

2 Permis de recherche et réglementation

2.1 Territoires terrestres

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

2.1.1 Gaspésie

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

Tableau 2-1
Permis de recherche – Gaspésie

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

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

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

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

du MRNQ des permis de recherche additionnels pour son propre compte. Nos efforts serviront plutôt à appuyer les entreprises qui détiennent déjà des permis et à reprendre à notre compte les permis de recherche qui pourraient venir à échéance.

2.1.2 Anticosti

Selon le *Rapport annuel sur les activités d'exploration pétrolière et gazière au Québec* préparé par le MRNQ au 30 juin 2002, les permis de recherche accordés par le gouvernement sur l'île d'Anticosti couvrent une superficie de 643 886 hectares, soit l'ensemble du territoire disponible pour l'exploration (excluant le parc national d'Anticosti).

Tableau 2-2
Permis de recherche – Anticosti

Entreprise	Superficie sous permis (hectares)	% de la superficie totale sous permis
Shell Canada Limited	478 832	74,4
Corridor Resources inc.	165 054	25,6
Total	643 886	100

Contrairement à la Gaspésie, le territoire de l'île d'Anticosti a récemment fait l'objet de travaux de forage importants par la compagnie Shell Canada. Quatorze puits y ont été forés jusqu'à maintenant et l'effort d'exploration de Shell Canada s'est terminé en 1998 à la suite de résultats peu satisfaisants selon Shell.

Corridor Resources est présentement à développer un programme d'exploration, en continuité avec les travaux réalisés par Shell Canada. Hydro-Québec pourrait participer à ces travaux si les analyses des résultats obtenus jusqu'à maintenant le justifient.

Compte tenu des efforts déjà déployés par plusieurs entreprises sur l'île d'Anticosti, Hydro-Québec n'entend pas revendiquer auprès du MRNQ des permis de recherche additionnels pour son propre compte. Comme en Gaspésie, nos efforts serviront plutôt à appuyer les entreprises qui détiennent déjà des permis.

2.1.3 Îles de la Madeleine

Selon le *Rapport annuel sur les activités d'exploration pétrolière et gazière au Québec* préparé par le MRNQ au 30 juin 2002, les permis de recherche accordés par le gouvernement sur les îles de la Madeleine couvrent une superficie de 165 200 hectares, soit l'ensemble du territoire et même une partie *offshore*. La compagnie Corridor Resources inc. détient l'ensemble de ces permis.

Le territoire des Îles-de-la-Madeleine a fait l'objet de travaux de forage par les compagnies SAREP/HQ et Corridor Resources au cours des années 1970 et 2000. Deux puits y ont été forés jusqu'à maintenant.

Corridor Resources est présentement à développer un programme d'exploration en continuité des derniers travaux réalisés. Hydro-Québec pourrait participer à ces travaux si les analyses des résultats obtenus à ce jour le justifient.

Compte tenu des efforts déjà déployés par plusieurs entreprises aux îles de la Madeleine, Hydro-Québec n'entend pas revendiquer auprès du MRNQ des permis de recherche additionnels pour son propre compte. Comme en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti, nos efforts serviront plutôt à appuyer les entreprises qui détiennent déjà des permis.

2.2 Territoires marins

2.2.1 Juridictions applicables

On n'a pas encore établi si l'émission des permis de recherche d'hydrocarbures pour les territoires marins adjacents au Québec et situés dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent relève de la juridiction du Québec ou du gouvernement du Canada. La question qui ne semble pas encore réglée est celle de la propriété des ressources minérales et des autres ressources naturelles du lit de la mer et du sous-sol marin.

D'ici à ce que cette juridiction soit clarifiée, les deux niveaux de gouvernement ont choisi d'appliquer un moratoire sur l'émission de permis de recherche d'hydrocarbures. Plusieurs discussions ont eu lieu à l'initiative du gouvernement du Québec entre des représentants des deux gouvernements afin d'en venir à une entente similaire à celles conclues par le gouvernement canadien avec Terre-Neuve le 11 février 1985¹ et la Nouvelle-Écosse le 26 août 1987². Nous comprenons que jusqu'à maintenant, ces échanges n'ont pas permis d'en venir à une entente.

Mer territoriale du Canada

La mer territoriale est définie en droit international selon la *Convention sur la mer territoriale et la zone contiguë* (Genève, 1958), puis dans la *Convention des nations unies sur le droit de la mer* (Montego Bay, 1982). Cette dernière convention a fixé la largeur de la mer territoriale à 12 milles marins³, ce que le Canada avait, en droit interne, reconnu depuis 1970⁴. Bien que le Canada soit signataire de la Convention de 1982, cette dernière n'aurait pas encore été ratifiée. La *Loi sur les océans*⁵ prévoit à son article 4 que la mer territoriale canadienne s'étend jusqu'à 12 milles marins. Elle comprend les eaux et les terres submergées qui s'étendent jusqu'à 12 milles marins au large du littoral continental.

La ligne de base normale qui sert à mesurer la largeur de la mer territoriale est la laisse de basse mer qui longe la côte (*low-water mark boundary*).

La juridiction sur les projets de recherche de pétrole et de gaz est relativement claire en ce qui regarde l'exploitation des ressources

¹ Mise en vigueur par une loi fédérale en 1987 et par une loi provinciale en 1986.

² Mise en vigueur par une loi fédérale en 1988 et par une loi provinciale en 1987.

³ Article 3

⁴ Modification à la *Loi canadienne sur la mer territoriale* en 1970

⁵ 1996, ch.31

qui sont situées dans le sous-sol de la mer territoriale du Canada. Cette juridiction revient au gouvernement fédéral. La souveraineté territoriale du Canada s'étend sur la zone englobée par la mer territoriale et de la même façon sur les ressources que la mer et le sol marin contiennent¹. Seul le gouvernement fédéral peut conférer à des tiers le droit de les explorer et de les exploiter.

Lorsque le littoral continental présente de fortes échancrures ou s'il y a un chapelet d'îles à proximité immédiate, la distance de 12 milles marins se mesure à partir de lignes de base enfermant ces particularités géographiques. La zone ainsi délimitée ne comprend pas les eaux intérieures définies plus loin.

Plateau continental

Au-delà de la mer territoriale on trouve ce qu'on appelle en droit international le plateau continental. Ce n'est la propriété d'aucun gouvernement national, mais selon la *Convention sur le plateau continental* (Genève, 1958)², les états souverains côtiers détiennent le droit exclusif d'explorer et d'exploiter les ressources naturelles. Puisque le Canada est le seul État souverain signataire de la Convention de Genève, la Cour suprême du Canada a déjà déterminé que seul le Canada détient les droits et obligations énumérés dans cette Convention³.

Eaux intérieures

Les eaux intérieures ne font pas partie de la mer territoriale. Par eaux intérieures on entend généralement une baie, un golfe, un estuaire ou autres échancrures qui font corps avec une province adjacente. Pour être intérieures, les eaux doivent être situées « entre les mâchoires de la terre » et les mâchoires doivent être situées dans le même pays.

Le Québec s'est entendu en 1964 avec les quatre autres provinces de l'est du Canada sur le partage du territoire marin du golfe du Saint-Laurent. Les provinces ont alors pris la position qu'elles ont la capacité d'émettre des permis de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures dans les eaux intérieures du golfe qui ont fait l'objet de l'entente de délimitation.

Cette entente n'a jamais fait l'objet de contestation de la part des quatre autres provinces par rapport au Québec. Le gouvernement fédéral toutefois n'a jamais reconnu cette entente des cinq provinces de l'est. Il est à noter qu'une sentence arbitrale datant de mai 2001⁴ précise que l'entente de 1964 ne liait pas définitivement les provinces. Selon cette décision, il s'agissait plutôt d'une tentative d'entente qui aurait pu mener à une entente finale, ce qui ne s'est jamais concrétisé. Néanmoins, en 1997, le gouvernement du Québec émettait une directive relative aux représentations cartographiques du territoire du Québec qui incluait : « *la représentation cartographique du Québec doit aussi contenir pour le golfe du Saint-Laurent l'élément suivant : la ligne d'équidistance établie avec les provinces maritimes en 1964 doit apparaître* ».

¹ *Convention sur le droit de la mer de 1958* :

Art. 1

1. La souveraineté de l'État s'étend, au-delà de son territoire et de ses eaux intérieures, à une zone de mer adjacente à ses côtes, désignée sous le nom de mer territoriale.
2. Cette souveraineté s'exerce dans les conditions fixées par les dispositions des présents articles et par les autres règles du droit international.

Loi sur les océans :

Art. 7

Il est entendu que les eaux intérieures et la mer territoriale du Canada font partie du territoire de celui-ci.

Voir aussi *Re : Ownership of and jurisdiction over offshore mineral rights*, [1967] R.C.S. 792 et *Re : Newfoundland Continental Shelf*, [1984] 1 R.C.S. 86

² Article 2

³ *Re : Ownership of and jurisdiction over offshore mineral rights*, [1967] R.C.S. 792 et *Re : Newfoundland Continental Shelf*, [1984] 1 R.C.S. 86 ; Voir aussi les articles 17 à 19 de la *Loi sur les océans*.

