

VALEUR ÉCONOMIQUE ET STRATÉGIQUE DU POTENTIEL PÉTROLIER ET GAZIER EXPOSÉ DANS L'ERME DE BATHURST

G.R. Morrell et D.R. Smith

Introduction

Le potentiel pétrolier et gazier de la région à l'étude pour le parc est quantifié dans le Rapport public 3714 préparé par la Commission géologique du Canada (CGC). Les chiffres avancés sont substantiels. Selon des estimations moyennes, le potentiel de la région atteindrait 737 millions de mètres cubes (4,6 milliards de barils) de pétrole et 330 milliards de mètres cubes (11,7 billions de pieds cubes) de gaz. Que représentent ces chiffres? Laissent-ils entrevoir une ressource potentielle d'intérêt local, commercial, voire national? Dans le présent document, nous tentons de répondre à ces questions en étudiant le potentiel découvert dans un contexte économique et stratégique.

L'évaluation est acceptée sous réserve des limitations propres à une évaluation des ressources. Elle est fondée sur des observations géologiques prometteuses et sur une inférence rigoureuse, mais les ressources potentielles demeurent hypothétiques, car aucun gisement de pétrole ni de gaz n'a encore fait l'objet de forage exploratoire.

La rigueur du processus d'évaluation est compatible avec la méthode scientifique utilisée pour évaluer un potentiel dans des conditions très incertaines. Les intervalles de confiance sont grands. Dans pareilles circonstances, il serait imprudent d'utiliser l'évaluation pour faire des déclarations précises sur le potentiel, qu'il s'agisse d'une perspective particulière ou de la valeur des minéraux d'une parcelle de terres inuites. Il est toujours possible (bien que très improbable) qu'il n'y ait pas de gisement de pétrole ni de gaz à l'île Bathurst. Or, le plus probable est qu'il y ait des gisements, mais qu'aucune entreprise commerciale ne se donnerait la peine de les explorer.

Il importe de souligner que personne n'a encore essayé d'évaluer quantitativement les coûts d'approvisionnement nécessaires pour exploiter les ressources potentielles de l'île Bathurst : compte tenu du niveau d'incertitude quant à la nature du pétrole et aux gisements dans cette région, il serait difficile de les estimer et d'avancer un chiffre avec la moindre confiance. Les observations présentées ici sont donc qualitatives et fondées sur l'opinion d'expert des auteurs.

Conséquences de la variation du potentiel dans la région étudiée

La Figure 2 du Rapport public 3714 montre la variation des conditions géologiques favorables au pétrole et au gaz dans la région à l'étude. Dans la zone de plissements des îles Parry, les taux relatifs au gaz varient entre *faibles*, *modérés* et *élevés*. La variation des taux est en rapport avec la structure : les anticlinaux fermés sont hauts, et les synclinaux sont bas. Le corps du rapport comprend une mise en garde importante selon laquelle, nonobstant l'attribution et en raison de la

présence présumée de constrictions non répertoriées, « *une vaste zone de potentiel de faible à modéré pourrait contenir une proportion importante de gaz non découvert* » [traduction].

La même observation est applicable à la zone de plissements de Cornwallis où le potentiel oscille entre faible, modéré et élevé tant pour le pétrole que pour le gaz. Les auteurs concluent que : « *de vastes secteurs à l'intérieur de la zone de plissements de Cornwallis se sont vu attribuer un taux modéré, mais pourraient en fait contenir les réserves du pétrole non découvert dans des constrictions stratigraphiques non répertoriées* » [traduction].

Les programmes conçus pour l'exploration pétrolière ou gazière dans des régions peu explorées comme l'île Bathurst doivent être suffisamment élaborés pour échantillonner la variation du potentiel indiqué et permettre aux sociétés de sélectionner un éventail de cibles de forage. Il faut être prudent lorsqu'on détermine des degrés de potentiel pétrolier et gazier dans des zones relativement petites : il est peu probable que les sociétés soient attirées par des îles trop petites, même si on leur a attribué un potentiel élevé, car, comme le risque d'échec ne peut pas être écarté, les sociétés en seraient quittes pour jouer le tout pour le tout.

