

ÉTUDE SUR L'UTILISATION
DU GAZ NATUREL :
RÉGIONS EXTRACÔTIÈRES
DE TERRE-NEUVE

1998

Élaboré pour

l'Agence de promotion économique du Canada atlantique
et
la Newfoundland Ocean Industries Association

Rédigé par

Imperial Venture Corp.
St. John's (Terre-Neuve)
Canada

TABLE DES MATIÈRES

1.	SOMMAIRE ET CONCLUSIONS	1 - 1
1.1	Introduction	1 - 1
1.2	Contexte mondial	1 - 1
1.3	Constatations	1 - 2
1.4	Conclusion générale - étude de la phase I	1 - 3
1.5	Phase II	1 - 4
2.	CONTEXTE	2 - 1
2.1	Objet et portée	2 - 1
2.2	Contexte mondial du gaz naturel	2 - 2
2.2.1	Ressources	2 - 2
2.2.2	Évolution internationale du marché du gaz	2 - 6
2.2.3	Évolution du prix mondial du gaz	2 - 6
2.2.4	Régimes fiscaux du gaz	2 - 8
2.3	Contexte réglementaire	2 - 10
3.	SITUATION DES RESSOURCES	3 - 1
3.1	Introduction	3 - 1
3.2	Définitions et portée	3 - 1
3.3	Estimations des ressources	3 - 2
3.4	Gaz en comparaison du pétrole	3 - 5
3.5	Répartition des ressources	3 - 5
3.6	Facteurs géographiques	3 - 6
3.7	Conclusion	3 - 6
4.	SYSTÈMES DE PRODUCTION	4 - 1
4.1	Introduction	4 - 1
4.2	Composition chimique	4 - 2
4.3	Installations de production	4 - 2
4.3.1	Production au moyen d'une plate-forme fixe	4 - 4
4.3.2	Production au moyen d'une plate-forme flottante	4 - 4
4.3.3	Production au moyen d'un système sous-marin	4 - 4
4.4	Exigences de traitement	4 - 5
4.4.1	Gaz naturel comprimé	4 - 7
4.4.2	Gaz naturel liquéfié	4 - 7
4.4.3	Produits chimiques du gaz naturel	4 - 9
4.5	Conclusions	4 - 10
5.	SYSTÈME DE TRANSPORT	5 - 1
5.1	Introduction	5 - 1
5.2	Systèmes de transport	5 - 2
5.2.1	Transport par gazoduc	5 - 2
5.2.2	Transport de GNL	5 - 3
5.3	Évaluation des risques	5 - 5
5.4	Production de données de référence et systèmes de transport	5 - 6
5.4.1	Gazoduc marin pour la mise en valeur de gisements multiples	5 - 6
5.4.2	Installation flottante de GNL	5 - 7
5.4.3	Technologie relative au GNL pour les gisements marginaux	5 - 8
5.4.4	Navette de GNC avec génératrice	5 - 9
5.4.5	Transport de gaz avec transporteur de GNC Coselle	5 - 9
5.4.6	Technologie améliorée de liquéfaction des gaz	5 - 10
5.4.7	Conversion en méthanol et transport	5 - 11

5.5.	Investissements comparés	5 - 11
5.5.1	Fondement du modèle de coûts	5 - 12
5.5.2	Sommaire de la comparaison des coûts	5 - 13
5.6	Conclusion	5 - 17
6.	FACTEURS ÉCONOMIQUES PRÉLIMINAIRES DE PROJET	6 - 1
6.1	Introduction	6 - 1
6.1.1	Objet	6 - 1
6.1.2	Projets analysés	6 - 1
6.1.3	Méthodologie	6 - 1
6.2	Postulats généraux	6 - 2
6.2.1	Indicateurs économiques	6 - 2
6.2.2	Régime fiscal	6 - 2
6.2.3	Taux d'indexation	6 - 4
6.2.4	Assujettissement à l'impôt des promoteurs	6 - 4
6.2.5	Financement	6 - 4
6.2.6	Taux de change	6 - 4
6.3	Description des projets	6 - 4
6.3.1	Aperçu	6 - 4
6.3.2	Profils de production	6 - 5
6.3.3	Postulats de coûts	6 - 5
6.4	Résultats des analyses	6 - 6
6.4.1	Résultats du scénario de référence	6 - 6
6.4.2	Incidence des aux coûts	6 - 7
6.4.3	Incidence des prix	6 - 8
6.5	Conclusions	6 - 10
7.	PHASE II CADRE DE RÉFÉRENCE	7 - 1
7.1	Introduction	7 - 1
7.2	Conclusion générale de la phase I	7 - 1
7.3	Séquence des valeurs du gaz naturel	7 - 1
7.4	Commentaires découlant de la phase I	7 - 2
7.5	Étude de phase II dans le contexte de la séquence des valeurs du gaz naturel	7 - 5
7.6	Description de l'organisation et des tâches de la phase II	7 - 6
	BIBLIOGRAPHIE	Bibliographie - 1
	APPENDICE A - GLOSSAIRE	A - 1
	APPENDICE B - FACTEURS DE CONVERSION ET ABRÉVIATIONS	B - 1

1. SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

1.1 Introduction

La présente étude a pour objectif de quantifier les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve, de définir des options de production et de transport et d'énoncer le cadre de référence d'une étude de suivi. La présente étude (phase I) se définit comme une étude d'établissement de portée, tandis que la phase II constituera un examen détaillé des enjeux cruciaux. L'objectif ultime consiste à formuler une stratégie de mise en valeur du gaz naturel de Terre-Neuve.

1.2 Contexte mondial

Le gaz naturel gagne rapidement en importance à l'échelle mondiale, tant comme source d'énergie que comme charge d'alimentation pour l'industrie en aval. En équivalent énergétique, la contribution du gaz naturel représente maintenant près de 60 p. 100 de celle du pétrole. Cette croissance repose sur l'expansion économique générale et sur la préférence environnementale accordée au gaz naturel, qui pollue beaucoup moins que le pétrole et le charbon, ses deux principaux concurrents parmi les combustibles fossiles. Le secteur de la production d'électricité est la force dominante dans la nouvelle clientèle.

L'industrie du gaz naturel est également en rapide évolution, alors que l'on établit l'existence de nouvelles réserves et que l'on met en œuvre des options de transport de longue distance, principalement au moyen de gazoducs et de transporteurs de GNL¹. L'industrie est donc devenue mondiale et acquiert des caractéristiques clairement distinctes de celles du secteur pétrolier traditionnel. Ce contexte exige des entreprises et des gouvernements des réactions adaptées à l'industrie du gaz naturel.

Les réserves mondiales de gaz naturel sont abondantes et en croissance. Les réserves mondiales prouvées dépassent maintenant les 5 000 10¹² pi³, qui se trouvent à 70 p. 100 dans les régions de la CEI et du Moyen-Orient. En contraste de la répartition des réserves, les pays industrialisés d'Amérique du Nord et d'Europe occidentale dominent la production et la consommation.

Ce décalage entre les marchés et les réserves entraîne des conséquences importantes, notamment :

- le besoin de mettre au point des technologies de transport et systèmes de livraison rentables à longue distance;
- l'installation ou la réinstallation des industries d'aval plus près des réserves.

L'abondance des réserves et l'expansion du commerce international du gaz naturel laissent prévoir des pressions à la baisse sur les prix du gaz pour l'avenir prévisible. Le gaz naturel se trouve de plus en plus souvent en concurrence directe avec d'autres combustibles fossiles et des approvisionnements de gaz de sources différentes sont également en concurrence entre eux.

¹ L'appendice B présente les abréviations et facteurs de conversion employés dans le présent rapport.

1.3 Constatations

1. On estime que la base de ressources de gaz naturel de la province atteint actuellement $61,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$, soit $8,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ de ressources découvertes et $53,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ de ressources présumées. Les ressources découvertes comprennent $4,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ sur le plateau continental du Labrador et $4,0 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ dans le bassin Jeanne d'Arc des Grands Bancs.
2. L'estimation des ressources découvertes pour le bassin Jeanne d'Arc est probablement conservatrice et pourrait raisonnablement être portée à $5,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. À court terme, les ressources du bassin Jeanne d'Arc présentent les meilleures possibilités de mise en valeur.
3. Les principales découvertes dans le bassin Jeanne d'Arc portent sur du pétrole et du gaz naturel associé. Les plans d'épuisement du réservoir doivent tenir compte de ces deux formes de produits pétroliers, le pétrole ayant habituellement la préséance. Le gaz naturel des deux premiers projets probables, Hibernia et Terra Nova, doit actuellement être réinjecté dans les réservoirs pour maintenir la pression et pourra être exporté des gisements seulement lorsqu'il ne sera plus nécessaire à cette fin.
4. Une estimation exacte des ressources constitue un préalable fondamental des activités d'évaluation, de gestion stratégique et de mise en valeur. Les estimations actuelles des ressources présumées sont gravement périmées et doivent être réévaluées en priorité, afin d'obtenir une image plus complète du potentiel de mise en valeur de l'industrie. Dans le bassin Jeanne d'Arc, les études actuelles estiment à $19 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ les ressources présumées. De plus, on croit que la majorité de ces ressources pourrait se trouver dans trois très grands gisements ($> 100 \cdot 10^6 \text{ bép}$) et 20 grands gisements (de 25 à $100 \cdot 10^6 \text{ bép}$) non encore découverts.
5. Le projet Hibernia pourrait jouer un rôle central dans la mise en valeur des ressources de gaz naturel dans un rayon d'environ 50 km de la plate-forme. Une analyse économique préliminaire d'un projet de mise en valeur lié à Hibernia, reposant sur le gaz associé de Hibernia et d'autres gisements pétroliers à proximité, indique la possibilité d'un rendement positif. La viabilité économique de cette mise en valeur est considérablement améliorée du fait de la contribution aux coûts par les projets connexes de mise en valeur pétrolière.
6. Une analyse économique préliminaire de la mise en valeur isolée du gaz dans le bassin Jeanne d'Arc ne permet pas d'aboutir à un rendement positif à partir des postulats de coûts et de prix retenus pour la présente étude.
7. L'éventuelle mise en valeur de gisements terrestres de gaz naturel dans le bassin de l'ouest de Terre-Neuve présente des possibilités économiques très positives. Il s'agit actuellement d'une zone d'exploration établie, mais il reste encore à y découvrir des gisements dont l'exploitation serait rentable. La zone en est à une étape préliminaire d'exploration et de reconnaissance.
8. Les régimes de redevances pour le gaz naturel, terrestre et marin, ne sont pas clairement définis. La tendance mondiale actuelle est de concevoir des régimes spécifiques au gaz, tenant compte des exigences particulières de sa mise en valeur. Terre-Neuve devra agir en conséquence si la Province désire encourager les projets de mise en valeur du gaz.