⁴ *Arbitration between Newfoundland and Labrador and Nova Scotia concerning portions of the limits of their offshore areas, as defined in the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act and the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Award of the first phase* (17 mai 2001)

Même s'il était éventuellement confirmé que les droits miniers appartiennent aux provinces et qu'elles ont l'entière discrétion sur l'adjudication de ces droits, il est possible que le gouvernement fédéral conserve néanmoins le pouvoir d'exercer certaines autres juridictions concernant les travaux d'exploration et la mise en valeur des hydrocarbures.

La navigation, le transport maritime, l'environnement et la construction d'infrastructures de transport de gaz et de pétrole sont notamment des secteurs où les juridictions provinciales et fédérales pourraient se superposer. En pratique, toutefois, le gouvernement fédéral et les provinces réussissent souvent à éviter la duplication en harmonisant leurs interventions.

Notons que les États-Unis ont souvent protesté lorsque les autorités canadiennes ont affirmé une forme de souveraineté sur les eaux du golfe. Par exemple, ils ont protesté à l'adoption de la *Loi sur la mer territoriale* de 1964 par le Canada établissant une zone de pêche canadienne ainsi qu'à l'adoption de la modification à la *Loi canadienne sur la mer territoriale* en 1970 qui augmentait à 12 milles marins la largeur de la mer territoriale. En 1970, les États-Unis soulignèrent expressément le statut de haute mer du golfe.

2.2.2 Permis de recherche accordés par le Québec – Golfe et estuaire

Seulement deux entreprises détiennent des permis de recherche présentement en vigueur, accordés par le gouvernement du Québec dans les territoires du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent. Ces permis ont été accordés en 1996 et en 1997 sur une base de *free mining*. Ils couvrent une superficie totale de 200 768 hectares, ce qui est relativement petit (2 %) par rapport à l'ensemble du territoire qui comprend 11 725 914 hectares.

Tableau 2-3
Permis de recherche – Golfe et estuaire

Entreprise	Superficie sous permis (hectares)	% de la superficie totale sous permis
Trenton Energy inc.	150 768	75
Corridor Resources inc.	50 000	25
Total	200 768	100

L'entreprise Corridor Resources a tenté de faire reconnaître par le gouvernement fédéral la validité de son permis de recherche émis par Québec. Nous comprenons que le fédéral a refusé en arguant que lui seul a la capacité d'émettre un tel permis. De plus, depuis 1986, les lois fédérales prévoient que ces permis sont émis seulement après qu'un appel d'offres public ait été effectué.

Des discussions ont été amorcées en 1998 entre le gouvernement du Québec et le gouvernement fédéral afin de convenir d'une entente similaire à celles réalisées avec les provinces de la Nouvelle-Écosse et

Terre-Neuve sur la côte est. À cet effet, avec l'objectif d'harmoniser sa législation avec celle du fédéral, le gouvernement du Québec a imposé un moratoire sur l'émission de permis de recherche en milieu marin. Il a aussi modifié sa loi sur les mines afin de prévoir que les permis de recherche seraient dorénavant émis, comme au fédéral, à la suite d'appels d'offres.

2.3 État de la situation

Les cinq provinces de l'est du Canada ont convenu en 1964 du partage des territoires marins du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent. Cette entente ne fait présentement l'objet d'aucune contestation avec le Québec.

Il demeure toutefois que tant et aussi longtemps que le gouvernement fédéral ne reconnaîtra pas cette situation, il est peu probable que des entreprises pétrolières d'envergure accepteront d'investir les sommes d'argent et les efforts professionnels requis pour réaliser des travaux d'exploration significatifs.

2.3.1 Entente Québec-Ottawa

Sans projet d'exploration de la part des membres de l'industrie pétrolière pour la réalisation de travaux significatifs, le gouvernement fédéral n'est pas incité à accélérer la négociation d'une entente avec le gouvernement du Québec.

L'objectif d'Hydro-Québec est de travailler avec des membres de l'industrie afin de favoriser la réalisation d'une entente entre les deux gouvernements au cours de l'année 2003.

2.3.2 Séquence et envergure des travaux d'exploration

À la suite de notre proposition au ministère des Ressources naturelles du Québec (MRNQ) au mois de janvier 2002, nous avons entrepris de vérifier auprès de certaines entreprises de l'industrie pétrolière si elles accepteraient de s'associer à Hydro-Québec en vue d'élaborer un plan d'exploration dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent. L'objectif recherché est d'élaborer ce plan d'exploration afin d'aider à réunir les conditions nécessaires à la conclusion d'une entente entre les gouvernements du Québec et du Canada. Il ressort de ces discussions les éléments qui suivent :

Étape n° 1 – Levés sismiques

- Tous les membres de l'industrie que nous avons rencontrés s'entendent pour dire que dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent, les travaux d'exploration doivent débiter par une importante opération de collecte, de traitement et d'interprétation de données sismiques. Ces travaux seront nécessaires à l'identification des structures géologiques qui mériteront d'être forées plus tard.

- Compte tenu de la grande superficie du territoire, on estime à environ 40 M\$ les sommes qu'il faudra investir à ce chapitre d'ici 2004 dans les zones sédimentaires de l'île d'Anticosti et des îles de la Madeleine.

Étape n° 2 – Forages d'exploration

- Les levés sismiques devraient permettre d'identifier des structures géologiques susceptibles de contenir des quantités importantes d'hydrocarbures. La prochaine étape consistera à effectuer, à compter de 2005, un certain nombre de forages d'exploration. Le nombre de forages variera en fonction des résultats obtenus pour chaque structure identifiée. Si un premier forage est positif sur une structure, il y aura lieu de forer deux ou trois autres puits d'exploration afin de confirmer la présence d'hydrocarbures.
- Si on réussit à identifier 10 structures intéressantes à l'aide de la géophysique, on estime devoir réaliser environ 30 puits d'exploration. C'est une somme d'environ 1,4 milliard de dollars qu'il faudra possiblement investir à ce chapitre au cours des six années suivantes si on désire assurer une couverture satisfaisante de cet immense territoire.
- Environ 15 puits pourraient être forés dans chacune des zones sédimentaires de l'île d'Anticosti et des îles de la Madeleine. Hydro-Québec se propose d'assumer 20 % de ces investissements, l'autre partie étant assumée par des partenaires.

Tant pour l'étape 1 que pour l'étape 2, nos chances de convaincre des partenaires de s'engager à investir des sommes aussi importantes dépendront de notre capacité à démontrer qu'il sera possible d'obtenir les permis de recherche en milieu marin pour les zones sédimentaires qu'on entend explorer.

2.4 Structure géologique Old Harry

Le cas de la structure géologique Old Harry est particulier en ce sens qu'à notre connaissance cette formation est présentement la seule dans le golfe du Saint-Laurent à avoir été identifiée comme étant particulièrement propice à la découverte de réserves importantes d'hydrocarbures. La formation s'étend à la fois du côté du Québec et du côté de Terre-Neuve, de part et d'autre de la ligne de partage du territoire convenue en 1964. Corridor Resources possède les permis de recherche des deux côtés, l'un émis par le gouvernement du Québec en 1996, l'autre émis par le Canada-New Foundland Offshore Petroleum Board en janvier 2001.

Plusieurs études géoscientifiques ont été réalisées par Corridor Resources depuis 1997 et validées par des experts indépendants, dont ceux retenus par Hydro-Québec. Plusieurs de ces experts conviennent que le temps est venu de réaliser un forage d'exploration.

Les experts s'entendent pour dire que le premier forage devrait être réalisé du côté Québec. Les analyses sismiques ont démontré que les chances de succès y sont plus grandes. Il ne sera toutefois pas possible de convaincre un partenaire-opérateur d'effectuer un forage du côté Québec sans une autorisation spécifique du gouvernement fédéral.

L'aspect environnemental apparaît comme le plus problématique puisque le gouvernement fédéral y exerce sans aucun doute une certaine juridiction.

Nous avons fait part à Corridor Resources de notre intérêt à participer à un forage du côté Québec si un partenaire-opérateur décide de payer une partie du coût des travaux. Selon nos discussions, nous pourrions accepter de payer 50 % des coûts du forage pour gagner un intérêt de 37,5 % dans l'ensemble de la structure, tant du côté Québec que du côté Terre-Neuve. Le coût du forage est évalué à 25 M\$ CA (12,5 M\$ pour Hydro-Québec).

2.5 Démarche proposée

Nous décrivons ici une démarche qu'Hydro-Québec serait prête à effectuer au cours des prochains mois si le gouvernement du Québec est d'avis que cette démarche 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.

Forage de la structure géologique Old Harry

Si le gouvernement du Québec l'y autorise, Hydro-Québec pourrait s'associer à Corridor Resources Inc. pour revendiquer auprès du gouvernement fédéral un permis de recherche afin de forer, dès 2003, la structure Old Harry du côté Québec.