C'est dans la séparation est-ouest entre la zone de plissements de Cornwallis et celle des îles Parry que la variation des taux de potentiel est la plus marquée. Le rapport public attribue uniformément des cotes plus élevées à la première (tant pour le gaz que pour le pétrole). Les auteurs soutiennent que le potentiel des secteurs au sein de la zone de plissements des îles Parry est en général plus faible, et que seul le potentiel gazier est considérable. Zone pour zone, les terres de la zone de plissements de Cornwallis possèdent un plus grand potentiel et devraient représenter des cibles d'exploration plus attirantes que l'ouest de l'île Bathurst.

Ce n'est qu'en invitant ouvertement les industries au moyen d'un appel de candidature que l'on pourrait inciter celles-ci à exprimer leur intérêt et savoir si elles partagent cette vision de potentiel relatif. C'est la procédure établie dans les zones vierges au Canada. Le prix des soumissions subséquentes pour les blocs sélectionnés serait une indication de la valeur perçue.

Conséquences du potentiel des terres à l'extérieur de la région à l'étude

Pour des raisons statistiques, le Rapport public 3714 présente un examen du potentiel de la zone de plissements de Cornwallis et de celle des îles Parry sur tout le territoire de l'île Bathurst et des îles du Gouverneur général. Une grande partie des quantités de ressources potentielles se trouve sur des terres situées à l'extérieur de la région étudiée par Parcs Canada et des secteurs de l'étude élargie. Précisément, les auteurs concluent qu'il n'y a que 30 % du potentiel de la zone de plissements de Cornwallis qui est situé à l'intérieur de l'aire mise de côté pour l'étude de faisabilité du parc. (Cette proportion grimpe à 50 % lorsqu'on inclut la Polar Bear Pass.) Environ 60 % du potentiel de la zone de plissements des îles Parry se trouve à l'intérieur de la région à l'étude et des secteurs visés par l'étude élargie.

D'autres parties de la zone de plissements de Cornwallis (au large des côtes et au sud-est, à l'est et au nord-ouest de l'île Bathurst) n'ont pas été évaluées, mais on peut s'attendre à ce que les valeurs des ressources soient semblables. On n'a pas évalué non plus la zone de plissements des îles Parry, au large des côtes jusqu'à l'ouest de l'île Bathurst et dans l'île Melville. Il serait raisonnable de supposer que le potentiel de ces régions soit tout à fait comparable. Sans autre examen, il semblerait que les terres situées dans la zone de plissements de Cornwallis dans le nord-ouest de l'île Devon, à l'île Cornwallis, à l'est de l'île Prince-de-Galles et à l'ouest de l'île Somerset, y compris les zones sous-marines, présentent les mêmes indications positives de potentiel d'hydrocarbures.

L'étude de la CGC fournit une estimation quantitative du potentiel. Si l'on veut évaluer la valeur économique et stratégique du potentiel de la zone à l'étude, il est essentiel de le comparer à celui d'autres secteurs de la région. Le Rapport public 3714 fait état d'estimations du potentiel en ressources de la zone de plissements des îles Parry et du bassin de Sverdrup. Il est difficile d'évaluer cette zone en la comparant aux régions environnantes parce que les évaluations antérieures datent, et que celles-ci changent avec le temps. Néanmoins, le potentiel pétrolier du bassin de Sverdrup mis en lumière par Procter et al. (1984) représentait le double de l'estimation actuelle pour la région de l'île Bathurst. Pour sa part, le potentiel gazier était sept fois plus élevé. On est manifestement ici en présence d'un gros potentiel et de ressources importantes attestées par des découvertes.