9. Diverses options de transport ont été examinées, notamment le gazoduc, le GNL, le méthanol et le GNC. Seuls le gazoduc et le GNL sont d'usage courant. Les coûts unitaires du gazoduc présentent une nette supériorité par rapport au GNL. Le méthanol et le GNC présentent des coûts unitaires comparables à ceux du gazoduc, mais il s'agit pour le moment d'estimations surtout théoriques.
10. L'option du gazoduc pour le bassin Jeanne d'Arc comporte certains obstacles à surmonter, notamment une base de ressources actuellement trop mal définie pour étayer un débit présumé de 500 MK par jour, ainsi que des facteurs de fiabilité découlant du risque de dommages par des icebergs. Le marché local, du moins au début, n'aurait pas l'envergure nécessaire pour absorber la valeur présumée du gaz transporté, ce qui exigerait de vendre l'excédent à l'extérieur de la province. Les recettes de redevances seraient probablement faibles, comme pour les Grands Bancs, mais les avantages économiques découleraient principalement de l'activité à valeur ajoutée en aval dans la province.
11. Certaines technologies innovatrices en matière de transport et de procédés semblent prometteuses et leur échelle correspond mieux à la base des ressources découvertes, à la participation locale à la mise en valeur et à la capacité des marchés locaux d'absorber les livraisons. Les options de transport modulaires et d'échelle variable sont particulièrement intéressantes. On propose une participation active de la collectivité de Terre-Neuve pour contribuer à la mise au point de technologies prometteuses, afin de s'assurer que l'on tienne compte des questions spécifiques à Terre-Neuve, que cette technologie soit rapidement disponible à Terre-Neuve et que la province puisse exporter des connaissances et des technologies. Terre-Neuve compte actuellement une infrastructure considérablement évoluée et les ressources humaines nécessaires pour développer des technologies dans le domaine de la mise en valeur marine nordique. Ces avantages comprennent des installations de recherche et d'essai de calibre mondial et la présence de sociétés pétrolières et de génie de premier plan.
12. Les ressources découvertes au large des côtes du Labrador se trouvent dans des réservoirs de très grande qualité. Actuellement, leur mise en valeur se heurte à des obstacles économiques et techniques. Il faudrait trouver une solution adaptée au Labrador pour accélérer la mise en valeur de ces ressources.

1.4 Conclusion générale - étude de la phase I

Les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve sont précieuses et pourraient ultérieurement soutenir d'importantes mesures industrielles. Bien que les ressources découvertes ne soient toujours pas de grande envergure dans le contexte mondial, les ressources présumées sont considérablement prometteuses tant dans les zones marines que terrestres de Terre-Neuve. L'emplacement des ressources marines et le milieu d'exploitation sont tels qu'une mise en valeur réussie exigera des efforts, de l'innovation et des décisions avisées de la part de tous les intervenants. La mise en valeur ne se fera pas d'elle-même grâce à des avantages concurrentiels déterminant.

Dans ce contexte, Terre-Neuve devra soigneusement définir et exploiter les possibilités de mise en valeur qui se justifient sur le plan économique et pour lesquelles Terre-Neuve est concurrentielle. Pour la phase II de l'étude, cela signifie un examen systématique de chaque étape de la séquence des valeurs, du puits au

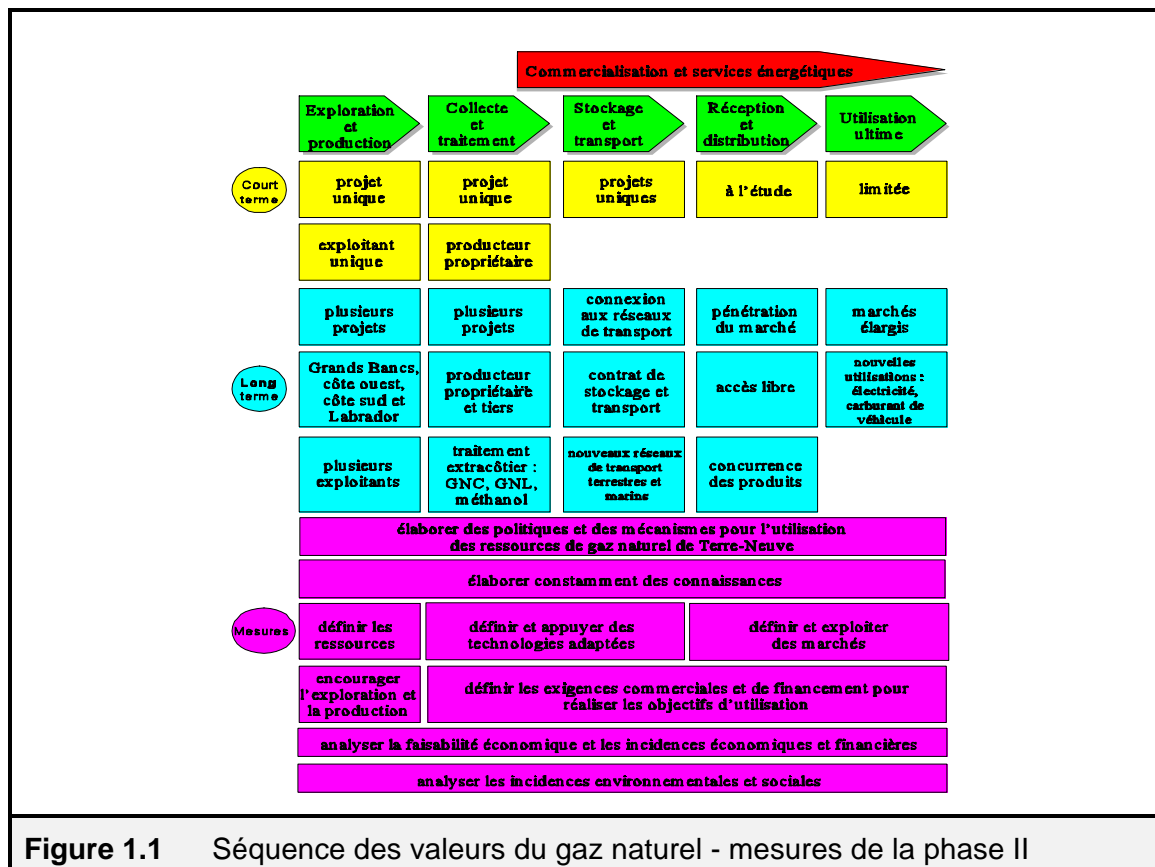
marché, afin de cerner les défis et les possibilités pour prendre les mesures pertinentes.

1.5 Phase II

La séquence des valeurs du gaz naturel (figure 1.1) illustre les principaux éléments organisationnels de l'industrie et leur période probable d'évolution. Chaque élément présente des possibilités et des défis et l'on propose des mesures générales à prendre à cet égard.

La phase II a pour objectif ultime d'élaborer et de mettre en œuvre un plan stratégique pour les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve, dont les éléments sont illustrés à la figure 1.2.

La phase II est perçue comme un processus de planification stratégique comportant une série de tâches interreliées à accomplir. La figure 1.3 présente ces tâches proposées et leur échéancier.



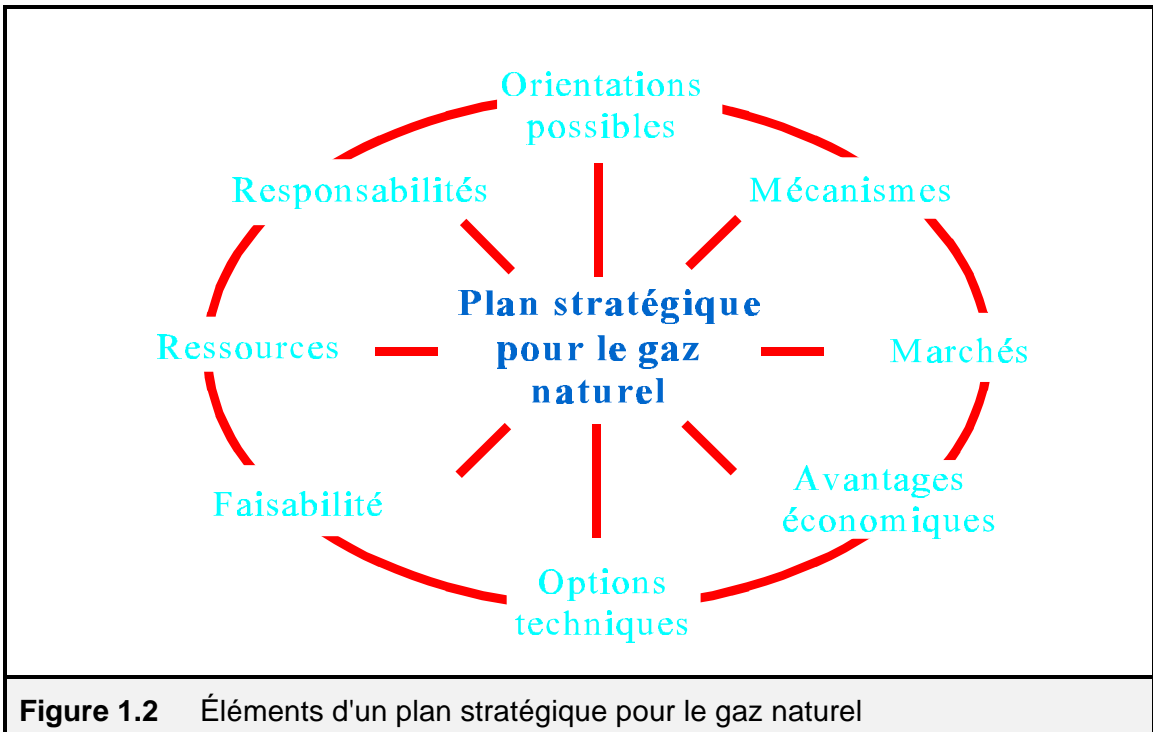


Figure 1.2 Éléments d'un plan stratégique pour le gaz naturel

Tâches		1998	1999	2000	2001
101	Élaborer le processus de planification et de coordination	processus constant			
201	Formuler une politique du gaz naturel	final			
202	Établir un régime de redevances pour le gaz naturel	final			
203	Étudier les options pour accroître l'exploration et la mise en valeur	final			
204	Étudier des mécanismes de financement et d'exploitation		mise à jour 1		mise à jour 2
205	Définir des possibilités d'utilisation du gaz naturel	processus constant			
206	Définir et analyser des marchés	processus constant			
301	Mettre à jour les estimations des ressources découvertes	mise à jour 1		mise à jour 2	
302	Mettre à jour les estimations des ressources présumées	mise à jour 1		mise à jour 2	
401	Examiner les options de production du gaz naturel	mise à jour 1		mise à jour 2	
402	Formuler des options de transport du gaz naturel	processus constant			
403	Réaliser des analyses et recherches économiques	processus constant			
404	Réaliser des analyses d'incidences environnementales et sociales			processus constant	

Figure 1.3 Taches de la phase II et échéanciers

2. CONTEXTE

2.1 Objet et portée

L'étude a pour objectif de quantifier les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve, de définir des options de production et de transport et d'énoncer le cadre de référence d'une étude de suivi. La présente étude (phase I) se définit comme une étude d'établissement de portée, tandis que la phase II constituera un examen détaillé des enjeux cruciaux. L'objectif ultime consiste à formuler une stratégie de mise en valeur du gaz naturel de Terre-Neuve.

Le présent rapport a été commandé par la Newfoundland Ocean Industries Association (NOIA) et l'Agence de promotion économique du Canada atlantique (APECA). La NOIA et l'APECA ont défini le cadre de référence de l'étude et en ont assuré la supervision par l'intermédiaire d'un comité directeur. Les ministères de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et des Mines et de l'Énergie du gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador avaient également leurs représentants au comité directeur.

L'étude a été réalisée par une alliance d'experts-conseils indépendants sous la gouverne de l'entrepreneur principal, Imperial Venture Corp de St. John's (Terre-Neuve). Voici les membres de l'équipe d'étude et leurs principales spécialisations :

Steven M. Millan, P.Geol. - *chef de projet, évaluations des ressources*

Gus Cammaert, Ph.D, ing. - *options de mise en valeur et de transport*

Lorne Spracklin, M.A. - *facteurs économiques de projet*

Pedro van Meurs, Ph.D - *facteurs économiques généraux, régimes fiscaux*

Les activités nécessaires à l'étude ont coûté quelque 25 000 dollars et se sont déroulées pendant une période d'environ huit semaines, en mai et juin.