Parce que nous proposerons d'effectuer ces travaux avec la participation de membres de l'industrie, nous croyons que ce nouvel élément pourrait contribuer à dénouer l'impasse. On pourrait ainsi 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.

Levés sismiques

Avant même qu'une entente soit conclue entre les gouvernements, nous croyons pouvoir convaincre des partenaires d'amorcer un important programme de levés sismiques sur les zones les plus intéressantes des bassins d'Anticosti et des îles de la Madeleine.

Nous sommes confiants de pouvoir convaincre des partenaires de payer une partie du coût de ces travaux. Les demandes d'autorisations gouvernementales pour effectuer des levés sismiques sont généralement peu exigeantes.

3 Analyses économiques et financières

3.1 Offre et demande pour le gaz naturel

La taille du marché local de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick est telle que ce marché n'est pas en mesure d'assurer l'exploitation rentable de la production actuelle de la côte est ou de toute nouvelle production – ce qui explique la construction du gazoduc de la Nouvelle-Écosse vers les marchés américains. Il en est de même pour le marché local du Québec situé à l'est de la ville de Québec, en ce qui a trait à toute découverte importante de gaz naturel pouvant être faite à la suite du présent plan d'exploration.

D'après l'expérience de nos voisins de la Nouvelle-Écosse, la quantité minimale requise pour l'exploitation rentable des découvertes au Québec sera sûrement égale ou supérieure à 1 Bcf par jour (soit 5 Tcf¹ de réserves récupérables). Le marché du Québec desservi présentement par le gaz naturel consomme environ 0,6 Bcf par jour. Il est donc raisonnable de conclure qu'au moins 30 % à 40 % de cette quantité minimale requise sera exportée.

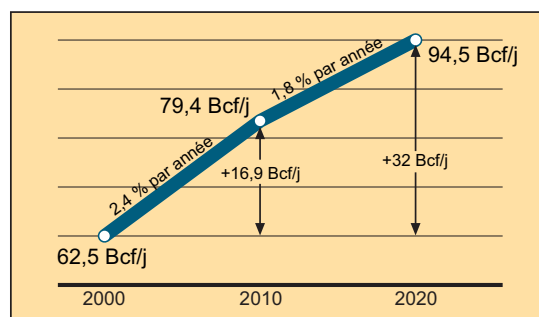
Le marché gazier de l'Amérique du Nord est bien intégré physiquement, mais moins bien en termes de tarification – du moins pour le moment. Toutes les exportations du Québec vers l'Ontario ne feront donc que déplacer une quantité équivalente vers les États-Unis. Le bilan prévisionnel de l'offre et de la demande aux États-Unis pour la période 2000 à 2020 démontre clairement que les Américains devront hausser les importations pour satisfaire la demande.

Notons que la consommation de gaz naturel au Canada en 2000 a été d'environ 7 Bcf par jour, comparativement à 62,5 Bcf par jour aux États-Unis.

3.1.1 Évolution de la demande aux États-Unis

En 2000, la demande de gaz naturel aux États-Unis (y compris les exportations vers le Mexique) s'élevait à 62,5 Bcf par jour (voir la figure 3-1).

Figure 3-1
Croissance de la demande de gaz naturel – États-Unis



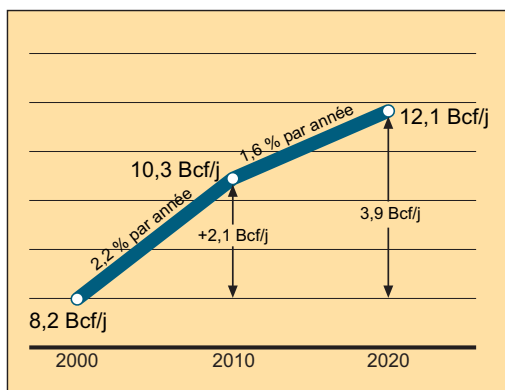
Source : Energy Information Agency (EIA)

¹ Tcf : Trillion cubic feet ou billion de pieds cubes (10¹²).

Selon les prévisions de l'Energy Information Agency (EIA) des États-Unis, cette demande pourrait croître de 17 Bcf par jour durant la période 2000-2010 et de 15 Bcf par jour de 2010 à 2020.

Pour les marchés du nord-est américain, il est prévu que la demande se situera respectivement à 2 et à 4 Bcf par jour de plus en 2010 et en 2020 par rapport à 2000 (voir la figure 3-2).

Figure 3-2
Croissance de la demande de gaz naturel – Nord-est des États-Unis



Source : Energy Information Agency (EIA)

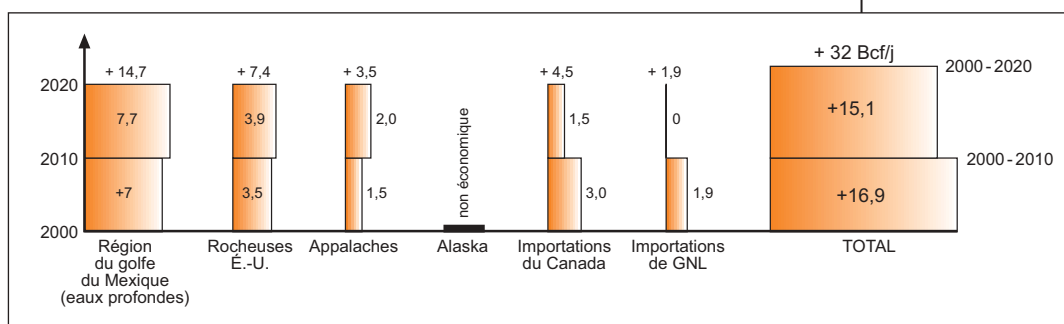
3.1.2 Offre de gaz naturel

Aux États-Unis, plusieurs des bassins de production ont atteint une certaine maturité, ce qui se traduit par un taux de déclin important de la production annuelle. L'EIA prévoit que ces bassins seront tout de même en mesure de maintenir leur niveau actuel de production grâce aux forages et aux progrès technologiques.

La production complémentaire aux États-Unis viendra surtout :

- des eaux profondes du golfe du Mexique,
- de la région des montagnes Rocheuses,
- de la région des Appalaches (voir la figure 3-3).

Figure 3-3
Sources des approvisionnements additionnels par rapport à l'an 2000



Source : Energy Information Agency (EIA)

Cette production complémentaire ne sera toutefois pas en mesure de répondre à la croissance de la demande américaine dans sa totalité. De plus, en décembre 2001, lors de la mise à jour de ses prévisions à long terme, l'EIA concluait à nouveau que le raccordement des réserves de l'Alaska au réseau de transport continental n'a pas de sens au point de vue économique compte tenu du facteur distance.

Les États-Unis devront donc importer des quantités complémentaires de gaz du Canada et de gaz naturel liquéfié (GNL) provenant de Trinité, du Niger et possiblement du Venezuela.

Il est à noter que la demande croissante dans le nord-est des États-Unis sera comblée physiquement à partir de la côte est du Canada (de nouvelles capacités de transport seront requises), de l'Ouest canadien (il y existe une capacité de transport excédentaire sur le réseau trans-canadien) et de la région des Appalaches.

3.1.3 Incertitudes quant à l'offre

Le bassin de l'Ouest canadien atteint également une certaine maturité. Il a produit 17,3 Bcf par jour en 2001, comparativement à une capacité de production d'environ 17 Bcf par jour en 1998. En outre, il demeure difficile d'accroître les approvisionnements gaziers, malgré le nombre record de puits raccordés en 2001.

Certains sont d'avis que, même si on y modifiait le mix de forage afin de l'axer davantage sur les régions plus prometteuses, ce qui nécessiterait le forage de puits plus profonds, le taux de déclin annuel de cette nouvelle production et de la production existante (>3 Bcf par jour) est tel que l'on peut dire que le bassin de l'Ouest canadien a atteint son cap de production – de 17 à 18 Bcf par jour.

D'autres voient dans ce bassin un potentiel de production de 21 Bcf par jour en 2010, mais reconnaissent que plus de 50 % de la production additionnelle sera consommée en Alberta dans le processus d'extraction du pétrole des sables bitumineux.

Il existe donc beaucoup d'incertitudes quant à la capacité du bassin de l'Ouest canadien d'accroître d'une façon importante ses exportations de gaz naturel vers les États-Unis.

La maturité de certains bassins en Amérique du Nord et la contribution importante requise des eaux profondes du golfe du Mexique – endroit où le gaz naturel est un produit associé à l'exploration du pétrole – expliquent l'intérêt qui se manifeste pour la construction de nouveaux terminaux aux États-Unis et au Canada en relation avec l'importation de GNL.

Les terminaux proposés permettraient d'importer 7 Bcf supplémentaires de GNL par jour. Cela se compare à la capacité existante de 2,5 Bcf par jour. Selon les informations rendues publiques par les différents promoteurs de ces projets, ces terminaux seraient situés sur les côtes du Mexique, des Bahamas, de la Caroline du Nord, du Texas, de la Californie, de la Floride et à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick.