Il importe de voir la zone de parc proposée dans son contexte régional. La région entière est isolée, manque d'infrastructures et est loin des marchés éventuels. La zone à l'étude a été explorée jusqu'à un certain point, au moyen, notamment, de quatre puits d'essai, sans résultats réels. Or, dans d'autres secteurs de la région, l'exploration a connu des succès plus notables, les plus grands étant les puits de pétrole de l'île Cameron et les découvertes de quantités considérables de gaz et de pétrole au nord du bassin de Sverdrup. Il semblerait logique que ces secteurs soient mis en priorité et qu'on leur reconnaisse un potentiel de ressources supérieur.

Perspectives commerciales pour les ressources pétrolières et gazières potentielles

L'exploration pétrolière tient compte de deux produits de base principaux, à savoir le pétrole brut et le gaz naturel. On les trouve parfois dans des gisements séparés et parfois en association. L'aspect économique de l'exploration repose généralement sur les attentes à l'égard de l'un ou l'autre de ces produits.

Faute de découvertes, l'aspect économique du développement du potentiel pétrolier et de l'exploration des ressources gazières doit être évalué en fonction d'un cycle complet, c'est-à-dire du profit qu'on dégagera de la vente d'un pétrole qu'on s'attend à découvrir, par rapport à la somme des coûts de l'exploration, du développement et de la vente du pétrole auxquels il faut ajouter un rendement sur l'investissement.

Gaz naturel

L'exploitation d'un gisement de gaz se fait généralement au moyen d'un pipeline qui permet d'acheminer le gaz jusqu'au marché. L'idée d'un pipeline vers le Haut-Arctique a déjà été avancée dans le passé, mais une telle installation ne serait pas viable économiquement aujourd'hui, et l'ONE ne prévoit pas qu'elle puisse l'être au cours des 25 prochaines années, malgré la découverte et le tracé des limites du plus vaste champ gazier au Canada (pointe Drake) sur la péninsule Sabine de l'île Melville.

Pour récupérer les coûts d'un tel pipeline, il faudrait atteindre des taux élevés de production de gaz fondés sur des réserves abondantes. Or, la taille maximale du champ situé dans la zone de plissements de Cornwallis, qui est de $11,3 \times 10^9$ mètres cubes en place (400 milliards de pieds cubes), laisse supposer un gisement de taille inférieure à celui de la plus vaste découverte existante le long de la limite sud du bassin de Sverdrup. Les ressources découvertes à la pointe Drake, qui se trouvent en partie sur les côtes de la péninsule Sabine de l'île Melville, sont estimées à $98,5 \times 10^9$ mètres cubes (3,5 billions de pieds cubes). On n'a aucune idée des qualités de production des roches-magasins potentielles de l'île Bathurst, et il serait peu probable qu'elles rivalisent avec l'excellence de celles des roches plus jeunes du champ de la pointe Drake.

Outre les pipelines, il existe plusieurs manières d'acheminer le gaz jusqu'aux marchés. La plus populaire est la liquéfaction (GNL). Celle-ci fait appel à une technologie dispendieuse, et le développement de nouveau GNL coûte cher. Il existe de nombreux développements de GNL à travers le monde, notamment en Norvège, mais la plupart sont situés dans des environnements relativement anodins et dans des endroits qui se trouvent à une distance raisonnable des marchés. Il ne pourra pas y avoir de projets de GNL à petite échelle dans le Nord du Canada. Les projets devront se concentrer sur les vastes champs gaziers, être situés de préférence près des côtes et être ouverts à l'expédition. D'autres technologies récentes, comme le GNC Coselle^{MC} améliorent les perspectives commerciales des champs qui sont situés loin des réseaux de pipelines, mais relativement près des marchés. D'autres technologies, comme la conversion en méthanol et les conversions catalytiques à petite et à grande échelle de gaz naturel en carburant liquide (procédé GTL), sont utilisées dans diverses régions du monde, comme l'Afrique, l'Australie et le Qatar, mais, encore une fois, les ressources en question sont situées à une distance raisonnable des marchés. Les avancées technologiques en matière de transport font miroiter la possibilité d'exploiter des champs de gaz éloignés et pourraient apporter des solutions gagnantes sur le plan commercial dans bien des cas. Toutefois, ces avancées ne seront pas le moteur de l'exploration, qui privilégiera les découvertes existantes.