Les données de l'étude provenaient principalement de sources du domaine public, avec au besoin un complément d'information provenant des bases de données des experts-conseils. Des modèles enregistrés de flux de trésorerie (van Meurs) et de coûts (Cammaert) ont servi à l'analyse.

La structure du rapport compte les principales sections suivantes :

- **Sommaire et conclusion**
- **Contexte**
- **Situation des ressources**
- **Systèmes de production**
- **Systèmes de transport**
- **Facteurs économiques de projet préliminaires**
- **Phase II - cadre de référence**

2.2 Contexte mondial du gaz naturel

2.2.1 Ressources

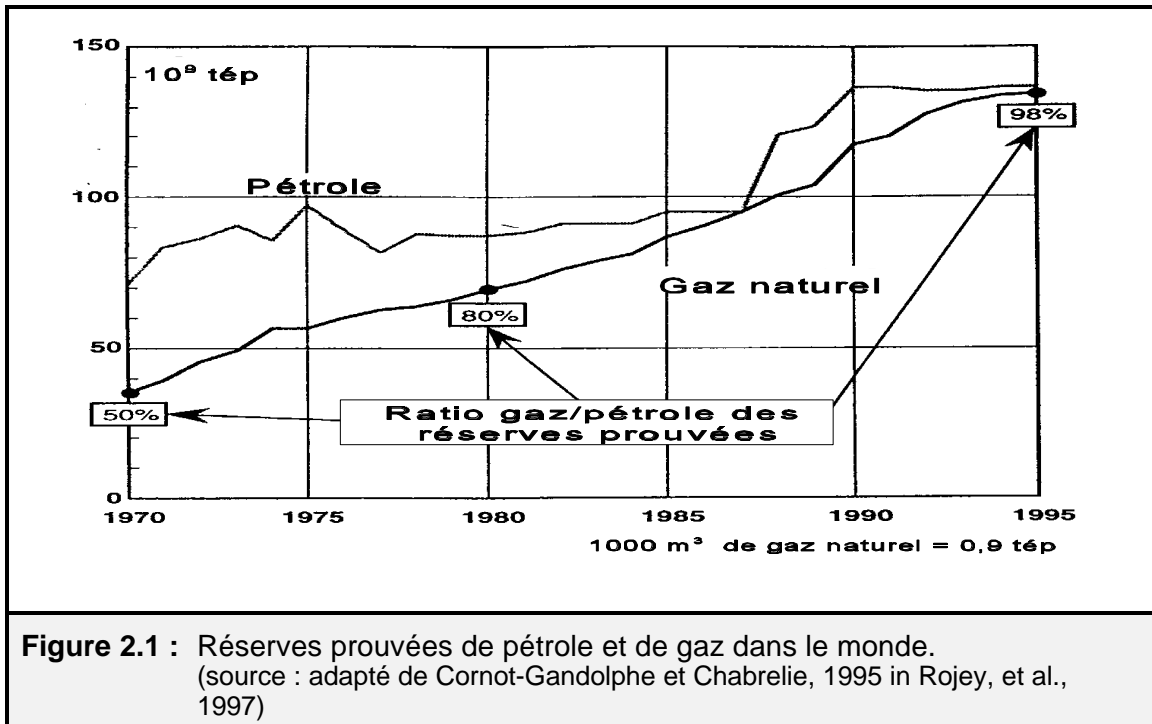
Le gaz naturel gagne rapidement en importance, tant comme source d'énergie que comme charge d'alimentation pour l'industrie en aval. Cette croissance repose sur plusieurs facteurs, notamment :

- la demande énergétique croissante d'une économie mondiale en expansion;
- l'abondance des ressources;
- des pressions environnementales favorisant l'usage du gaz, un carburant relativement « propre » par rapport au pétrole ou au charbon;
- l'amélioration des technologies de production, de transport et de conversion du gaz naturel.

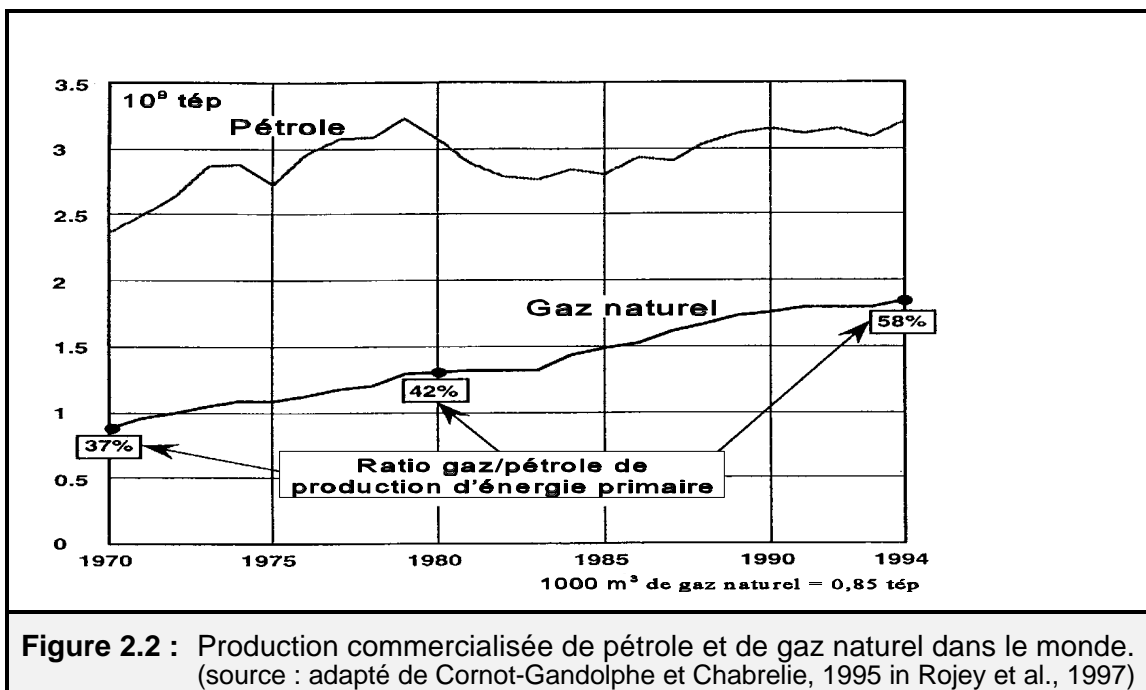
En excluant l'ancienne Union soviétique, en 1996, la production de gaz a progressé de 4,9 p. 100, pour atteindre $215 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ par jour¹. Cette même année, dans les pays en développement, la consommation a augmenté de 10 p. 100 en Amérique latine, de plus de 8 p. 100 au Moyen-Orient et de 7,5 p. 100 en Asie, la nouvelle utilisation étant dominée par le secteur de la production d'électricité. Même dans les marchés plus établis d'Amérique du Nord et d'Europe occidentale, la croissance se poursuit à un rythme de plus de 3 p. 100 par année, puisque les installations classiques alimentées au pétrole et au charbon se tournent vers le gaz, moins polluant. Globalement, la production d'électricité représente 26 p. 100 de la consommation mondiale de gaz et elle devancera bientôt l'industrie (28,5 p. 100) à titre de principal consommateur de gaz.

Le gaz naturel est traditionnellement perçu comme un produit secondaire de l'activité pétrolière. Il était la plupart du temps découvert de façon auxiliaire ou accidentelle en cherchant du pétrole, et relativement peu de puits d'exploration visaient spécifiquement à trouver du gaz. Néanmoins, la base des réserves de gaz naturel a continué de progresser, passant de 50 p. 100 des réserves de pétrole en 1970 à environ 100 p. 100 maintenant (figure 2.1). On peut fort logiquement avancer qu'une stratégie d'exploration spécifiquement axée sur le gaz aboutirait à une augmentation radicale des estimations actuelles des ressources de gaz .

¹ L'appendice B présente les abréviations et facteurs de conversion employés dans le présent rapport.



En équivalent énergétique, la production de gaz gagne constamment du terrain sur celle de pétrole. De 1970 à 1994 (figure 2.2), la production mondiale de gaz a progressé de 37 à 58 p. 100 de la production de pétrole. Malgré cette croissance de la production, les réserves de gaz continuent d'augmenter à un rythme plus rapide que le marché mondial du gaz. Par conséquent, le coefficient de réserves d'énergie s'établit maintenant à plus de 65 ans pour le gaz, comparativement à 45 ans pour le pétrole. Cette situation, bien que rassurante sur le chapitre de la sécurité des approvisionnements, signifie qu'il existe d'énormes réserves inexploitées que les gouvernements et l'industrie sont pressés de monnayer. De plus, la production de gaz continue d'augmenter plus rapidement que la consommation et l'on torche plus de $5 \cdot 10^9$ pi³ par jour parce qu'il n'y a pas de marché, ce qui a des conséquences pour l'environnement et la conservation des ressources.



Sur le plan géographique, du gaz a été découvert dans plus de 80 pays de tous les continents. Les pays possédant des réserves de gaz importantes sont plus nombreux que ceux qui ont des réserves pétrolières importantes. Dans le portrait mondial des réserves prouvées, la Communauté des États indépendants (CEI) domine, avec 40 p. 100 des réserves mondiales, suivie du Moyen-Orient avec 30 p. 100 (tableau 2.1).

Il faut souligner que les pays industrialisés de l'Amérique du Nord et de l'Europe occidentale, grands producteurs et consommateurs de gaz, se partagent seulement 10 p. 100 des réserves prouvées de gaz. Ces pays industrialisés occidentaux comptent actuellement pour 44 p. 100 de la production mondiale et un peu plus de 50 p. 100 de la consommation de gaz naturel.

Ces vingt dernières années, l'exploration en Amérique latine, en Afrique, au Moyen-Orient, en Asie et dans la CEI a produit des résultats bien plus favorables que dans les pays industrialisés occidentaux. De plus, comme ces pays ont fait l'objet d'une exploration moins complète que les pays industrialisés, ils présentent probablement de meilleures perspectives d'ajouts à leurs réserves.

Dans certaines régions géographiques, les nouvelles découvertes ont tendance à se situer dans des zones de plus en plus difficiles. Ainsi, en Amérique du Nord, les grands ajouts se sont effectués dans des emplacements très éloignés et dans les profondeurs extracôtières; en Europe, les ressources de la mer du Nord gagnent en importance, et dans la CEI, les principales ressources se trouvent en Sibérie. De 1970 à 1990, quelque 70 p. 100 des ajouts aux réserves nets provenaient de régions pionnières, sur les plans économique et technologique.