Les promoteurs anticipent une opposition de la part de la population américaine à la construction de nouveaux terminaux, à la suite des récents attentats terroristes. Aussi, un bon nombre de projets sont proposés à différents endroits sur le continent. On suggère de plus en plus d'ancrer les méthaniers à plusieurs kilomètres des côtes américaines, de vaporiser le GNL en mer et de le transporter vers les côtes par gazoducs sous-marins.

Ces nouveaux terminaux, les réserves de l'Alaska, du delta du Mackenzie et de la côte est du Canada, ainsi que la découverte de réserves de gaz naturel au Québec représentent des solutions de rechange aux sources traditionnelles d'approvisionnements gaziers. On verra à la section 3.5 le classement relatif de ces solutions de rechange et comment l'échéancier de mise en production devient un facteur important.

3.2 Offre et demande pour le pétrole

Le Canada produit du pétrole brut à partir de régions diverses, notamment du pétrole léger classique dans l'Ouest canadien, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Hibernia (au large de Terre-Neuve) ; du pétrole lourd classique (pétrole brut qui se trouve à l'état liquide dans le sol) dans l'Ouest canadien ; ainsi que du bitume (un pétrole lourd) et du pétrole brut synthétique (bitume valorisé ayant les caractéristiques du pétrole léger) à partir des sables bitumineux du nord de l'Alberta.

Le Canada exporte environ 1,4 million de barils de pétrole par jour (dont 65 % de pétrole brut lourd) et en importe environ 0,9 million de barils par jour (dont 80 % de pétrole léger). Les quantités importées sont consommées dans les provinces de l'Atlantique, en Ontario et au Québec.

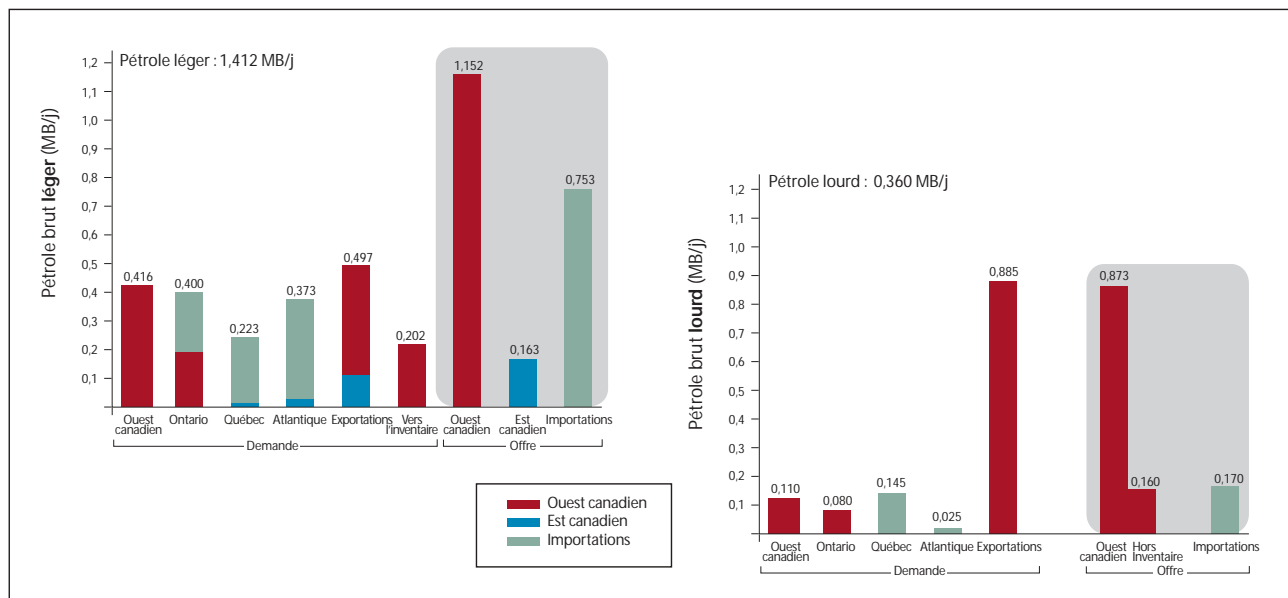
3.2.1 Demande de pétrole

Selon l'EIA, la demande mondiale de pétrole passera de 76 millions à 118,9 millions de barils par jour au cours de la période 2000-2020, ce qui correspond à un rythme moyen de croissance de 2,2 % par année ou 2 millions de barils par jour par année durant cette période.

Canada

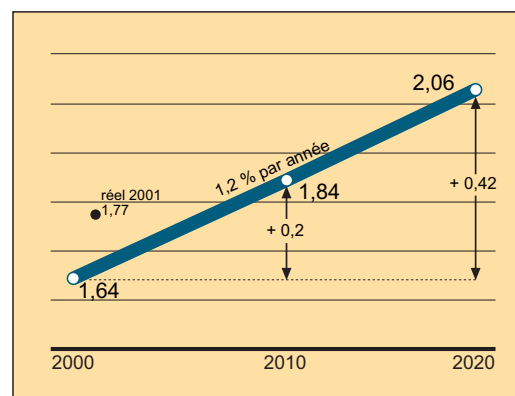
En 2001, le Canada a consommé 1,8 million de barils de pétrole par jour dont 80 % en pétrole léger (voir la figure 3-4). Cinquante-trois pour cent du pétrole léger provenait de l'importation. La consommation de pétrole en 2001 a été environ 7 % supérieure aux prévisions, en raison des prix élevés du gaz naturel.

Figure 3-4
Consommation de pétrole en 2001 – Canada (en millions de barils par jour)



Dans son rapport de 1999 intitulé *L'Énergie au Canada – Offre et demande jusqu'à 2025*, l'Office national de l'énergie (ONÉ) prévoit que la demande de pétrole (lourd et léger) au Canada croîtra vraisemblablement à un rythme moyen de 1,2 % par année au cours de la période 2000-2025 (voir la figure 3-5). Cela correspond à une croissance annuelle de 20 000 barils par jour.

Figure 3-5
Croissance de la demande – Canada
 (en millions de barils par jour)

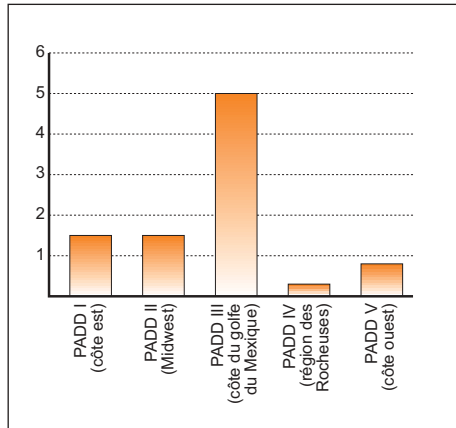


Source : Office national de l'énergie (ONÉ)

États-Unis

Le marché américain a consommé environ 15 millions de barils de pétrole par jour en l'an 2000. Les importations nettes de pétrole (9 millions de barils par jour dont 15 % en provenance du Canada) ont comblé 53 % de la demande américaine (voir la figure 3-6). Selon l'EIA, cette demande aux États-Unis devrait croître à un rythme moyen de 1,5 % au cours de la période 2000-2020, c'est-à-dire représenter une demande additionnelle de 225 000 barils par jour par année.

Figure 3-6
Importations de pétrole
aux États-Unis en 2000,
par région



Source : Petroleum Supply Annual

Le marché américain pourrait donc absorber de nouvelles exportations de pétrole de l'Ouest canadien. Cependant, les marchés présentement desservis par ce dernier ne seront pas en mesure d'absorber la totalité de la production additionnelle de bitume. Les producteurs de l'Ouest devront donc tenter d'atteindre de nouveaux marchés aux États-Unis, tels que celui de la Californie et ceux de la côte du golfe du Mexique. Ils devront également déterminer le mix approprié de bitume (pétrole lourd) et de pétrole synthétique (pétrole léger) qui saura satisfaire les besoins des raffineries américaines.

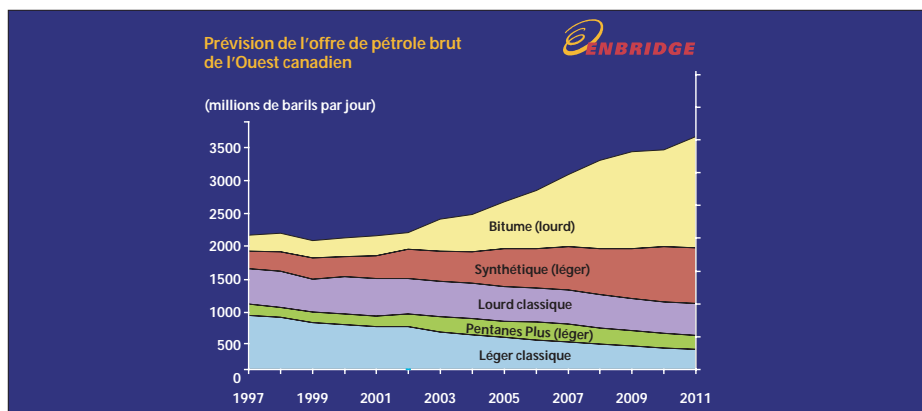
3.2.2 Offre de pétrole

La production moyenne de pétrole léger d'Hibernia est de 0,15 million de barils par jour. Celle de Terra Nova, débutée en janvier 2002, atteindra un taux de production semblable.