Les possibilités de développement de ressources gazières à partir du Haut-Arctique seront au départ fondées sur les découvertes majeures existantes au nord de l'île Melville. Un pipeline qui traverserait le sud de l'île Melville en direction d'une installation de GNL située dans les eaux sujettes aux marées du détroit du Vicomte Melville sillonnerait en partie la zone de plissements des îles Parry, qui a un potentiel comparable à celui de l'ouest de l'île Bathurst. Il semblerait plus probable qu'un investissement majeur dans le GNL du Haut-Arctique vise cette possibilité plutôt

qu'une nouvelle exploration sur l'île Bathurst.

Pétrole brut

La production de pétrole brut dans des pétroliers et l'expédition vers des marchés partout dans le monde sont caractéristiques du développement de champs pétrolifères éloignés et situés au large des côtes. Comme le marché est mondial et hautement concurrentiel, le transport par pétrolier s'avère relativement peu coûteux.

L'exploration du pétrole au large des côtes est fondée sur la perspective de découvrir des champs de taille supérieure. La nature très structurée des zones pétrolifères dans le secteur de l'île Bathurst, et en particulier dans la zone de plissements de Cornwallis, les rend moins attirantes du point de vue de l'exploration, bien qu'elle augmente le nombre de pièges et de gisements potentiels. Selon le Rapport public 3714, la taille des champs pétrolifères de l'île Bathurst est inférieure à celle des zones actives dans le bassin Jeanne d'Arc, comme les champs Hibernia et Terra Nova. Le fait que le plus gros gisement soit de taille inférieure pourrait fort bien décourager quiconque d'investir les sommes nécessaires pour faire une première découverte dans un nouveau bassin. Toujours selon le rapport public, la valeur moyenne du plus gros gisement s'élève à 37 millions de mètres cubes (227 millions de barils). À un taux de récupération de 0,3, un tel gisement permettrait de recueillir 68 millions de barils, c'est-à-dire environ un dixième du pétrole récupérable dans le champ Hibernia.

La qualité du pétrole brut est un autre facteur clé de l'attrait commercial que représenterait une découverte de pétrole dans le Haut-Arctique. Un pétrole très visqueux avec un point d'écoulement élevé serait tout particulièrement difficile à produire dans cet environnement. Les pétroles légers ayant de faibles points d'écoulement et une faible viscosité dynamique seraient idéals. Or, rien n'indique vraiment à quoi ressembleraient les zones de pétroles de l'île Bathurst : le pétrole de Bent Horn, dont les caractéristiques de production étaient excellentes, était retenu dans un thème qu'on n'estime pas présent sur l'île Bathurst. Cet élément ajoute au risque économique associé aux thèmes pétroliers de l'île.

L'exploitation commerciale de Bent Horn reposait sur un certain nombre de circonstances favorables. On avait découvert du pétrole près des côtes, le pétrole coulait bien et était d'excellente qualité, et les taux de production d'un seul puits étaient excellents. Il convient d'examiner les efforts d'exploration dans le Haut-Arctique qui annonçaient la production de Bent Horn. Il est très peu probable que cet investissement aurait vu le jour si la seule perspective de rendement avait été un gisement comme Bent Horn. Les réserves sont modestes, la géologie, complexe et les coûts d'exploitation, élevés. Bent Horn est un précédent peu probable pour une nouvelle exploration et a d'ailleurs été abandonné en 1996.

Ce sont les vastes champs pétrolifères productifs qui représenteraient un intérêt commercial pour les sociétés qui se livrent actuellement à de l'exploration. Dans le Haut-Arctique, au mieux, ces champs seraient situés sur la côte ou à 10 km tout au plus de celle-ci afin de réduire les coûts de

production. Comme on dispose d'un vaste éventail de techniques d'exploration, ces grands champs sont généralement découverts au début de l'exploration.