Tableau 2.1 : Répartition régionale des ressources prouvées de gaz naturel² (source : Rojey, et al., 1997)			
Région	Réserves prouvées (10¹² pi³)	Rang	Pourcentage des réserves mondiales
Amérique du Nord	244	6	5,0 %
Amérique latine	275	5	5,3 %
Europe occidentale	222	7	4,2 %
CEI	2 114	1	40,0 %
Europe orientale	25	8	-
Afrique	318	4	6,0 %
Moyen-Orient	1 588	2	30,0 %
Asie/Océanie	501	3	9,5 %
Total	5 288		

En bref :

- Mondialement, il existe des réserves abondantes et croissantes de gaz naturel, dominées par les réserves de la CEI et du Moyen-Orient.
- On constate un décalage croissant entre la découverte de réserves importantes et l'emplacement des grands marchés.
- Les nouvelles réserves se découvrent de plus en plus dans des régions présentant des conditions d'exploitation difficiles.
- Les pays industrialisés sont d'importants producteurs et consommateurs de gaz naturel, mais leur base de réserves et leur potentiel de ressources est relativement limité. Par conséquent, au niveau régional, ils seront les premiers à éprouver des contraintes de croissance à cause d'une pénurie de ressources à l'intérieur de leur région. **Cette situation pourrait donner aux ressources de gaz de Terre-Neuve un attrait supplémentaire auprès des intérêts régionaux se préoccupant de la sécurité des approvisionnements.**

Ce contexte d'offre et de demande laisse prévoir deux tendances importantes :

1. l'élaboration de technologies et de pratiques commerciales et d'exploitation plus efficaces afin de réduire les coûts de production, de traitement et de transport;

² Les données sur les réserves dans le présent rapport ont été calculées à partir de sources diverses. Les totaux ne correspondent pas toujours exactement parce que des nombres ont été arrondis et que les données et les limites géographiques s'appliquent à des périodes différentes.

2. l'installation ou la réinstallation d'activités à valeur ajoutée aussi près que possible des réserves de gaz naturel.

2.2.2 Évolution internationale du marché du gaz

En équivalent énergétique, le gaz coûte beaucoup plus cher à transporter que le pétrole. La plus grande partie du gaz est transportée par gazoduc ou sous forme liquide, le GNL. Par conséquent, la production de gaz est limitée en fonction du marché et seules les réserves de gaz à proximité de grands marchés peuvent faire l'objet d'une production à l'échelle commerciale avec un coefficient de réserves d'énergie relativement peu élevé. D'autres réserves du monde demeurent en fait sous-exploitées ou inexploitées, dans l'attente de marchés ou de nouvelles technologies moins coûteuses de transport. Dans ces cas, le coefficient de réserves d'énergie est souvent très élevé. Les tableaux suivants répartissent les réserves mondiales de gaz en deux catégories, à partir des données de 1996.

Les tableaux révèlent que près de la moitié de la production mondiale de gaz provient de moins de 8 p. 100 des réserves mondiales, tandis qu'environ 92 p. 100 des réserves mondiales de gaz sont sous-exploitées ou tout simplement inexploitées.

La mise en valeur des ressources de gaz de Terre-Neuve doit s'envisager dans le contexte d'une concurrence mondiale qui met en jeu une quarantaine de nations. Ces pays ont des réserves d'environ 5 000 10¹² pi³ de gaz, et tentent eux aussi de mettre en valeur leurs ressources. Pour réussir la mise en valeur de ses ressources de gaz, Terre-Neuve doit donc chercher les types précis d'activités de mise en valeur et de marchés pour lesquels la province détient des avantages naturels.

2.2.3 Évolution du prix mondial du gaz

La grande quantité de réserves sous-exploitées ou inexploitées exerce graduellement d'importantes pressions à la baisse sur les prix du gaz. Au cours des années 1970 et 1980, les réserves intérieures de gaz aux États-Unis et en Europe étaient relativement rares par rapport à la demande, alors que les grandes ressources inexploitées de l'Asie, du Moyen-Orient, d'Amérique latine et d'Afrique ne pouvaient pas faire l'objet d'une mise en production économique pour faire concurrence sur ces marchés.

C'est pourquoi ces marchés ont vu évoluer un système d'établissement des prix liant les prix du gaz principalement à des sources d'énergie de remplacement (pétrole brut, mazout, diesel, charbon, etc.). Le gaz se vendait habituellement au point de livraison légèrement moins cher que les produits pétroliers. Toutefois, à mesure que s'améliorait la technologie du transport du gaz à longue distance, accompagnée d'une réduction des coûts, la concurrence directe entre différents fournisseurs de gaz a commencé à se manifester, d'abord en Amérique du Nord dans les années 1970 et 1980, puis maintenant au R.-U.

L'avènement de la Communauté économique européenne signifie la libéralisation des marchés du gaz en Europe occidentale, et l'on prévoit que la concurrence entre différents fournisseurs de gaz s'intensifiera en Europe occidentale continentale, des fournisseurs de Norvège, de Russie, d'Asie occidentale, du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord se disputant ce marché. Cette concurrence devrait se traduire par une baisse des prix européens du gaz de 25 à 30 p. 100 par rapport aux niveaux de 1997.

Table 2.2 : Régions de production avec de faibles réserves (source : van Meurs, 1998)			
<i>Région</i>	<i>Production (10¹² pi³/année)</i>	<i>Réserves (10¹² pi³)</i>	<i>Coefficient de réserves d'énergie</i>
<i>Canada</i>	5,83	68,5	11,7
<i>É.-U.</i>	19,08	166,1	8,7
<i>Argentine</i>	1,02	22,7	22,2
<i>Europe (sauf Norvège)</i>	9,39	139,3	14,8
<i>Thaïlande</i>	0,43	7,0	16,3
<i>Japon</i>	0,07	1,1	15,7
<i>Afrique du Sud</i>	0,07	0,8	11,6
Total	35,89	405,5	11,3

La consommation japonaise de gaz était principalement alimentée par du GNL importé, coûteux à produire et à transporter au Japon, dont le prix dépassait habituellement celui du pétrole brut. Cependant, l'arrivée de la Corée du Sud et de Taïwan à titre d'importants acheteurs de GNL en Asie a rendu les marchés plus concurrentiels et l'on constate une concurrence entre différents fournisseurs éventuels de GNL intéressés à des projets de mise en valeur pour servir ce marché. La diminution graduelle du coût du transport maritime du GNL permet maintenant aux producteurs de gaz du Moyen-Orient d'entrer en concurrence sur les marchés d'Asie orientale, tandis que parallèlement le transport par gazoduc pourrait devenir une importante source d'approvisionnement sur ce marché.

Table 2.3 : Régions de production avec d'importantes réserves (source : van Meurs, 1998)			
<i>Région</i>	<i>Production (10¹² pi³/année)</i>	<i>Réserves (10¹² pi³)</i>	<i>Coefficient de réserves d'énergie</i>
<i>Mexique</i>	0,99	63,9	64,5
<i>Trinité</i>	0,30	16,1	53,7
<i>Amérique du Sud (sauf Argentine)</i>	1,55	181,7	117,2
<i>Norvège</i>	1,45	105,9	73,0
<i>Afrique (sauf Afrique du Sud)</i>	3,10	332,6	107,3
<i>Russie</i>	19,81	1 717,2	86,7
<i>Asie occidentale, Ukraine</i>	1,98	207,2	104,6
<i>Moyen-Orient</i>	5,17	1 742,2	337,0
<i>Australie</i>	1,00	115,0	115,0
<i>Asie (sauf Japon et Thaïlande)</i>	6,39	335,9	52,6
Total	41,74	4 817,7	115,4

Par conséquent, il s'établit une importante tendance à long terme des marchés mondiaux du gaz, soit l'interconnexion mondiale des ressources et des marchés du gaz par des gazoducs et des systèmes de transport de GNL à moindre coût, et du fait même une concurrence intensifiée entre différents fournisseurs de gaz. Ce contexte devrait instituer un décalage croissant par rapport au marché du pétrole, et les énormes ressources mondiales de gaz exerceraient des pressions à la baisse sur les prix du gaz comparativement à ceux du pétrole.

D'éventuels projets de mise en valeur du gaz à Terre-Neuve doivent être examinés non seulement du point de vue de la concurrence avec le marché du pétrole, mais également dans le contexte d'autres projets gaziers qui feront concurrence sur les mêmes marchés ou produiront les mêmes produits.

2.2.4 Régimes fiscaux du gaz

Le gaz s'impose de plus en plus comme une source d'énergie comportant ses propres modèles de développement économique, de commercialisation et de financement, distincts de ceux du pétrole. Les accords environnementaux internationaux encouragent une utilisation accrue du gaz.

C'est pourquoi certains gouvernements ont commencé à s'adapter au fait que le gaz est une source d'énergie qui présente des caractéristiques très différentes de celles du pétrole.

On entreprend donc de formuler pour le gaz des régimes fiscaux différents de ceux du pétrole. La plupart des modalités visant le gaz prévoient une ponction fiscale moindre que pour le pétrole.

L'Indonésie est l'exemple le plus frappant d'un pays qui a adopté une politique concertée visant à offrir des modalités considérablement plus favorables pour le gaz que pour le pétrole. Le gouvernement indonésien accepte pour le gaz des recettes fiscales inférieures de 30 à 17 p. 100 à celles exigées pour le pétrole. Comme la mise en valeur du gaz en Indonésie offre de faibles rentrées nettes au producteur, cette politique semble parfaitement logique. L'Indonésie applique également une politique dynamique d'exportation de GNL.

Au Canada, le Manitoba est la seule province offrant un incitatif important pour le gaz naturel, en exigeant des redevances de 12,5 p. 100, comparativement à un taux marginal de redevances de 24,75 p. 100 pour le pétrole, ce qui représente une baisse de 15 p. 100 des rentrées gouvernementales.

Vient ensuite l'Australie, dont les régimes s'appliquant au territoire national prévoient pour le gaz une ponction fiscale d'environ 14 p. 100 moins élevée que pour le pétrole, parce que la taxe d'accise d'État imposée à la production pétrolière cumulative au delà de 30 10⁶ barils ne s'applique pas au gaz naturel, au GNL ou au GPL.

Le régime fiscal qui s'applique tant à la France qu'à Saint-Pierre-et-Miquelon prévoit aussi une ponction inférieure de presque 14 p. 100 pour le gaz par rapport au pétrole. Dans ce régime, la production de gaz est libre de redevances jusqu'à 29 10⁶ pi³/j et l'excédent est assujéti à des redevances de seulement 5 p. 100, comparativement à une échelle mobile de redevances pour le pétrole dont le taux marginal s'établit à 12 p. 100.

Trinité-et-Tobago est un autre pays qui s'est doté au cours de la dernière décennie d'une politique et d'un plan de mise œuvre encourageant clairement la mise en valeur du gaz naturel. Comme sa taxe supplémentaire et ses droits sur le pétrole ne s'appliquent pas au gaz naturel, la ponction fiscale visant l'exploitation du gaz naturel est inférieure de près de 14 p. 100 à celle s'appliquant au pétrole. ***En avril dernier, une mission commerciale de Terre-Neuve a pu constater sur place la réussite de cette stratégie.***

Cette tendance se répand, et récemment plusieurs autres pays susceptibles d'exporter éventuellement du GNL ont adopté des mesures comportant des incitatifs importants pour la mise en valeur du gaz, notamment le Qatar, le Yémen et la Papouasie-Nouvelle-Guinée. L'Iran concluait récemment un contrat avec la pétrolière Total, offrant d'importants incitatifs à la mise en valeur du gaz.

Ces mesures dynamiques adoptées par le Qatar (réserves de gaz de 300 10¹² pi³) et l'Iran (réserves de gaz de 812 10¹² pi³) pour rehausser l'attrait économique de leurs ressources signifient que les énormes réserves de gaz du Moyen-Orient pourraient de plus en plus entrer en jeu dans la concurrence mondiale entre fournisseurs de gaz.

L'Alaska offre un exemple intéressant pour Terre-Neuve. Cet état adoptait récemment une loi qui change radicalement le régime fiscal du gaz destiné à des exportations de GNL. Ce nouveau régime pourrait maintenant inciter un consortium dirigé par Arco à exploiter le gaz de Prudhoe Bay en vue de l'exportation.