En 2001, l'Ouest canadien a produit environ 2 millions de barils de pétrole par jour, dont 54 % de pétrole léger.

La production de pétrole de l'Ouest canadien pourrait doubler d'ici 2015 grâce à l'extraction du pétrole des sables bitumineux (voir la figure 3-7). Les coûts associés à la valorisation du bitume et aux distances à parcourir vers les nouveaux marchés américains détermineront les quantités qui pourront être produites d'une façon rentable à partir de ces sables.

Figure 3-7
Prévision de l'offre de pétrole brut – Ouest canadien



On prévoit que la production de pétrole léger classique de l'Ouest canadien baissera de 40 % d'ici 2010. Cette baisse sera toutefois compensée par le pétrole léger découlant de la valorisation du bitume (pétrole synthétique). Les importations de pétrole léger devraient donc croître, compte tenu de la croissance prévue de la demande dans l'est du Canada.

La découverte de pétrole léger classique au Québec pourrait donc déplacer certaines des quantités importées aujourd'hui, répondre à la croissance prévue de la demande ainsi que satisfaire les besoins énergétiques de nos voisins du Sud.

3.3 Quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable

3.3.1 Approche

L'exploration est peu avancée dans les bassins de Madeleine, d'Anticosti et du fleuve de même qu'en Gaspésie, si l'on considère le nombre de forages ainsi que la quantité et la qualité d'information géoscientifique disponible. Il est donc impossible d'établir le potentiel pétrolier ou gazier, voire l'un et l'autre, de l'une ou de l'ensemble de ces régions du Québec.

Le gaz naturel nécessite des investissements plus importants que le pétrole en ce qui a trait au transport du produit vers le marché. Notre analyse macroéconomique du plan d'exploration au Québec est donc basée sur l'hypothèse que les découvertes seront associées au gaz naturel exclusivement.

L'expérience de nos voisins en Nouvelle-Écosse semble nous indiquer que des quantités minimales de l'ordre de 5 Tcf de réserves récupérables (1 Bcf par jour) sont requises pour entreprendre l'exploitation commerciale.

3.3.2 Quantités minimales dans les bassins de Madeleine, d'Anticosti et du fleuve

Nous avons choisi d'utiliser la structure géologique Old Harry comme point de référence pour identifier, par l'entremise d'une analyse macroéconomique, les quantités minimales nécessaires à l'exploitation rentable des hydrocarbures découverts à la suite du plan d'exploration proposé pour les régions les plus éloignées, et ce pour les raisons suivantes :

- Cette structure a atteint le stade de prospect prêt à être foré (voir la section 1.4.3).
- Selon les analyses des experts, la structure Old Harry, si elle contient des hydrocarbures, pourrait représenter un potentiel de réserves importantes. Ainsi, Corridor Resources estime à 5 Tcf les réserves potentielles en place et récupérables. Les experts consultés par Hydro-Québec sont également d'accord que Old Harry pourrait

contenir des quantités importantes de gaz naturel mais ils prévoient des quantités inférieures. Cependant, ils ajoutent que la présence de gaz dans cette structure serait un bon indice pour les structures avoisinantes et que les quantités potentielles pourraient bien dépasser 5 Tcf. L'exploitation commerciale de la production de l'île de Sable a débuté sur la base de la découverte d'une telle quantité et d'un potentiel gazier estimé à 19 Tcf pour le bassin de l'île de Sable et celui de Jeanne d'Arc.

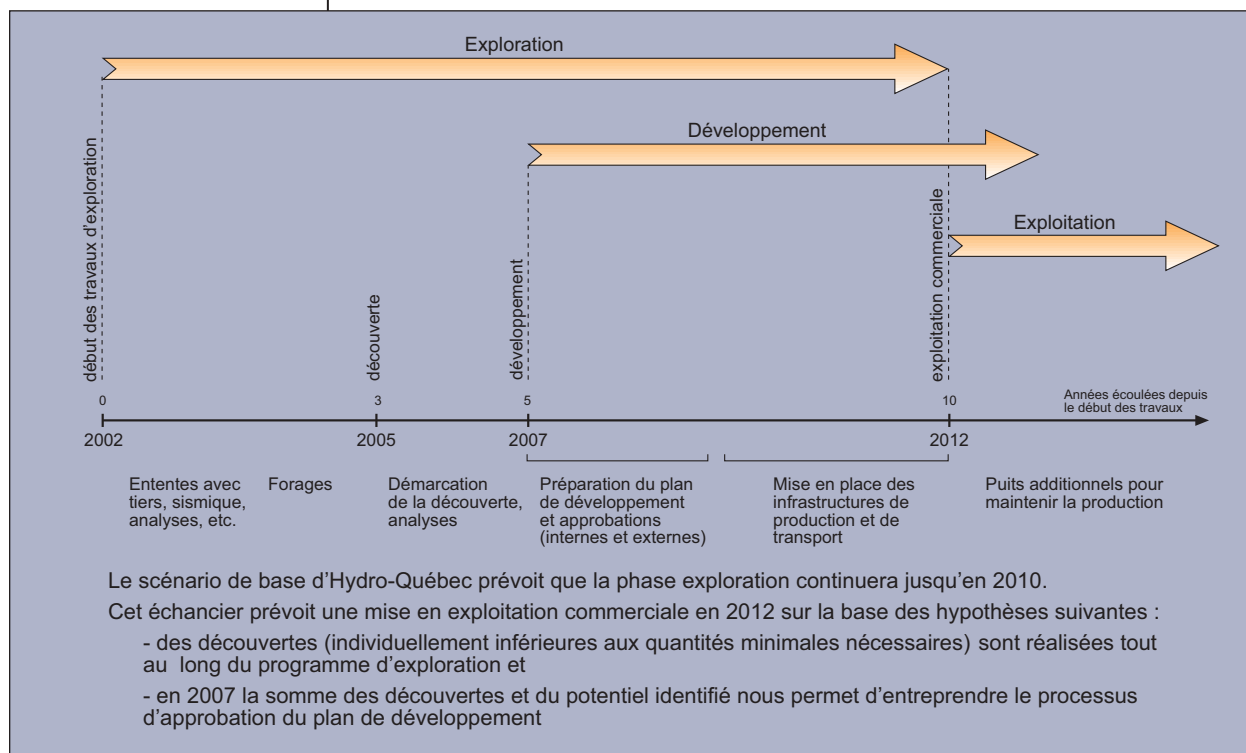
- Old Harry est situé à environ 300 km de Gaspé, ce qui correspond à l'extrémité est du territoire du Québec dans le golfe du Saint-Laurent. En traçant un rayon de 300 km à partir de Gaspé, on constate que l'on couvre la totalité des bassins de Madeleine et du fleuve et plus de 80 % du bassin d'Anticosti. Évidemment, la quantité minimale nécessaire pour que soient exploitées les réserves découvertes dans des régions situées plus près de Gaspé serait inférieure car les investissements requis dans l'infrastructure de transport seraient moindres.
- La distance entre Old Harry et le point d'entrée au marché régional est semblable à celle entre la production de l'île de Sable et le marché que celle-ci dessert présentement (1 200 km). Cela nous permet donc de bénéficier de l'expérience de nos voisins pour arriver à des hypothèses de coûts de développement crédible. Une autre infrastructure est proposée entre l'île de Sable et le New Jersey. Elle transporterait initialement 1 Bcf par jour et parcourrait également environ 1 200 km.

Nous croyons faire une estimation prudente de la rentabilité du plan en utilisant Old Harry comme référence et en adoptant comme hypothèse que les découvertes réalisées sur le territoire seront associées exclusivement au gaz naturel. Deux scénarios sont retenus pour la production gazière dans le golfe et l'estuaire.

Scénario 1 – Old Harry Wildcat (scénario optimiste) : Nonobstant le fait que nous ne présumons en aucune façon les résultats des travaux d'exploration proposés pour la structure géologique Old Harry, une découverte importante dès le premier forage demeure une possibilité. Ce résultat est à la base du scénario 1 que nous avons retenu pour analyse. Il correspond également au scénario retenu et analysé par les gens de Corridor Resources qui détiennent les permis pour le territoire dans lequel se trouve la structure Old Harry.

Selon le scénario 1, une quantité récupérable de 5 Tcf est découverte en 2003 et la production commerciale démarrera cinq ans après la découverte – c'est un échéancier relativement rapide par rapport à l'expérience de la Nouvelle-Écosse (voir la figure 3-8). Cet échéancier demeure tout de même réaliste car justement les producteurs de la côte est expriment publiquement la nécessité de simplifier et d'accélérer le processus d'approbation actuel. Exploitation démarrant avant 2010.