Exploration et production pour répondre à la demande locale

La coïncidence d'un potentiel minier et d'un potentiel pétrolier élevés dans l'est de l'île Bathurst est inhabituelle et attire l'attention sur une possible synergie entre les développements pétrolier, gazier et minier. Il est toutefois peu probable qu'une société d'exploitation minière se lance dans des activités d'exploration pétrolière et gazière afin de trouver une source de carburant alternatif, tout comme il est peu probable qu'une compagnie d'exploitation pétrolière et gazière tirerait des profits d'une exploration strictement destinée à conquérir le marché limité d'une seule mine. Une telle combinaison peut se produire par hasard, mais l'importance des risques encourus diminue la probabilité qu'elle prenne la forme d'une stratégie délibérée. Cela dit, il ne fait pas de doute que la proximité de gisements minéraux de valeur et l'approvisionnement énergétique local sont des atouts pour une industrie d'extraction de ressources. Il s'agit d'une combinaison de valeurs inhabituelle.

Le gaz peut aussi être exploité localement lorsque la découverte est située près de la demande. Le meilleur exemple récent est celui de la découverte d'Ikhil dans le delta du Mackenzie, qui fournit du gaz à Inuvik au moyen d'un pipeline de 12 pouces sur une distance de 30 km. Or, c'est une association fortuite que celle d'une découverte et d'une demande de gaz, dans le cas d'Inuvik. Le projet était économique parce que le coût de l'exploration et de la découverte de la ressource avait déjà été absorbé par le premier explorateur au début des années 1980. Il est peu probable qu'un champ gazier découvert dans la région en question puisse servir à approvisionner Resolute parce qu'il faudrait qu'un pipeline sous-marin traverse le détroit et parce que jamais les volumes ne pourraient justifier les coûts.

Incidence sur la délivrance des permis d'exploration pétrolière et gazière

Il n'y a pas de permis d'exploration actifs actuellement dans le Haut-Arctique. Les sociétés d'exploration pétrolière et gazière ont récemment exprimé un certain intérêt devant la possibilité d'attribution de droits d'exploration dans les îles de l'Arctique, mais aucune n'a manifesté au gouvernement un intérêt précis pour l'exploration de l'île Bathurst. Pour les sociétés, il s'agit d'une région à haut risque où les perspectives de rendement rapide sur l'investissement sont minces.

Le gouvernement pourrait modérer le facteur désincitatif que constitue le haut risque en fixant des modalités favorables au succès de l'exploration dans les régions éloignées. L'essentiel est le secteur visé par le permis de prospection : celui-ci devrait être assez vaste pour qu'une société puisse évaluer plusieurs possibilités et couvrir sa mise. Dans le Haut-Arctique, une région d'exploration très embryonnaire, il faudrait que les blocs de forage soient gros pour attirer les

sociétés.

L'expérience côtière et infracôtière dans le Nord et l'expérience au large des côtes laissent supposer qu'une surface de huit mailles serait raisonnable. Dans la région de Bathurst, les mailles sont de 30 minutes de longitude par 10 minutes de latitude. Deux licences de cette taille pourraient raisonnablement se loger dans la zone élargie visée par l'étude dans les îles du Gouverneur général, et sept autres dans le secteur des territoires actuellement mis de côté. Une licence de huit mailles couvrirait l'ensemble de l'île Cameron. Selon une expérience récente, il est utopique de s'attendre à une couverture de 100 % même dans des zones où les sociétés se disputent activement le territoire. Les sociétés sont réticentes à trop s'engager et à affronter la perte possible de gisements appréciables faute d'explorer les territoires.

Selon la Direction de la gestion du pétrole et du gaz du Nord (AINC), qui est le gestionnaire des ressources pour les terres publiques des T.N.-O. et du Nunavut, il est plus probable qu'une ou deux de ces licences soient délivrées et sélectionnées par une seule société. Les licences auraient sans doute une durée de neuf ans, le maximum permis en vertu de la loi.