Il est donc important de réaliser qu'il est peu probable que la mise en valeur du gaz se concrétise à Terre-Neuve à moins que la Province ne suive la tendance mondiale qui consiste à offrir pour le gaz un régime fiscal considérablement plus favorable que pour le pétrole. L'évaluation de la position concurrentielle de la Province exigera une analyse de divers facteurs qui influencent la valeur de la ressource pour d'éventuels propriétaires et exploitants. Le régime fiscal représente un facteur clé.

2.3 Contexte réglementaire

La gestion des réserves d'hydrocarbures extracôtiers relève de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), qui administre des dispositions législatives parallèles du gouvernement du Canada et de celui de Terre-Neuve et du Labrador. Les ressources côtières et infracôtiers relèvent de la compétence provinciale. Dans les deux cas, les dispositions législatives adoptées couvrent des éléments importants comme la forme de propriété foncière, la ponction fiscale et les activités d'exploration et de production. Les diverses dispositions législatives ont été rédigées en fonction de la mise en valeur du pétrole et habituellement, la définition de pétrole englobe le gaz naturel. Des régimes généraux de redevances ont été annoncés pour les zones marines et terrestres, mais ils n'ont pas encore été énoncés par voie de règlement. On ne sait pas encore clairement si ces régimes s'appliqueront seulement au pétrole, ou également au gaz.

Comme on le mentionnait ailleurs, il est préférable d'adopter des dispositions législatives spécifiques au gaz lorsque les caractéristiques de mise en valeur du pétrole et du gaz présentent des différences évidentes. Dans un contexte d'investissement concurrentiel, l'adoption d'un régime concurrentiel explicite pour le gaz naturel devrait encourager l'exploration et la mise en valeur, en offrant de meilleures retombées éventuelles et un régime bien défini par des dispositions législatives en vigueur, qui facilite l'évaluation du risque par le secteur privé.

3. SITUATION DES RESSOURCES

La présente section fournit une estimation des ressources de gaz naturel de Terre-Neuve et du Labrador dans le contexte d'un examen général des estimations des ressources. Les estimations des liquides du gaz naturel ne font pas l'objet d'un examen particulier.

3.1 Introduction

Une estimation des ressources est un élément d'information fondamental pour l'évaluation des ressources, la gestion stratégique et les décisions de mise en valeur. Pourtant, les estimations des ressources comportent nombre de difficultés d'ordre technique, définitionnel, méthodologique et prévisionnel. En outre, les estimations des ressources sont souvent utilisées dans une optique politique pour défendre ou attaquer une position de négociation particulière.

Il est donc nécessaire d'aller plus loin que les chiffres des estimations afin de connaître leur méthode de dérivation et de définition et finalement, de décider de leur valeur relative. En bout de ligne, les estimations de ressources ne sont que des approximations. Par conséquent, elles changeront avec le temps en fonction des données modifiées et des interprétations révisées.

En règle générale, la qualité des estimations des ressources est contrôlée par les facteurs suivants :

- la base de données concernant le domaine à l'étude;
- la masse de renseignements provenant de domaines comparables ailleurs;
- l'aptitude des estimateurs;
- la validité de la modélisation et d'autres techniques d'estimation.

Toute estimation des ressources est nuancée (explicitement ou implicitement) par un niveau de confiance. Ces réserves peuvent être exprimées par une fourchette de chiffres ou un facteur de probabilité. Malheureusement, la terminologie utilisée est souvent lourde et il n'existe pas de norme unanimement reconnue.

3.2 Définitions et portée

Le présent rapport traite uniquement des ressources classiques de gaz naturel. Par conséquent, il n'englobe pas les importantes ressources de gaz potentielles non classiques sous forme de méthane houiller, en particulier les hydrates de gaz naturel, qui sont situées dans la région de Terre-Neuve et du Labrador.

La terminologie et les définitions figurant dans le présent rapport sont généralement conformes à l'usage suivi dans le rapport du Canadian Gas Potential Committee (1997). Une structure simplifiée a été retenue, pour répartir les ressources des divers bassins géographiques de la province dans les catégories « découvertes » et « présumées ». Les expressions suivantes sont mentionnées dans le rapport :

- Les ressources de gaz découvertes désignent le gaz et les substances connexes contenus à l'origine dans les accumulations connues qui ont été sondées par forage (incluant à la fois les ressources récupérables et irrécupérables).

- Les ressources de gaz présumées désignent le gaz et les substances connexes qui sont réputés, à un moment donné, exister dans des accumulations qu'il reste à découvrir.
- Le total des ressources de gaz représente le total des ressources découvertes et présumées dans un bassin géographique particulier.
- Les réserves établies sont les réserves récupérables selon la technologie et les conditions économiques courantes, qui ont été prouvées par le forage, les essais ou la production, plus les réserves récupérables adjacentes dont on est raisonnablement certain de l'existence grâce à l'interprétation de données géologiques, géophysiques et de renseignements semblables.
- Le gaz associé est le gaz naturel qui repose sur le pétrole brut et qui est en contact avec celui-ci dans un réservoir selon les conditions d'origine du réservoir. Dans le présent rapport, le gaz dissous est inclus dans la catégorie du gaz associé. Le gaz dissous est le gaz naturel qui est dissous dans le pétrole brut dans un réservoir selon ses conditions d'origine et qui est normalement produit avec le pétrole brut.
- Le gaz non associé est le gaz naturel trouvé dans un réservoir dans lequel il n'y a pas de pétrole brut selon les conditions du réservoir.

3.3 Estimations des ressources

Tel qu'il est indiqué précédemment, il est fondamental d'avoir accès à des données à jour pour réaliser une estimation quelconque des ressources. Pour des raisons de propriété exclusive, les organismes de réglementation gouvernementaux sont les seuls qui ont entièrement accès à toutes les données à jour. Par conséquent, ce sont eux qui ont toujours assumé la responsabilité de produire des estimations des ressources de façon opportune, ce qui constitue une de leurs principales tâches en tant que gestionnaires des ressources.

En ce qui concerne les ressources découvertes, l'OCTHE examine et publie ses estimations annuellement et ces dernières ont été utilisées dans ce rapport, comme le montre le tableau 3.1. L'actualité des estimations des ressources présumées est beaucoup moins satisfaisante puisque la majorité des travaux d'évaluation publiés datent d'au moins une décennie.

Dans ce rapport, les données proviennent de diverses publications, la principale source étant indiquée au tableau 3.1 pour chaque bassin. Dans certains cas, les estimations publiées ont été modifiées en fonction de renseignements récents ou de l'expérience des examinateurs. L'emplacement des divers bassins a été tiré d'un récent exposé de Drummond et il est indiqué à la figure 3.1.

En résumé, le total des ressources de gaz naturel pour Terre-Neuve et le Labrador est estimé à $61,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. De ce total, $8,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ sont des ressources découvertes, dont $4,2 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ sur le plateau continental du Labrador et $4,0 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ dans le bassin Jeanne d'Arc sur les Grands Bancs. **Les premiers chiffres touchant le rendement du gisement Hibernia semblent indiquer fortement que l'estimation actuelle « officielle » des ressources est conservatrice. Il serait donc raisonnable**

d'accroître les ressources découvertes du bassin Jeanne d'Arc Basin de 30 p. 100, pour les situer à environ $5,3 \cdot 10^{12}$ pi³.

Les ressources découvertes du plateau continental du Labrador sont dans des réservoirs de très grande qualité. Toutefois actuellement, leur mise en valeur se heurte à des obstacles économiques et techniques. Puisqu'il y a très peu de nouvelles données en provenance du Labrador, on juge que les estimations actuelles des ressources sont adéquates. Des circonstances spéciales ou de nouvelles technologies pourraient entraîner la possibilité d'une expansion économique dans la région de Bjarni et Bjarni Nord et cette possibilité devrait être évaluée à l'occasion. *Il faudrait trouver une solution adaptée au Labrador pour accélérer la mise en valeur de ces ressources, solution qui servirait également de point de départ à l'exportation du savoir-faire mis au point à Terre-Neuve vers d'autres régions pionnières semblables.*

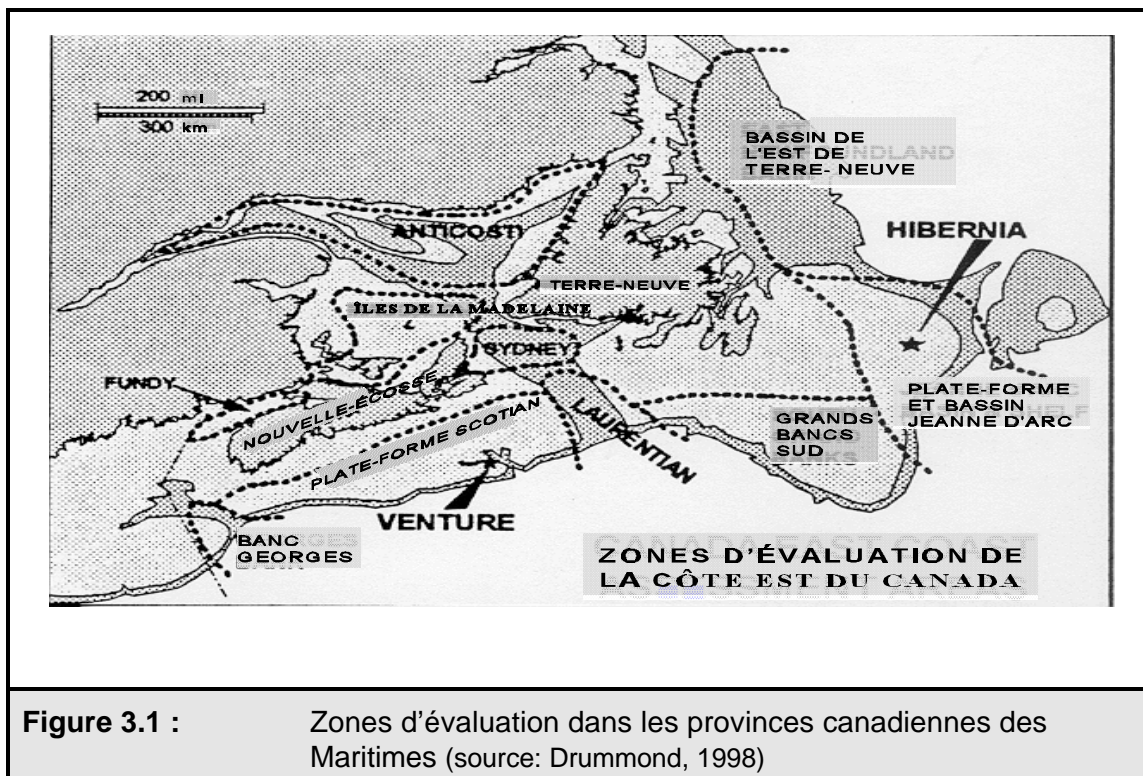


Figure 3.1 : Zones d'évaluation dans les provinces canadiennes des Maritimes (source: Drummond, 1998)

En ce moment, le bassin Jeanne d'Arc est essentiel à la mise en valeur du gaz puisqu'il s'agit du seul bassin dont les ressources découvertes peuvent être exploitées selon la technologie et les conditions économiques actuelles. Les estimations actuelles du potentiel des ressources du bassin sont périmées et probablement faibles compte tenu des technologies améliorées d'exploration et de production et des nouveaux concepts d'étendue du gisement. Pour tenir compte de ce facteur, une estimation des ressources présumées de $19 \cdot 10^{12}$ pi³ est présentée en raison de la probabilité croissante que les estimations les plus élevées se confirmeront. Il est évident qu'il est prioritaire d'établir de nouvelles estimations des ressources pour le bassin afin d'appuyer solidement la planification de la mise en valeur par les gouvernements et l'industrie. Compte tenu du cheminement actuel des nouvelles données d'exploration et de production, ce processus d'estimation des ressources doit être continu.