Figure 3-8 Échéancier – Golfe et estuaire



Scénario 2 – Scénario de base d'Hydro-Québec (scénario conservateur) : Selon ce scénario, les travaux à Old Harry donnent des résultats inférieurs à ceux prévus par Corridor Resources, soit en termes de quantités soit du fait de l'absence d'hydrocarbures. Le plan d'exploration identifie ailleurs sur le territoire marin du Québec, à des distances équivalentes de celle entre Gaspé et Old Harry, les quantités minimales requises pour permettre une exploitation rentable.

Cependant, ces réserves identifiées se trouvent dans quelques formations. Les coûts d'exploration reliés au scénario 2 sont donc beaucoup plus élevés et il en est de même pour les coûts de développement. Cette dispersion de la production exige des infrastructures additionnelles en ce qui concerne les plates-formes, les liens sous-marins entre les formations et le traitement du gaz. Finalement, l'échéancier illustré à la figure 3-8 est utilisé et, par conséquent, l'exploitation démarre quatre ans plus tard – c'est-à-dire après 2010.

Il va sans dire que la production du Québec sera en compétition avec d'autres projets en Amérique du Nord et ailleurs. On verra à la section 3.5 que l'échéancier devient un facteur important dans un tel contexte, du fait de la compétition spécifique à laquelle notre production fera face.

Hypothèses – analyses macroéconomiques des scénarios 1 et 2

Pour identifier le positionnement relatif des scénarios 1 et 2 et pour bien apprécier l'impact de certains facteurs tels que l'échéancier et les coûts reliés à la phase d'exploration, nous avons calculé le taux de

rendement interne (TRI) de ces deux scénarios avant impôts et selon les hypothèses suivantes :

1. **Profil de la production journalière** : Les réserves récupérables découvertes s'élèvent à 5 Tcf dans les deux scénarios. La production journalière démarre à un niveau de 0,5 Bcf par jour et atteint un plateau de 1 Bcf par jour dès la deuxième année d'exploitation commerciale. Ce plateau est maintenu pour une période de onze ans et suivi d'un déclin graduel. La production annuelle reflète un facteur d'utilisation de 95 %. La production cumulative à la fin de la douzième année d'exploitation correspond à 75 % des réserves récupérables.
2. **Découvertes futures** : Les réserves découvertes initialement sont mises en exploitation commerciale sans qu'il y ait nécessairement de nouvelles découvertes dans le futur.
3. **Production applicable au Québec** : La structure géologique de Old Harry chevauche la frontière entre le Québec et Terre-Neuve. Dans le scénario 1, 60 % de la production provient du Québec, comparativement à 80 % dans le scénario 2.
4. **Marché** : Il s'agit du marché régional du nord-est de l'Amérique tel que défini au chapitre 4.
5. **Prix du gaz naturel sur le marché régional** : Nous sommes d'avis que les prix du gaz naturel sur le marché régional convergeront. Les producteurs de la côte est ciblent le marché de la Nouvelle-Angleterre, entre autres. Nous avons donc adopté la prévision de prix de l'EIA pour le marché de la Nouvelle-Angleterre, c'est-à-dire 3,25 \$ US (2002) par millier de pieds cubes (Mcf). La progression annuelle utilisée par l'EIA correspond à l'indice des prix à la consommation (IPC) aux États-Unis majoré de 1 %.
6. **Coûts d'exploitation** : Le projet SOEP de la côte est (projet extracôtier de l'île de Sable) prévoyait des coûts annuels d'exploitation de 85 M\$ tandis que le projet Deep Panuke, qui est plus récent, anticipe des coûts annuels de 60 M\$. Nous utilisons dans nos calculs des coûts de 120 et 150 M\$ (2002), pour les scénarios 1 et 2 respectivement, sujets à une progression annuelle correspondant à l'IPC.
7. **Coûts reliés aux infrastructures existantes de transport de gaz naturel** : L'organisme de transport régional défini au chapitre 4 est en place au moment de la mise en exploitation des réserves du Québec.
8. **Coûts reliés aux nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel** : Les investissements requis dans les infrastructures de transport apparaissent au chapitre 4. Scénario 1 : le gazoduc sous-marin et le gazoduc souterrain jusqu'à l'organisme de transport régional sont considérés comme des gazoducs sujets à une tarification réglementée. Un tarif de 1,10 \$ US par Mcf est utilisé. Scénario 2 : le gazoduc sous-marin jusqu'à Gaspé est inclus dans les frais de développement de la production des gisements en question. Le tarif est de 0,85 \$ US par Mcf utilisé pour le gazoduc souterrain de Gaspé jusqu'à l'organisme de transport régional.

9. Investissements reliés à l'exploration et au développement de la production : Les investissements reliés au développement de la production dans le scénario 2 sont basés sur l'approche et les coûts des projets Deep Panuke et SOEP. À noter que la production du premier contient peu de liquides par rapport à celle du second. Les liquides de Deep Panuke seront autoconsommés sur la plate-forme. Nous adoptons cette approche pour la présente analyse de la production du Québec. Dans le scénario 1, le nombre de plates-formes et de puits de production sont inférieurs par rapport aux projets de la côte est. Corridor Resources envisage une approche qui réduit les investissements requis pour le développement mais qui par contre hausse les coûts annuels d'exploitation. Les débours sur une base annuelle des investissements reliés à l'exploration et au développement de la production apparaissent à la section 3.6.

Tableau 3-1
Investissements en exploration et développement

Investissements (en millions de dollars)	Scénario 1	Scénario 2
Exploration	105	1 500
Développement des réserves	1 265	2 500
• Forages - puits de production	550	750
• Plates-formes et traitement du gaz	560	1 000
• Gazoducs sous-marins dédiés*	155	750
Total exploration et développement	1 370	4 000

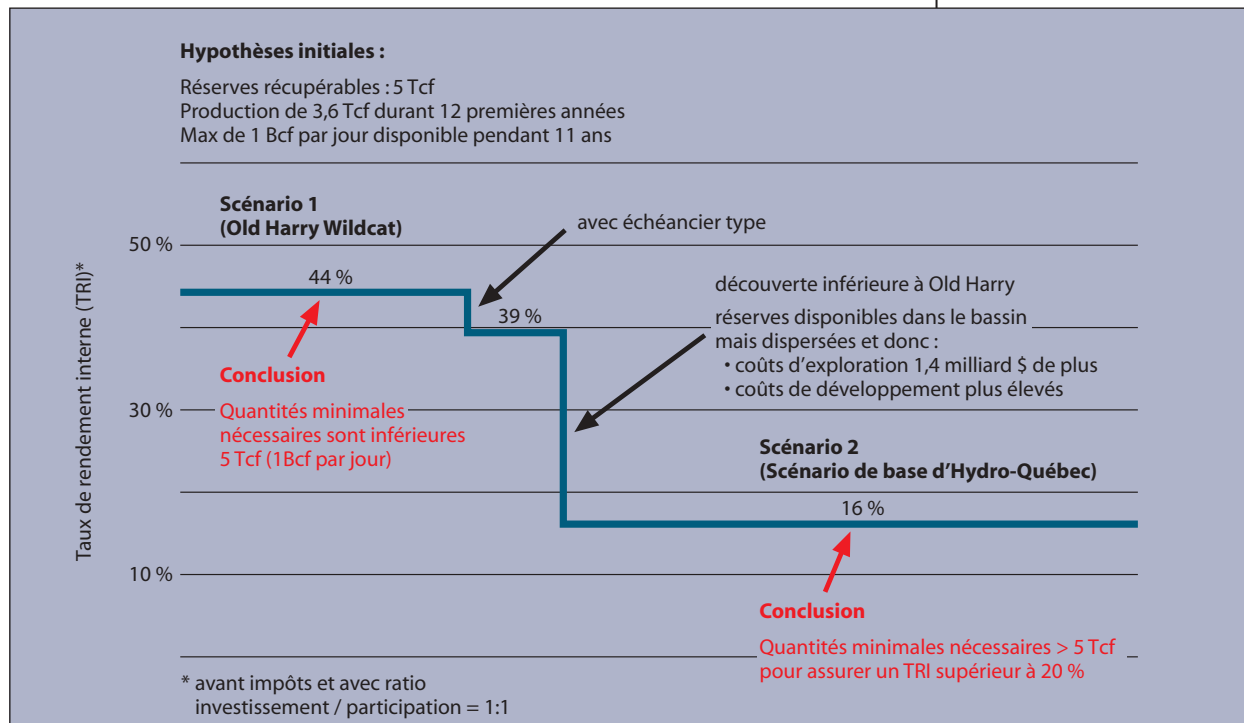
* Les investissements dans les gazoducs de transport qui seront sujets à une tarification réglementée ne sont pas inclus dans ce tableau. Le chapitre 5 sur les retombées économiques reliées au développement du projet prend en compte ces investissements supplémentaires au développement de la production.