La délivrance de licences d'exploration générerait une activité économique liée à l'exploration gazière et pétrolière pour les communautés de la région.

Répercussions économiques sur les communautés ou les mines du Nord

L'exploration pétrolière et gazière, puis les activités de développement, de production et de transport qui s'ensuivraient dans la zone à l'étude offriraient une base importante pour l'expansion et la diversification de l'économie régionale à long terme et de façon durable. L'expérience entourant les activités pétrolières et gazières au Nunavut et ailleurs dans le Nord a démontré que le secteur du pétrole et du gaz peut représenter une source importante d'emplois, de possibilités de formation, d'occasions d'affaires et de contrats de service, dont plusieurs ont profité à des gens et à des entreprises du Nord aux échelles communautaire et régionale.

D'ordinaire, à l'étape de l'exploration, une opération sismique menée sur terre au-dessus de la limite de la zone arborée ou sur la glace marine entraîne des possibilités d'emplois de **25** à **50** mois-personnes, et celles-ci sont souvent imparties en majorité à des gens du Nord. À l'étape du forage exploratoire, chaque puits foré crée des possibilités d'emplois de **25** à **75** mois-personnes, dont plus du quart profitent à des gens du Nord. Les activités de développement des champs donnent lieu à une augmentation des possibilités d'emploi à court terme et, une fois que la production a débuté, à un nombre inférieur d'emplois bien payés et à long terme. La réussite des cours de formation accroît encore les niveaux de participation des habitants du Nord à chaque étape.

Pour les entreprises nordiques, l'approvisionnement et les services nécessaires à l'industrie pétrolière font de l'exploration gazière et pétrolière et des cycles de développement et de

production connexes une source de multiples possibilités de croissance. Au stade de l'exploration, des programmes de collecte de données sismiques majeurs ou des puits exploratoires exigent souvent de l'équipement et des services dont la valeur s'élève à plusieurs millions de dollars, et ce sont souvent des entreprises nordiques qui obtiennent les contrats d'approvisionnement ou de services afférents. Les biens et services dont l'industrie a besoin augmentent de façon marquée durant la phase de développement pour ensuite décliner jusqu'au point où ils continuent d'offrir une base de possibilités contractuelles viables et à long terme à un large éventail d'entreprises nordiques. La construction, les opérations et l'entretien des systèmes de transport de pétrole et de gaz sont aussi une source d'occasions et de services à court et à long terme pour la communauté des entrepreneurs du Nord.

À quel niveau d'activité économique pourrait-on s'attendre advenant la mise en œuvre de programmes? Si on prend le cas plausible relevé dans la section précédente, un programme de prospection aéromagnétique/gravimétrique aéroportée, suivi de deux programmes de prospection sismique et d'au moins deux puits constituerait un scénario d'activités probable pour la première période de cinq à six ans de la licence. En adoptant les estimations ci-dessus pour des programmes typiques et en utilisant le scénario d'exploration comprenant deux programmes de prospection sismique et deux puits, on pourrait s'attendre à ce que des activités d'exploration pétrolière et gazière à l'île Bathurst génèrent un total de 100 à 250 mois-personnes (de 8 à 21 années-personnes) d'emploi sur cinq ou six ans.

Resolute aurait également un potentiel de croissance en tant que base de lancement pour les programmes d'exploration pétrolière et gazière dans le Haut-Arctique. Déjà, l'exploration pétrolière et gazière menée précédemment, dans les années 1970, avait généré une hausse importante de l'emploi dans les domaines de l'approvisionnement/des déplacements et du transport. La nature étendue des opérations pendant cette période était essentielle au maintien du niveau des activités.