Bien que les estimations des ressources établies par différents examinateurs semblent coïncider dans une certaine mesure, cela ne garantit pas leur exactitude. On croit plutôt que les estimations consistent en majeure partie de projections mathématiques provenant de sources communes périmées, effectuées par des gens raisonnables employant des techniques semblables. Il faut repartir de la base, faire preuve de jugement du point de vue géologique et appliquer des modèles statistiques à la base de données actuelle.

Les estimations des ressources (terrestres et marines) pour l'ouest de Terre-Neuve, la baie White ainsi que les bassins Laurentian et Sydney, sont inexistantes ou périmées. Étant donné l'intérêt manifesté par des sociétés pour l'exploration des régions côtières de l'est et de l'ouest, ainsi que la question de la frontière maritime avec la Nouvelle-Écosse, il serait prudent d'évaluer sans tarder les ressources de ces régions. Les antécédents géochimiques et thermiques de ces régions laissent croire qu'il existe une probabilité élevée de gaz naturel dans certains bassins. Compte tenu de la proximité des marchés et des conditions d'exploitation, ces bassins auraient un avantage sur les Grands Bancs, si les volumes découverts étaient assez importants.

Tableau 3.1 : Estimations provisoires des ressources	
<i>I. Ressources découvertes en 10^{12} pi³</i>	
<i>a. Plateau continental du Labrador - estimation OCTHE</i>	4,2
<i>b. Jeanne d'Arc - estimation OCTHE</i> <i>possibilité raisonnable de $5,2 \cdot 10^{12}$ pi³</i> <i>grâce à des additions aux gisements découverts</i>	4,0
<i>Total</i>	8,2
<i>II. Ressources présumées</i>	
<i>a. Plateau continental du Labrador - ONE/Drummond</i>	6,0
<i>b. Bassin de l'est de Terre-Neuve - Drummond</i>	13,1
<i>c. Jeanne d'Arc - Drummond/Millan</i>	19,0
<i>d. Sud des Grands Bancs - Drummond</i>	3,2
<i>e. Bassin Laurentian (50 p. 100 Terre-Neuve) - Drummond</i>	8,9
<i>f. Anticosti/ouest de Terre-Neuve - Millan</i>	3,5
<i>Total</i>	53,7
<i>Total des ressources découvertes et présumées</i>	61,9

Il faut mettre en place un mécanisme pour assurer la production en temps opportun d'estimations sur les quantités des ressources. Le Canadian Gas Potential Committee offre un modèle utile de collaboration qui rassemble des intervenants de l'industrie, du gouvernement et du milieu universitaire pour la production régulière d'estimations non biaisées d'une grande qualité technique. Une adaptation de ce modèle est proposée pour Terre-Neuve, portant à la fois sur les ressources de pétrole et de gaz naturel.

3.4 Gaz en comparaison du pétrole

Jusqu'à maintenant, l'exploration s'est concentrée sur le pétrole et non sur le gaz naturel. Dans le même ordre d'idées, le gaz était considéré comme une ressource d'appoint au pétrole dans les premières estimations des ressources. Cette optique peut très bien avoir faussé les résultats en faveur du pétrole et avoir entraîné une sous-estimation des ressources de gaz. Selon de récents travaux géochimiques, les parties les plus profondes du bassin Jeanne d'Arc (c.-à-d. vers le Nord) peuvent être propices à la présence de gaz, et un programme d'exploration de gaz aboutirait probablement à la découverte de nouveaux gisements, ce qui relèverait la base des ressources.

Jusqu'à maintenant, environ 70 p. 100 du gaz naturel découvert dans le bassin Jeanne d'Arc est associé au pétrole. Tout plan d'épuisement des réserves doit donc prévoir la récupération efficace à la fois du pétrole et du gaz, le pétrole ayant habituellement préséance sur le gaz. Par conséquent, le taux de production du gaz naturel dépend du taux de production du pétrole, et le gaz ne devient disponible qu'au moment où il n'est plus nécessaire au maintien de la pression.

C'est actuellement le cas des projets de mise en valeur Hibernia et Terra Nova où il faut réinjecter le gaz selon ce que l'on connaît du rendement du réservoir. Avec une production accrue, cette situation peut changer. On observe que dans certains cas, le gaz associé ne peut être réinjecté et il faut payer pour l'éliminer. Trouver un moyen d'utiliser le gaz serait avantageux pour les deux types de ressources et le rendement économique global de la région.

Le gisement Whiterose contient de grandes quantités à la fois de pétrole ($178 \cdot 10^6$ barils) et de gaz ($1,5 \cdot 10^{12}$ pi³) dans divers réservoirs et blocs faillés. Il peut très bien être un candidat idéal pour une mise en valeur combinée innovatrice de pétrole et de gaz.

3.5 Répartition des ressources

En plus du volume global estimatif des ressources, la répartition de ces volumes en gisements distincts de diverses dimensions est un important facteur économique et de mise en valeur. Il est évidemment préférable d'avoir un certain volume de ressources réparti parmi un petit nombre de grands gisements plutôt qu'un grand nombre de petits gisements.

Dans un bassin donné, les dimensions des gisements ont tendance à suivre une répartition lognormale. En ce qui concerne le bassin Jeanne d'Arc, les dimensions du plus grand gisement sont définies en fonction des gisements importants comme Hibernia, Terra Nova, Hebron et Whiterose (tableau 3.2, Chipman 1997). Les estimations par la CGC (1992) du principal groupe de gisements du bassin Jeanne d'Arc laissent supposer la répartition suivante des réserves :

Catégorie selon le volume	Prévues	Découvertes
> 100 10 ⁶ barils	7	4
entre 25 et 100 10 ⁶ barils	23	3
< 25 10 ⁶ barils	445	7

La CGC souligne que les deux tiers des ressources associées au principal groupe de gisements du bassin Jeanne d'Arc se trouvent dans les deux catégories de volumes supérieurs à 25 10⁶ barils. Ce type de répartition semble indiquer qu'il reste à découvrir au moins trois gisements contenant plus de 100 10⁶ barils de pétrole ou d'équivalents pétrole ainsi que 20 gisements dont le volume varie entre 25 et 100 10⁶ barils de pétrole ou d'équivalents pétrole.

Dans la région de la côte ouest de Terre-Neuve, les structures marines de dimensions comparables à Hibernia ont fait l'objet d'une cartographie géophysique tandis que les gisements terrestres de la catégorie 25 à 100 10⁶ barils sont la cible des activités actuelles d'exploration préliminaire. La majeure partie de ces gisements n'ont pas été sondés; seulement quatre puits profonds modernes ont été forés jusqu'à maintenant, dont l'un s'est révélé une réussite sur le plan géologique.

3.6 Facteurs géographiques

Voici d'importants facteurs géographiques :

- Le regroupement des gisements afin de permettre la mise au point et l'utilisation d'une infrastructure commune.
- Le milieu d'exploitation, en particulier le vent, l'état de la mer, la profondeur de l'eau, les packs et les icebergs.
- Les distances aux points d'arrivée à terre et aux marchés les plus près.

Compte tenu des facteurs géographiques, les ressources de Terre-Neuve et du Labrador se classent dans les régions suivantes, énumérées en ordre décroissant de la difficulté du milieu d'exploitation.

- Le plateau continental du Labrador.
- Les Grands Bancs.
- Les bassins marins des côtes ouest et sud.
- Le bassin terrestre de la côte ouest.

3.7 Conclusions

À court terme, on s'intéresse à la mise en valeur du gaz naturel du bassin Jeanne d'Arc qui contient des ressources découvertes de gaz variant entre 4,0 et 5,2 10¹² pi³. On estime qu'il existe un volume supplémentaire présumé de 19 10¹² pi³ dans ce bassin. En outre, environ les deux tiers des ressources découvertes du bassin sont situées dans de grands gisements (>100 10⁶ bép) et l'on présume qu'il existe trois autres gisements de cette envergure.

Les gisements du bassin Jeanne d'Arc seront probablement exploités selon l'ordre suivant : Hibernia, Terra Nova, Whiterose, Hebron/Ben Nevis. Dans tous ces gisements, le gaz naturel est associé au pétrole et dans tous les gisements sauf Whiterose, les ressources de pétrole dominant les ressources de gaz naturel. Par conséquent, la production de gaz naturel est dépendante de la production de pétrole pour ce qui est du taux de production et du moment où le gaz est livré aux marchés.

En ce moment, Hibernia est le seul gisement en production et il n'est qu'au premier stade du cycle de production. Le plan d'épuisement du réservoir exige actuellement la réinjection du gaz naturel afin de maintenir la pression, pour améliorer la récupération du pétrole. Dans les faits, cela signifie que le gaz naturel ne peut être vendu. On prévoit qu'environ 24 mois de production devront s'écouler pour juger adéquatement si le plan actuel peut être modifié pour permettre la vente du gaz naturel.

Dans le plan de mise en valeur de Terra Nova , on envisage aussi la réinjection du gaz associé qui sera produit avec le pétrole. Rien ne permet de croire, selon les renseignements publiquement disponibles, que les promoteurs du projet Terra Nova adopteront un autre plan de gestion du réservoir, avant l'élaboration d'une base de données historiques fondée sur la production réelle.

Tableau 3.2 : Ressources découvertes* - région du plateau continental du Labrador et des Grands Bancs du nord-est (source : Chipman, 1997)						
Gisement	Pétrole		Gaz		LGN	
Grands Bancs du Nord-est	m³ x 10⁶	10⁶ barils	m³ x 10⁹	10⁹ pi³	m³ x 10⁶	10⁶ barils
<i>Hibernia</i>	106,0	666	28,7	1 017	17,7	111
<i>Terra Nova</i>	64,6	406	7,6	269	2,2	14
<i>Hebron</i>	31,0	195	-	-	-	-
<i>Whiterose</i>	28,4	178	42,7	1 509	9,2	58
<i>Ben Nevis ouest</i>	4,0	25	-	-	-	-
<i>Mara</i>	3,6	23	-	-	-	-
<i>Ben Nevis</i>	3,0	19	6,5	229	4,7	30
<i>Ben Nevis nord</i>	2,9	18	3,3	115	0,7	4
<i>Springdale</i>	2,2	14	6,7	236	-	-
<i>Nautilus</i>	2,1	13	-	-	-	-
<i>Tempest sud</i>	1,3	8	-	-	-	-
<i>Fortune</i>	0,9	6	-	-	-	-
<i>Mara sud</i>	0,6	4	4,1	144	1,2	8
<i>Rankin est</i>	1,1	7	-	-	-	-
<i>Dana nord</i>	-	-	13,3	470	1,8	11
<i>Trave</i>	-	-	0,8	30	0,2	1
TOTAL PARTIEL	250,6	1 576	113,7	4 019	37,7	237
Plateau continental du Labrador						
<i>Bjarni nord</i>	-	-	63,3	2 235	13,1	82
<i>Gudrid</i>	-	-	26,0	920	1,0	6
<i>Bjarni</i>	-	-	24,3	859	5,0	31
<i>Hopedale</i>	-	-	3,0	105	0,4	2
<i>Snorri</i>	-	-	3,0	105	0,4	2
TOTAL PARTIEL	-	-	119,6	4 224	19,9	123
TOTAL (31 mars 1993)	250,6	1 576	233,3	8 243	57,6	360
*exprimé à 50 p. 100 de probabilité de présence						

À Whiterose, les ressources de gaz naturel surpassent les ressources de pétrole sur le plan de l'équivalence énergétique, mais probablement pas sur celui de la valeur économique. En outre, les ressources sont contenues dans un certain nombre de compartiments avec des rapports pétrole-gaz différents. Le gisement Whiterose pourrait donc convenir à un plan innovateur de coproduction de pétrole et de gaz.

