | 49         |
| <b>Total</b>             | <b>30</b> | <b>300</b>                         | <b>330</b> |

De façon plus globale, un ensemble d'autres investissements seront nécessités par les partenaires pour la mise en valeur des gisements qui seraient découverts. Ces investissements sont résumés au tableau 7-2.

**Tableau 7-2**  
Sommaire des investissements potentiels découlant du plan d'exploration

|   |                   | en M\$         | Part d'Hydro-Québec |
|---|-------------------|----------------|---------------------|
| <b>Exploration</b>                        | Gaspé             | 60             | 30 (50 %)           |
|   | Golfe et estuaire | 1 500          | 300 (20 %)          |
| <b>Total exploration</b>                  |                   | <b>1 560</b>   | <b>330</b>          |
| <b>Développement</b>                      |                   |                |                     |
| • Forages - puits de production           |                   | 750            | À déterminer        |
| • Plates-formes et traitement du gaz      |                   | 1 000          |                     |
| • Gazoducs sous-marins                    |                   | 750            |                     |
| • Gazoduc souterrain                      |                   | 1 500          |                     |
| <b>Total développement</b>                |                   | <b>4 000 *</b> |                     |
| <b>Total exploration et développement</b> |                   | <b>5 560</b>   |                     |

\* Il y aura également des investissements requis dans les réseaux locaux de distribution du gaz naturel.

Des retombées économiques très importantes seront générées par les investissements prévus au tableau précédent. Ils auront aussi des effets sur la structure économique du Québec comme le montre le tableau 7-3.

**Tableau 7-3**  
Retombées économiques au Québec

|  | Phase  |   |   |
|--|--|---|---|
|  | Exploration  | Développement   | Exploitation  |
| 1. Emplois   | 200 à 400 années-pers. (ponctuels - emplois directs) | 20 000 à 25 000 années-pers. (ponctuels - emplois directs et indirects) | 200 à 250 personnes (permanents - emplois directs)  |
| 2. Revenus pour le gouvernement du Québec (sur la période)             | faibles  | 200 M\$ (2007-2011)   | 1 800 M\$ (2012-2023)   |
| 3. Revenus de taxation des municipalités (infrastructure de transport) | ---  | ---   | 15 M\$/an   |
| 4. Contrats aux fournisseurs établis au Québec                         |  | 1 650 M\$   |   |
| 5. Autres retombées économiques  |  |   |   |
|  |  |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Québec devient un fournisseur d'hydrocarbures. Impact positif sur bilan énergétique du Québec.</li> <li>• Découvertes significatives d'hydrocarbures entraînent la multiplication des activités d'exploration.</li> <li>• Plus grand choix d'approvisionnements pour les consommateurs québécois. Optimisation des gazoducs existants. Construction de réseaux locaux de distribution du gaz naturel dans des régions non desservies du Québec. Possibilité d'utiliser les gisements épuisés aux fins de stockage.</li> <li>• La disponibilité des nouvelles infrastructures énergétiques représente un élément déclencheur de projets de développement industriel sur une base régionale.</li> <li>• Une plus grande implication pour le Québec dans le traitement des hydrocarbures et dans la transformation en aval (pétrochimie).</li> <li>• Conduira à la mise en place d'une expertise locale et d'un réseau de fournisseurs de biens et de services.</li> <li>• Investissements dans la formation de main-d'œuvre locale, attribution de contrats de R&amp;D à des organismes du Québec et transferts de technologie.</li> </ul> |



## 8 Références

### Références citées

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

Bourque, P.-A. 2002. « Reservoir potential in the Southern Gaspé Belt, Québec Appalachians ». *Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond Jubilee Convention, June 3-7, 2002, Calgary Alberta, Program with Abstracts*.

Bourque, P.-A. 2001. « Sea-level, synsedimentary tectonics, and reefs: implications for hydrocarbon exploration in the Silurian-lowermost Devonian Gaspé Belt, Québec Appalachians ». *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, vol. 49, p. 217-237

Bourque, P.-A., M. Malo, et D. Kirkwood. 2001. « Stratigraphy, tectonosedimentary evolution and paleogeography of the post-Taconian-pre-Carboniferous Gaspé Belt: an overview ». *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, vol. 49, p. 186-201.

Bourque, P.-A., M. Malo, et D. Kirkwood. 2000. « Paleogeography and tectono-sedimentary history at the margin of Laurentia during Silurian-Earliest Devonian time: the Gaspé Belt, Québec ». *Geological Society of America Bulletin*, vol. 112, p. 4-20.

Bourque, P.-A., D. Brisebois, et M. Malo, 1995. « Gaspé Belt »: in H. Williams (éd.). Chapter 4 : Geology of the Appalachian-Caledonian Orogen in Canada and Greenland. *Geological Society of America, The geology of North America*, vol. F-1, p. 316-351. (aussi *Geological Survey of Canada, Geology of Canada*, n° 6.)

Bourque, P.-A., M.M. Savard, G. Chi, et P. Dansereau. 2001. « Diagenesis and porosity evolution of the Upper Silurian-lowermost Devonian West Point reef limestone, eastern Gaspé Belt, Québec Appalachians ». *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, vol. 49, p. 299-326.

Cooper, M., J. Weissenberger, I. Knight, D. Hostad, D. Gillespie, H. Williams, E. Burden, J. Porter-Chaudhry, D. Ray, et E. Clark. 2001. « Basin evolution in western Newfoundland: New insights from hydrocarbon exploration ». *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 85, p. 393-418.

Kirkwood D., M. Lavoie, V. Lavoie, et J.S. Marcil. 2002. « Acadian tectonic wedging, stacking, and triangle zone in northeastern Gaspé Appalachians ». *Canadian Society of Petroleum Geologists, Diamond*

Jubilee Convention, June 3-7, 2002, Calgary, Alberta. Program with Abstracts.

Kirkwood, D., M.M. Savard, et G. Chi. 2001. « Microstructural analysis and geochemical vein characterization of the Salinic event and Acadian Orogeny – Evaluation of the hydrocarbon reservoir potential in eastern Gaspé ». *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, vol. 49, p. 262-281.

Lavoie, D. 1988. *Stratigraphie, sédimentologie et diagenèse du Wenlockien (Silurien) du Bassin de Gaspésie-Matapédia*. Université Laval, Québec, thèse Ph.D. non publiée.

Lavoie, D., et G. Chi. 2001. « The Lower Silurian Sayabec Formation in northern Gaspé : carbonate diagenesis and reservoir potential ». *Bulletin of the Canadian Petroleum Geology*, vol. 49, p. 282-298.

Lavoie, D., et G. Chi. 2002. *The lower Silurian Val-Brillant Formation: generation of secondary porosity and hydrocarbon migration record*. Canadian Society of Petroleum Geologists. Diamond Jubilee Convention, June 3-7, 2002, Calgary, Alberta. Program with Abstracts.

Roksandic, M.M., et B. Granger. 1981. « Structural style of Anticosti Island, Gaspé Passage, and eastern Gaspé Peninsula inferred from reflection seismic data ». In: Lespérance P.J. (ed.). *Field Meeting Anticosti-Gaspé, Québec*. Subcommittee on Silurian Stratigraphy, Ordovician-Silurian Boundary Working Group. Vol. 2: *Stratigraphy and Paleontology*, p. 211-221.

Savard, M., et P.-A. Bourque. 1989. « Diagenetic evolution of a Late Silurian reef platform, Gaspé Basin, Québec, based on cathodoluminescence petrography ». *Canadian Journal of Earth Sciences*, vol. 26, p. 791-806.