Il faut souligner que les sociétés d'exploration doivent déjà assumer des coûts élevés pour la mobilisation et le transport des équipes jusqu'à une base de transbordement à Resolute : d'autres communautés pourraient tirer profit de ces activités, en particulier si une réduction des possibilités d'exploration à proximité de Resolute avait pour effet de déplacer le centre des activités d'exploration vers l'est en direction de l'île d'Ellesmere.

Importance nationale du potentiel pétrolier et/ou gazier dans la région

La réserve des ressources d'hydrocarbures dans le Haut-Arctique a été estimée à 25 % du potentiel pétrolier et gazier résiduel au Canada. Selon l'évaluation des ressources énergétiques menée par le CGC-Calgary pour la zone de parc proposée, les sédiments du nord de l'île Bathurst, particulièrement ceux du côté est de l'île, renferment une quantité importante d'hydrocarbures. Pour que les ressources estimées soient importantes sur le plan économique, il doit se passer deux choses. Premièrement, il faut que des activités d'exploration soient

entreprises pour découvrir ces hydrocarbures. Deuxièmement, il doit être déterminé que ces découvertes sont économiques à produire à l'île, par comparaison à d'autres endroits au Canada.

Pour qu'un projet soit commercial, le coût de production et de livraison des hydrocarbures à vendre doit être passablement inférieur au profit réalisé lorsqu'on vend le produit à sa valeur marchande (la plupart des compagnies voudraient un taux de rendement minimal de l'ordre de 20 %). Le volume de ressources disponible, le coût de la découverte et de l'extraction de cette ressource, la distance du marché et la disponibilité et la proximité des infrastructures sont tous des facteurs déterminants du coût du produit sur le marché, et tous ces facteurs jouent en défaveur de la production pétrolière et gazière dans le Haut-Arctique. La découverte de gros volumes d'hydrocarbures concentrés à l'intérieur d'une petite zone viendrait contrer ces facteurs. Il apparaît que ce potentiel n'est pas présent dans la zone de plissements des îles Parry, mais qu'il pourrait exister dans celle de l'île Cornwallis.

Si les prix du pétrole et du gaz grimpent suffisamment (ce qui pourrait arriver puisque les approvisionnements diminuent), l'aspect économique de l'exploration de l'île Bathurst risque de devenir plus attrayant, mais cela vaudra aussi pour nombre d'autres régions du Canada et du monde. Par exemple, il y a en Alberta des milliers de puits de gaz abandonnés qu'il deviendrait économique de développer avant les réserves trouvées à l'île Bathurst. Il est aussi probable qu'à un prix donné et supérieur, des portions importantes de sources d'hydrocarbures non éprouvées et/ou nouvelles, comme le gaz de formation imperméable, le pétrole lourd et le méthane de houille qui se trouvent ailleurs au Canada deviendraient économiques à exploiter avant les découvertes faites dans la zone de plissements de Cornwallis. Les ressources potentielles de l'île Bathurst sont faibles par comparaison aux volumes avancés de ces autres sources.

Les avancées technologiques, qui améliorent le rendement du réservoir, réduisent le temps de forage et diminuent les coûts d'exploration et de développement, ne sont peut-être pas particulièrement avantageuses pour les découvertes nordiques. Les progrès techniques dans le Haut-Arctique ou dans les environnements agressifs pourraient de préférence améliorer les possibilités de développement dans le Nord, mais ceux-ci sont généralement aussi applicables à d'autres régions. Il existe bien d'autres secteurs ayant un potentiel d'hydrocarbures supérieur dans le Nord du Canada et au large des côtes. Compte tenu du coût d'approvisionnement, la proximité relative de ces ressources (par exemple, le delta du Mackenzie) porte à croire que ces bassins seraient développés avant ceux du Haut-Arctique.

Compte tenu des considérations ci-dessus, il est peu probable que les ressources potentielles de Bathurst aient beaucoup d'importance au chapitre de l'approvisionnement du pays, et ce, même à long terme. L'activité économique générée par les sociétés qui font de l'exploration pétrolière et gazière a toutefois été reconnue comme une affirmation de la souveraineté canadienne dans le Haut-Arctique.