Les incertitudes actuelles concernant la valeur et le moment d'entrée en production du gaz naturel commercialisable rendent difficile la détermination de la faisabilité des plans de mise en valeur et de transport. Ce facteur s'applique surtout aux gros systèmes rigides comme les gazoducs, et semble indiquer qu'une mise en valeur modulaire, à échelle variable, comporte certains avantages théoriques. Bien que ce genre de conception modulaire existe, nous en connaissons mal ou peu le rendement concret.

4. SYSTÈMES DE PRODUCTION

La présente section vise à présenter un aperçu des systèmes de production de gaz naturel. Elle commence par une classification des types de gaz naturel, surtout en fonction de leur composition. Puis, on traite des installations de production marines (plates-formes fixes et flottantes et systèmes sous-marins). Enfin, la section se termine par un résumé des exigences de traitement du gaz naturel comprimé (GNC), du gaz naturel liquéfié (GNL) et des produits chimiques du gaz naturel.

Dans une grande mesure, cette partie du rapport s'inspire d'un document récent intitulé « Natural Gas - Production, Processing, Transportation » (Rojey et al., 1997). Tous les chiffres et tableaux ont été tirés de ce document, à moins d'indication contraire.

4.1 Introduction

On définit habituellement trois grands types de gaz naturel.

- Le gaz non associé qui n'est pas en contact avec le pétrole.
- Le gaz associé qui repose sur la phase de pétrole dans un gisement possédant un chapeau de gaz.
- Le gaz associé « dissous » dans le pétrole selon les conditions du réservoir (aussi simplement appelé « gaz dissous »).

Il convient de noter que cette classification ne permet pas parfois de distinguer des situations qui pourraient être très différentes à l'intérieur d'une catégorie donnée de gaz. Certains réservoirs possédant un chapeau de gaz sont relativement marginaux tandis que d'autres, sur le plan de l'équivalence énergétique, contiennent des réserves de gaz plus importantes que celles du pétrole sous-jacent.

Le rapport gaz-pétrole (ratio du volume de gaz par rapport au volume de pétrole selon des conditions standards normales de température ou de pression) des réservoirs de pétrole peut varier selon de grandes proportions, de moins de 1 pi³ à plus de 150 pi³ de gaz associé par pi³ de pétrole au séparateur.

Les phases suivantes du gaz naturel dépendent de la température et de la pression dans le réservoir et à la surface.

- Le « *gaz sec* », qui ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production.
- Le « *gaz humide* », qui forme une phase liquide au cours de la production dans les conditions de surface.
- Le « *gaz à condensat* », qui forme une phase liquide dans le réservoir au cours de la production.

Le gaz naturel peut être aussi subdivisé selon son contenu de sulfure d'hydrogène.

- Un « *gaz non corrosif* » contient généralement moins de 1 p. 100 de sulfure d'hydrogène tandis qu'un gaz acide en compte plus de 1 p. 100.

La composition des gaz de plusieurs gisements dans les Grands Bancs et au large des côtes du Labrador (gisement Bjarni Nord) est présentée au tableau 4.1. On peut voir que tous les gaz de cet échantillon sont de grande qualité et non corrosifs, avec une faible concentration de dioxyde de carbone et pas de sulfure d'hydrogène selon les analyses. En outre, les gaz sont secs.

Tableau 4.1 : Composition des gaz, Grands Bancs et au large des côtes du Labrador (source : APECA)					
Gisement	<i>Hibernia</i>	<i>Hibernia</i>	<i>Whiterose</i>	<i>Springdale</i>	<i>N. Bjarni</i>
Formation	<i>Hibernia</i>	<i>Ben Nevis</i>	<i>Whiterose</i>		<i>Bjarni</i>
Éthane et hydrocarbures plus complexes	13,43 %	12,10 %	9,11 %	7,91 %	14,62 %
Sulfure d'hydrogène	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Dioxyde de carbone	0,98 %	0,26 %	1,42 %	0,56 %	0,55 %

4.2 Composition chimique

La composition chimique du gaz naturel est un facteur des plus importants car elle détermine le traitement que devra subir le gaz. Le sulfure d'hydrogène pose les problèmes les plus graves, mais sa teneur dans les gaz de Terre-Neuve qui ont fait l'objet d'essais jusqu'à maintenant ne pose pas de problème.

La production de gaz naturel se heurte souvent à des difficultés liées au bouchage des pipelines à cause du dépôt de cristaux, que l'on a cru tout d'abord être des cristaux de glace. Ces cristaux sont en fait des hydrates de gaz naturel qui peuvent apparaître bien au-dessus de la température à laquelle se forme la glace. Il s'agit de complexes d'insertion qui découlent de la combinaison d'eau et de certains des constituants du gaz naturel (principalement du méthane).

Pour prévenir le bouchage des canalisations, il faut protéger les installations de production et de transport du risque de la formation d'hydrates. Pour ce faire, on peut notamment sécher le gaz naturel. Si ce n'est pas réalisable, des conditions de température et de pression doivent être créées pour prévenir la formation d'hydrates ou un inhibiteur doit être ajouté.

4.3 Installations de production

Lorsque le gaz est produit en milieu marin, la séparation des fractions liquides et l'enlèvement de l'eau et des gaz acides ne peuvent être effectués de façon économique sous l'eau avant d'envoyer la production dans le gazoduc. De l'eau et certains hydrocarbures sont donc présents dans des fractions liquides, et le gaz naturel doit alors être transporté en plusieurs phases. Si c'est le cas, une phase solide

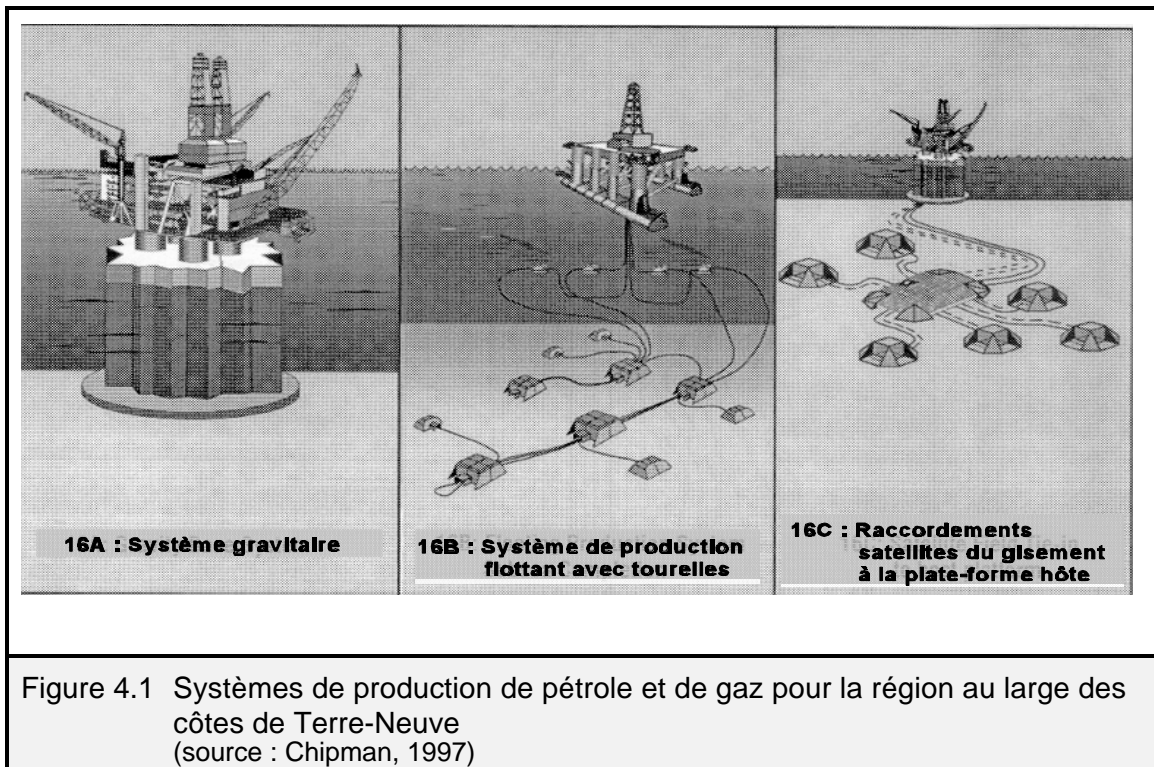
d'hydrates peut se former à partir des constituants présents, ce qui bouche les canalisations.

Après la collecte, le gaz est traité sur une plate-forme ou à terre. L'équipement requis pour la production marine consiste souvent en une plate-forme centrale et des plates-formes satellites. Le besoin de réduire les coûts a entraîné la simplification des plates-formes satellites grâce à l'automatisation, c'est-à-dire que les opérations de contrôle et la majeure partie du traitement du gaz sont exécutés sur la plate-forme centrale. Pour accroître la production de gaz et compenser la baisse de pression du réservoir, il faut installer un compresseur qui est aussi habituellement placé sur la plate-forme centrale. Les systèmes de production sous-marins sont conçus pour remplacer les plate-formes satellites ou même à la limite la plate-forme centrale, en transférant toutes les opérations de traitement aux installations terrestres. La conception des plates-formes, et des installations de pont, a aussi évolué considérablement.

Trois choix sont possibles pour le système de production à utiliser au large des côtes de Terre-Neuve (figure 4.1).

1. Une plate-forme gravitaire.
2. Un système de production flottant avec tourelle.
3. Un système sous-marin avec des raccordements satellites du gisement à une plate-forme hôte.

La production de pétrole et la production de gaz ont en commun de nombreux facteurs liés au choix du système de production, et les principaux facteurs sont résumés ci-dessous.



4.3.1 Production au moyen d'une plate-forme fixe

Un système gravitaire (SG), comme dans le cas de la plate-forme Hibernia, peut être conçu pour résister aux collisions avec des icebergs et à l'action des packs. Il faut une vaste réserve de ressources pour justifier son utilisation. Les ressources de gaz récupérables des gisements des Grands Bancs sont probablement insuffisantes pour justifier un tel système. Cependant, ***lorsque la production de pétrole a justifié l'installation d'un SG, comme c'est évidemment le cas pour Hibernia, la production future de gaz sur la même plate-forme est une possibilité viable et intéressante, à condition de pouvoir satisfaire à des critères de poids et d'espace sur le pont.***

Le choix d'un SG est aussi préférable lorsqu'il faut forer un grand nombre de puits. L'espace de stockage disponible pour le GNL, les liquides du gaz naturel ou le méthanol et autres produits chimiques, y est beaucoup plus grand, en règle générale, que sur des structures flottantes. Un système fixé au fond aura habituellement une plus grande efficacité d'exploitation qu'une structure flottante, et permettra d'éviter le roulis et le tangage qui pourraient nuire à l'équipement de traitement. Pour les procédés qui exigent des pièces d'équipement plus volumineuses et plus lourdes, un SG offre une capacité de charge de la superstructure beaucoup plus grande. Cependant, en eau très profonde, comme au large des côtes du Labrador, un système gravitaire ne sera probablement pas viable en raison des coûts élevés d'immobilisations, et de la difficulté de rendre la plate-forme capable de résister aux très gros icebergs.