10. Ententes d'amodiation : Hydro-Québec ne détient aucun permis d'exploration. Certaines entreprises possèdent des permis dans les bassins de Madeleine, d'Anticosti et du fleuve, émis avant l'entrée en vigueur du moratoire. Québec tentera de négocier des ententes d'amodiation avec certains détenteurs de ces permis. De plus, un préalable à la participation d'Hydro-Québec au plan d'exploration est la participation d'entreprises de calibre international. Celles-ci exigeront également certaines conditions par rapport à leur participation au programme. L'ensemble des conditions sont inconnues à ce stade. De plus, les permis en vigueur dans ces bassins ne couvrent pas la totalité du territoire. Nous avons donc utilisé un ratio investissement/participation de 1/1 pour déterminer le taux de rendement relatif des scénarios 1 et 2. En d'autres termes, nous n'avons pas tenu compte des conditions d'amodiation.

3.3.3 Résultats de l'analyse macroéconomique

Les résultats de l'analyse macroéconomique des deux scénarios retenus pour le plan d'exploration dans le golfe et l'estuaire sont illustrés à la figure 3-9.

Figure 3-9
Résultats – Analyse macroéconomique – Golfe et estuaire



On note que le scénario optimiste, le scénario 1, Old Harry Wildcat, dégage un taux de rendement (TRI) de 44 %. Il est donc évident que pour ce scénario 1, les quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable des découvertes sont inférieures aux réserves récupérables (5 Tcf) et à la production journalière (1 Bcf par jour) retenues comme hypothèse initiale. En fait, les coûts importants des infrastructures de transport établissent un plancher pour la production journalière à 0,75 Bcf ce qui nécessite des réserves récupérables de 4 Tcf. Ces quantités minimales appliquées au scénario 1 dégageraient alors un taux de rendement de 20 à 30 % après avoir tenu compte des conditions possibles des ententes d'amodiation et de la situation fiscale en termes d'impôts corporatifs des entreprises impliquées dans le plan d'exploitation dans le golfe et l'estuaire.

La figure 3-9 démontre également que les quantités minimales de l'hypothèse initiale (5 Tcf et 1 Bcf par jour) résultent en un taux de rendement (TRI) pour le scénario conservateur, scénario 2, de 16 % – un rendement qui est insuffisant. Les éléments qui contribuent à ce résultat sont comme suit (en ordre décroissant d'importance) :

- La somme additionnelle de 1,4 milliard de dollars requise pour la phase d'exploration avant de réaliser les découvertes.
- Les coûts de développement additionnels nécessités par une dispersion des réserves dans plusieurs structures géologiques.
- Le délai dans la mise en exploitation commerciale des réserves causé surtout par un processus d'approbation du plan de développement similaire à celui présentement en vigueur en Nouvelle-Écosse.

Les quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable des découvertes s'élèvent donc à 9 Tcf de réserves récupérables et à 1,75 Bcf par jour pour le scénario 2 (scénario de base d'Hydro-Québec). Ces quantités minimales dégageront alors un taux de rendement équivalent à celui du scénario 1 (20 % à 30 %) en tenant toujours compte des conditions possibles des ententes d'amodiation et de la situation fiscale des entreprises impliquées.

Tableau 3-2
Quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable des réserves découvertes

	Réserves récupérables	Production journalière	Taux de rendement
Scénario 1			
Old Harry Wildcat	4 Tcf	0,75 Bcf/j	20 % +
Scénario 2			
Scénario de base d'HQ	9 Tcf	1,75 Bcf/j	20 % +

3.4 Gaspésie

Production consommée localement

Le puits de Galt n° 1 produit environ 200 Mcf par jour (0,070 Bcf par année), ce qui est marginal en termes de production. Junex établit les réserves potentielles de l'ensemble de la structure de Galt à 10 Bcf, mais d'autres forages sont requis pour prouver ces quantités.

Selon une étude réalisée par Gaz Métropolitain, des réserves suffisantes pour maintenir une production annuelle de 1 Bcf à long terme sont requises pour rentabiliser la construction d'une desserte Galt/Gaspé. De plus, Gaz Métropolitain établissait la demande annuelle du marché local de Gaspé à seulement 0,1 Bcf. On conclut donc comme suit pour la Gaspésie dans le contexte d'une production locale :

- La production de Galt devra continuer à desservir le marché local via fardier.
- Advenant que les activités d'exploration dans la région tendent à confirmer la présence de réserves potentielles de 10 Bcf et plus, il sera nécessaire d'encourager une implantation industrielle de près de 1 Bcf par an à Gaspé afin de permettre la construction d'une desserte par Gaz Métropolitain.
- Les fardiens seraient alors libérés et deviendraient disponibles dans le but de répéter l'exercice ailleurs en Gaspésie.

Production intégrée au réseau du nord-est

À potentiel égal de découverte de quantités importantes de gaz naturel, la somme des coûts d'exploration et de développement associés à un plan d'exploration en Gaspésie serait de 50 % à 60 % inférieure à la somme d'un plan en milieu marin.

Les quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable dépendent largement des conditions d'infrastructures de transport.

Si toutes les infrastructures doivent être supportées par les réserves de la Gaspésie, les quantités minimales nécessaires pour l'exploitation rentable devraient être de 2 à 3 Tcf au lieu du minimum de réserves de 4 à 9 Tcf requis dans le golfe et l'estuaire.

Si les infrastructures de transport sont déjà construites pour acheminer le gaz de la côte est au Québec via le Nouveau-Brunswick, les réserves requises en Gaspésie seraient de l'ordre de 1 à 2 Tcf. Le même ordre de réserves en Gaspésie serait requis si un gazoduc était construit pour acheminer des quantités de gaz naturel liquifié de la région de Rivière-du-Loup à Lévis.

Avec les investissements proposés en Gaspésie, nos experts nous avisent cependant qu'il est peu probable de découvrir de telles réserves dans cette région. Le plan d'exploration proposé pour la Gaspésie est indépendant de celui proposé pour le golfe et l'estuaire. Il en découle donc que la production de gaz naturel en Gaspésie visera le marché local.

Évidemment, la découverte de réserves importantes de gaz naturel dans le golfe et l'estuaire suivie de la construction d'un gazoduc souterrain en Gaspésie permettrait le raccordement de la production de la Gaspésie à ce gazoduc afin de desservir le marché de la Gaspésie et le marché régional lié par un organisme de transport régional.

3.5 Compétitivité des bassins québécois comparé aux solutions de rechange

À la section 3.1.1, il a été question de l'incertitude qui existe quant à la capacité des sources des approvisionnements gaziers retenues par l'EIA afin de satisfaire la demande à long terme des États-Unis.

Nous avons indiqué à titre de solutions de rechange aux sources retenues par l'EIA, l'importation de quantités de gaz naturel liquéfié en sus de celles incluses dans les prévisions de l'EIA, les réserves de l'Alaska et du delta du Mackenzie, la production additionnelle de la côte est du Canada et la découverte de gaz naturel au Québec.

Les réserves de l'Alaska sont imposantes et bien connues. Aujourd'hui même, on produit et réinjecte de 7 à 8 Bcf par jour dans les gisements de pétrole. Cependant, ces réserves sont situées à plus de 2 800 km du nord de l'Alberta. À cette distance, on doit ajouter 2 000 km pour se rendre au carrefour énergétique de Chicago. Les investissements requis dans les infrastructures de transport sont énormes et les producteurs exigent un prix à l'entrée de cette infrastructure de transport de 1,50 \$ US par Mcf.

Selon les conditions actuelles du marché, et si l'on devait construire de nouvelles capacités de transport sur la totalité du trajet Alaska-Chicago,

ce prix à l'entrée de l'infrastructure de transport serait de l'ordre de 0,50 \$ US par Mcf. À noter que l'on réussit à compenser en partie pour les distances à parcourir en transportant des quantités plus importantes grâce aux économies d'échelle. Cependant, l'introduction de telles quantités dans le marché aurait un effet à la baisse sur les prix – l'effet contraire de celui nécessaire et désiré par les producteurs.

Cette situation donne espoir aux autres solutions de rechange. La découverte de gaz naturel au Québec, par exemple, devient intéressante compte tenu de sa proximité relative du marché important du nord-est des États-Unis. De plus, les prix du gaz naturel dans ce marché du nord-est sont plus élevés qu'au carrefour de Chicago compte tenu de la distance de ce marché des bassins de production traditionnels.

Nous avons tenté de déterminer le classement relatif de ces solutions de rechange d'après les informations publiques disponibles. Nous reconnaissons qu'il est difficile d'en arriver à une mesure qui est entièrement sans critique. Le prix *netback* est parfois utilisé aux fins de comparaison à un même point de référence. Ici on parle de production de l'Alaska, du Québec, de Trinité et même de l'Afrique. Le seul point commun c'est le marché américain. De plus, il est évident que même à un point de référence commun, le prix *netback* de lui-même ne dit rien si ce prix doit supporter des investissements plus importants en amont de ce point de référence.

Nous avons en fait utilisé le ratio entre les investissements prévus en amont du point de calcul du prix *netback* et le revenu annuel découlant du prix *netback* calculé pour chacune des solutions de rechange. Les coûts des investissements sont en dollars canadiens de 2002. Cette méthode ne tient pas compte, par exemple, de la probabilité de découvrir les réserves nécessaires dans un bassin quelconque ou de la période sur laquelle on doit réaliser des investissements avant de découvrir des réserves et de pouvoir procéder à l'exploitation commerciale des réserves.