Autres considérations stratégiques

La création de parcs nationaux peut avoir des répercussions majeures sur l'accès aux régions adjacentes. La possibilité que l'île Bathurst fasse partie d'un corridor de transport pour le développement des ressources plus au nord ou même sur des territoires inuits partiellement compris dans le parc est à considérer, bien que la présence de la Polar Bear Pass soit déjà un obstacle potentiel à un tel développement.

Pour ce qui est du pétrole du centre des îles Sverdrup, il semblerait plus pratique de procéder par l'île Cameron pour les atterrissages et les transbordements que d'arriver plus au sud de l'île Bathurst. Il est plus probable que le développement gazier ait lieu à l'île Melville, et on n'envisagerait aucune route de pipeline terrestre sur Bathurst. Des progrès techniques ont réduit le coût du transport par pipeline maritime. La majorité du transport par pipeline dans l'Arctique serait nécessairement maritime, et il est fort possible qu'une route maritime soit préférée à une route terrestre pour un pipeline particulier.

Il pourrait y avoir des conséquences pour les découvertes faites dans des eaux adjacentes à l'île Bathurst si les rivages voisins se retrouvaient à l'intérieur des limites du parc. La zone effectivement exclue de l'exploration pourrait donc être considérablement plus grande que les terres déclarées inaliénables.

Exclure de l'exploration une zone substantielle de territoires ayant un potentiel pétrolier et gazier élevé, et ce, avant même que le potentiel ne soit entièrement tenu pour acquis pourrait fort bien envoyer un message négatif aux pétrolières qui prévoient explorer ailleurs au Nunavut. Cette intervention pourrait faire douter de l'ouverture du Nunavut au monde des affaires.

Conclusions

L'exclusion des terres de Bathurst ayant un potentiel pétrolier et gazier à l'intérieur de la zone à l'étude pourrait avoir les répercussions négatives suivantes :

- 1) Une vaste zone terrestre ayant un potentiel pétrolier et gazier serait exclue de l'exploration et du développement potentiel, privant ainsi l'État du loyer économique potentiel lié au pétrole et au gaz qui ne pourrait jamais être découvert.
- 2) L'image du Nunavut en tant que territoire ouvert à l'exploration dans le but de comprendre sa base de ressources s'en ressentira.
- 3) L'absence d'activités pétrolières et gazières réduirait les possibilités d'emploi et d'affaires, en particulier pour Resolute.
- 4) Certaines sociétés qui ont des idées précises d'exploration pourraient être découragées. Ce

sont les sociétés qui investissent et qui prennent des risques et c'est là que se trouve la base des activités économiques.

5) Une limite inférieure de la taille des blocs de forage exploratoire pourrait faire en sorte que les terres (y compris les terres inuites adjacentes à un parc) ne soient plus intéressantes pour les artisans de l'exploration pétrolière et gazière. La présence d'un parc pourrait réduire l'intérêt pour l'exploration dans les terres avoisinantes, puisque l'efficacité des techniques d'exploration s'en trouverait diminuée. Si, comme il est probable, l'exploration visait un champ de pétrole majeur, la protection environnementale accordée à la région où se trouve un parc pourrait avoir pour effet de décourager tout investissement dans son voisinage.

D'autre part, dans un contexte régional, un grand nombre de régions de l'Arctique canadien possèdent un potentiel plus défini que l'île Bathurst, et il est peu probable que l'exploration de la portion ouest du domaine serait mise en priorité ou qu'il en résulterait une découverte importante. De plus, le potentiel de ressources cerné, en particulier dans la portion ouest, ne pourrait vraisemblablement pas apporter une contribution significative à la couverture économique de base du Canada, que ce soit en pétrole ou en gaz. Cette source d'hydrocarbures demeurera plus coûteuse que celles qu'on peut trouver dans nombre d'autres régions du Canada. La ressource économique est donc bien inférieure au potentiel estimé.