En fait, on peut résumer l'approche utilisée comme suit :

- Tous les projets ont accès aux réserves nécessaires dès aujourd'hui (certains moyennant des investissements importants en exploration) et peuvent être opérationnels demain.
- Le ratio équivaut au nombre d'années requises pour recouvrir les investissements réalisés en amont du point de calcul du prix *netback*.

Donc, plus le ratio est bas, plus le projet est intéressant en termes relatifs.

Les résultats apparaissent à la figure 3-10.

Prix NYMEX = 3,00 \$ US/MMBtu

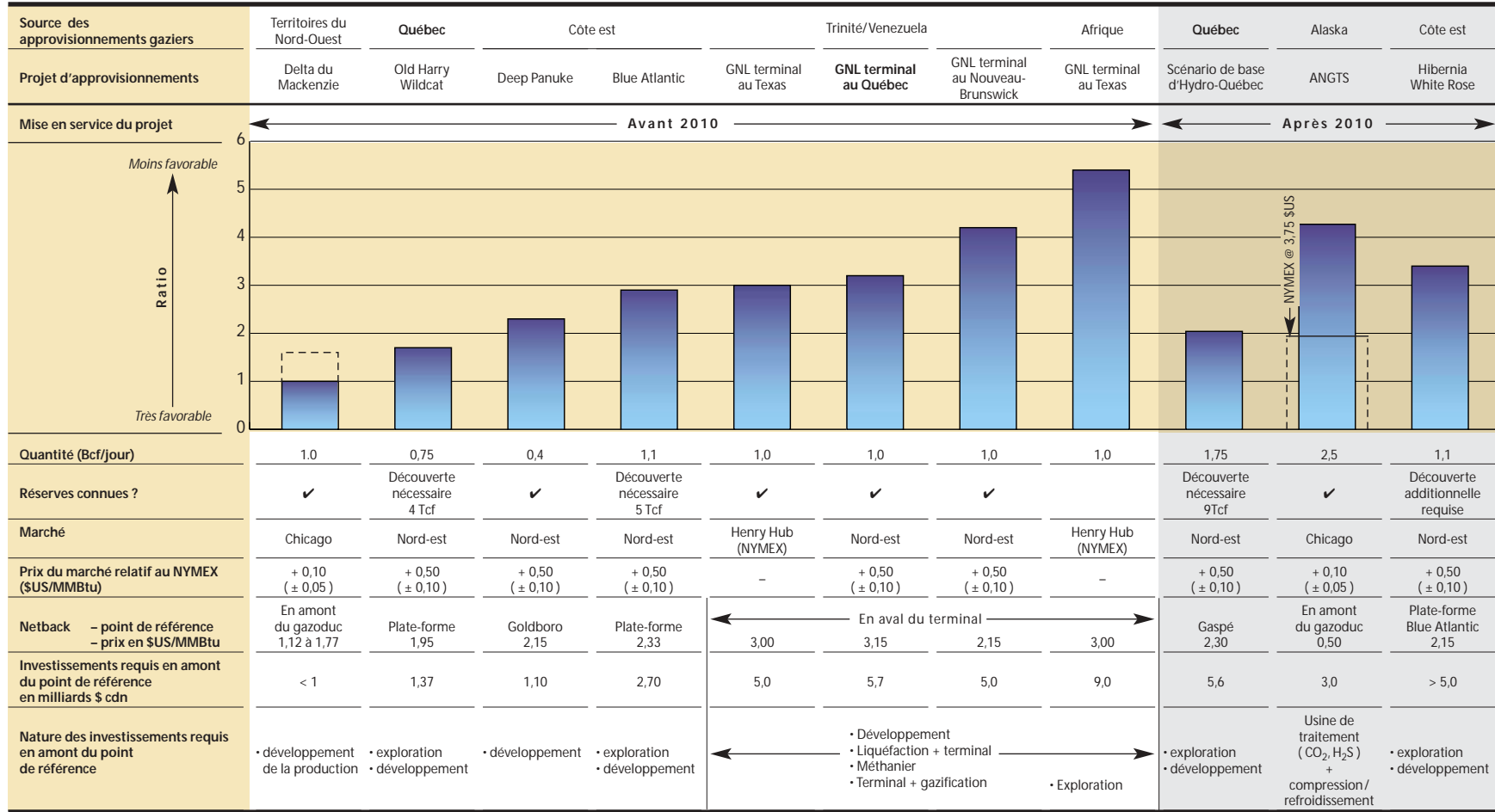


Figure 3-10 Résultats – Analyse macroéconomique – Bassin québécois comparé aux solutions de rechange

Le raccordement des réserves connues du Mackenzie livrées au marché de Chicago via des capacités de transport existantes ou même aux projets de bitume dans le nord de l'Alberta semble être le meilleur des projets. Il est cependant fonction de plusieurs éléments incertains, dont la performance éventuelle du bassin de l'Ouest, la mise en service des projets de bitume, le processus d'autorisations gouvernementales et surtout le raccordement des réserves voisines de l'Alaska.

La production du Québec, scénario 1 Old Harry Wildcat, se place relativement bien. L'absence d'une entente avec Ottawa représente l'enjeu principal, suivi naturellement par la nécessité de réaliser une découverte importante tôt dans le processus d'exploration.

L'importation de gaz naturel liquéfié donne des ratios relativement plus élevés compte tenu des investissements requis. Cependant, il faut noter que les méthaniers sont en mesure de desservir un marché global et le prix *netback* pourrait de temps à autre correspondre à un marché autre que le marché de l'Amérique du Nord.

Il est intéressant de noter qu'un terminal au Québec approvisionné à partir de Trinité est attrayant par rapport à un terminal situé au Nouveau-Brunswick car le système de transport régional lui donne accès au marché régional moyennant des frais de transport inférieurs. Un terminal au Québec est aussi attrayant qu'un terminal au Texas compte tenu des prix plus élevés des marchés dans le nord-est.

La figure 3-10 démontre la nécessité de procéder immédiatement à l'exploration au Québec et la nécessité d'encourager la construction d'un terminal de gaz naturel liquéfié au Québec.

La construction d'un tel terminal au Québec retarderait et possiblement remettrait en question la construction de certains terminaux proposés. Ce terminal procurerait aux consommateurs du Québec, entre autres, une diversité d'approvisionnement gazier à moyen terme. Il permettrait également la découverte et la mise en exploitation commerciale du gaz naturel du Québec avant que d'autres projets compétitifs ne soient construits.

3.6 Sommaire des investissements

Les investissements échelonnés, qui apparaissent dans les tableaux qui suivent, sont associés au plan d'exploration proposé et au développement des réserves découvertes suite à ce plan d'exploration.

Tableau 3-3
Plan d'exploration – Gaspésie

Investissements potentiels (en M\$ 2002)					
	2002	2003	2004	2005	Total
• Sismique	1	2	3	2	8
• Forages exploration	2	3	10	7	22
• Forages développement	0	0	15	15	30
Total	3	5	28	24	60
Part d'Hydro-Québec	2	3	15	10	30

Tableau 3-4
Plan d'exploration – Golfe et estuaire

Investissements potentiels (en M\$ 2002) (Scénario de base d'Hydro-Québec)						
	2002	2003	2004	2005-2007	2008-2010	Total
Plan total						
Sismique	2	14	14	10	0	40
Forages	0	25	0	680	755	1460
Total	2	39	14	690	755	1 500
Note : Investissements en exploration - scénario 1 (Old Harry Wildcat) seulement 105 M\$ en 2002.						
Part d'Hydro-Québec						
Sismique	2,0	14,0	14,0	10,0	0,0	40,0
Forages	0,0	12,0	0,0	119,0	129,0	260,0
Total	2,0	26,0	14,0	129,0	129,0	300,0
(20 % du programme total)						

Les investissements requis pour le développement des réserves découvertes dans le golfe et l'estuaire reflètent les pourcentages suivants des coûts du gazoduc sous-marin :

- 100 % pour le scénario 2 (scénario de base d'Hydro-Québec).
 Situation équivalente : projet initial de l'île de Sable et projet Deep Panuke ;
- 25 % seulement dans le cas du scénario 1 (Old Harry Wildcat).
 Situation équivalente : gazoduc sous-marin proposé entre l'île de Sable et le New Jersey.

Tableau 3-5
Développement des réserves – Golfe et estuaire
 (Investissements requis en M\$ 2002)

Plan total	Scénario 1	Scénario 2
	Old Harry Wildcat	Scénario de base d'Hydro-Québec
2006	392	
2007	446	5
2008	324	20
2009	–	110
2010	102*	582
2011		963
2012		470
2013		
2014		350
Total	1 264	2 500

* Forages pour maintenir la production.

Le tableau 4-1 au chapitre 4 résume le total des investissements requis dans les gazoducs sous-marin et souterrain. Le gazoduc souterrain est sujet à une tarification réglementée. Le coût de cet investissement est donc exclu des investissements requis pour le développement des réserves spécifiques découvertes.