4.3.2 Production au moyen d'une plate-forme flottante

À part la mise en valeur du gisement Hibernia, il semble que l'on aura recours dans une grande mesure à la technologie des systèmes flottants et sous-marins, compte tenu des ressources présumées des gisements de pétrole et de gaz dans les Grands Bancs.

Le système de production flottant (qu'il soit monocoque ou semi-submersible) peut être débranché et transporté ailleurs en présence d'iceberg ou de pack. Mais les systèmes de débranchement sont coûteux et le temps d'arrêt potentiel est plus long. La capacité de charge de la superstructure et le volume de stockage sont réduits. Toutefois, l'un des principaux avantages du système de production flottant est qu'il peut être justifié pour la mise en valeur de gisements de gaz plus petits, et il peut même être utilisé pour l'exploitation successive ou simultanée de plusieurs petits gisements. En outre, un système flottant peut servir de structure satellite pour un gisement plus important.

On n'a pas utilisé jusqu'à maintenant de système flottant pour la production de GNL ou de méthanol. Mais plusieurs structures prometteuses ont été conçues et leur utilisation mérite d'être envisagée pour l'exploitation des gisements de gaz au large des côtes de Terre-Neuve ; il en est question dans le chapitre qui suit.

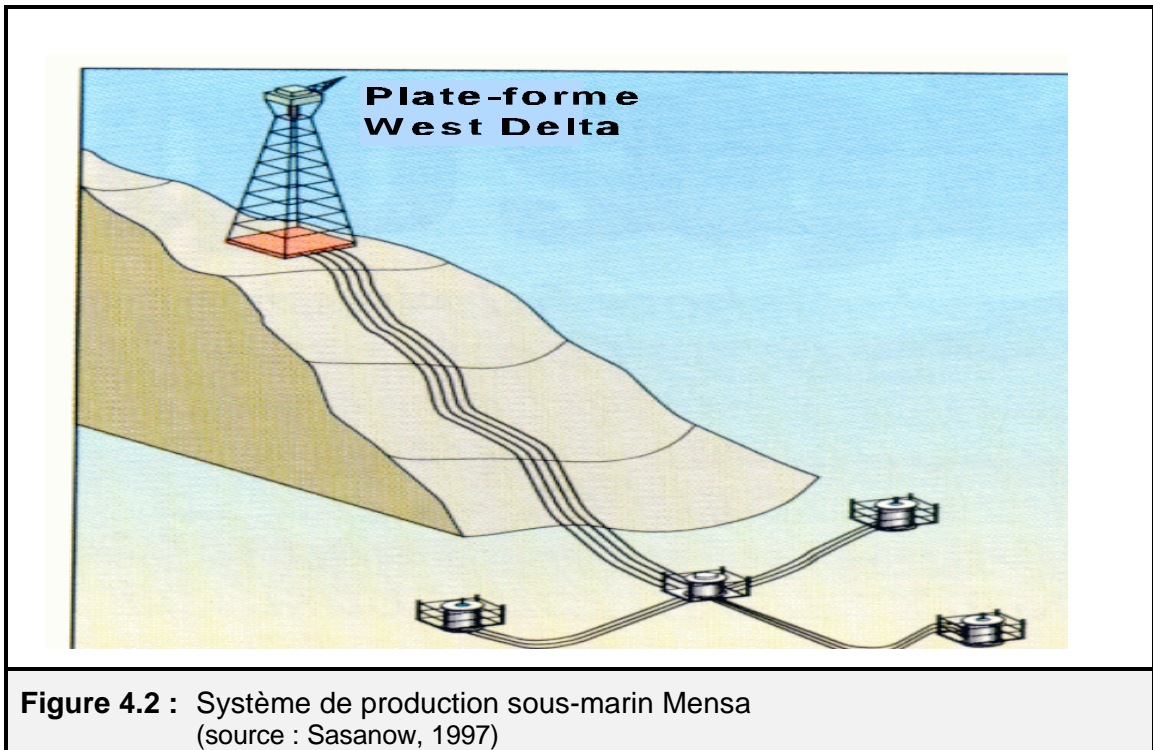
4.3.3 Production au moyen d'un système sous-marin

La production par têtes de puits sous-marines et le transport du gaz au fond marin permettent l'élimination des plates-formes fixes ou flottantes. Cette solution comporte toutefois d'importantes difficultés techniques; les méthodes d'installation sont

complexes et des systèmes de contrôle à distance perfectionnés doivent être mis en place pour les têtes de puits sous-marines.

La mise en valeur de Mensa dans le Golfe du Mexique constitue un exemple de système de production sous-marin pour l'eau profonde et d'ancrage sous tension sur une longue distance (figure 4.2).

Le collecteur sous-marin de Mensa est situé à plus de 60 milles de la plate-forme hôte West Delta 143. Le gazoduc d'exportation de 12 po est équipé d'un traîneau terminal et il y a aussi une structure de distribution d'électricité où aboutit la prise ombilicale d'alimentation et de signal et qui loge un amplificateur de signal. Trois canalisations de 6 po sur cinq milles raccordent les puits à l'intérieur du gisement jusqu'au collecteur.



Des mesures spéciales ont été prises pour réduire le problème de la formation d'hydrates, grâce à un arrosage constant au glycol.

4.4 Exigences de traitement

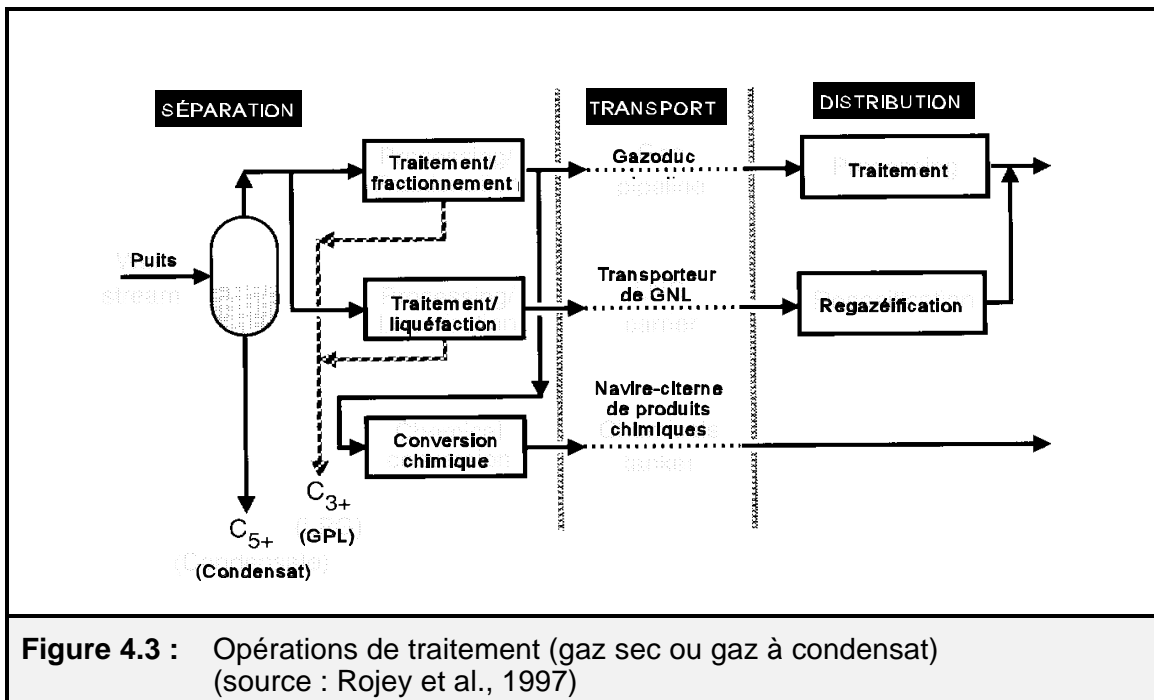
Le traitement du gaz naturel consiste à séparer certains des constituants présents à la sortie du puits, comme l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds, afin d'adapter le gaz aux spécifications commerciales ou de transport. La répartition de ces opérations entre le gisement et le point de livraison est dictée par des facteurs économiques. Il est habituellement préférable de n'exécuter sur la plate-forme de production que les opérations qui permettent le transport du gaz.

La figure 4.3 montre les principales opérations de traitement pour le gaz sec comme c'est le cas pour les Grands Bancs. Au cours de la première étape, on sépare les fractions liquides que peut contenir le flux du puits, soit les fractions liquides

d'hydrocarbures et l'eau non combinée. La prochaine étape de traitement dépend du système de transport adopté. Le gaz naturel et ses différentes fractions peuvent être transportés sous diverses formes :

- le gaz naturel comprimé (GNC), par gazoduc ou navire;
- le gaz naturel liquéfié (GNL), par navire;
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL), par pipeline ou navire;
- les produits chimiques (méthanol, ammoniac, urée), par navire.

Chacune de ces méthodes de transport comporte une succession d'étapes et constitue une séquence du gaz. Les diverses séquences du gaz sont traitées plus en détails dans la prochaine section.



Au cours du traitement, il peut être nécessaire d'enlever, du moins partiellement :

- le sulfure d'hydrogène (H_2S), qui est toxique et corrosif;
- le dioxyde de carbone (CO_2), qui est corrosif, n'a aucun pouvoir calorifique et peut se cristalliser aux cours des procédés cryogéniques;
- le mercure, qui est toxique et corrosif, surtout avec des alliages à base d'aluminium;
- l'eau, qui mène à la formation d'hydrates et à la corrosion;
- les hydrocarbures lourds, qui se condensent dans les systèmes de transport;
- l'azote, qui n'a aucun pouvoir calorifique.

4.4.1 Gaz naturel comprimé

Le gaz naturel doit être comprimé sous haute pression avant d'être transporté par gazoduc. Le transport du gaz comprimé par navire a été rejeté jusqu'à maintenant pour des raisons économiques et de sécurité, mais les récents progrès techniques pourraient changer cette situation (*voir la prochaine section*).

Pour le transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à prévenir la formation d'une phase liquide, le bouchage des canalisations par les hydrates, et une corrosion excessive. Une valeur maximale est habituellement imposée pour les températures du point de rosée des hydrocarbures et de l'eau. Pour un gaz commercial, les spécifications sont plus strictes et comprennent aussi une fourchette limitée par le pouvoir calorifique. Le contenu maximal d'azote dans un gaz traité est habituellement très faible.

Étant donné les différences entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, une autre opération de traitement peut être nécessaire après l'étape du transport, avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution. Le traitement effectué pour répondre aux spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement, afin d'obtenir une fraction liquide contenant du GPL (propane et butane) et possiblement de l'éthane, s'il semble avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément. Dans certains cas particuliers, la séparation de l'azote peut être nécessaire ainsi que la récupération de l'hélium si cette substance est présente dans le gaz.

Si le gaz naturel doit être liquéfié, un traitement préalable doit éliminer une cristallisation possible dans les échangeurs thermiques à l'installation de liquéfaction. Le fractionnement du méthane et des hydrocarbures plus lourds s'effectue habituellement au cours de la liquéfaction. Par conséquent, le gaz obtenu après la regazéification du GNL au terminal de réception peut normalement être envoyé directement dans le réseau de distribution.

4.4.2 Gaz naturel liquéfié

Le gaz naturel liquéfié doit demeurer liquide à la pression atmosphérique. La température à laquelle le gaz naturel est stocké sous forme liquide est proche du point d'ébullition du méthane. Le gaz est liquéfié sous pression, puis il subit un sous-refroidissement pour rester liquide à la pression atmosphérique.

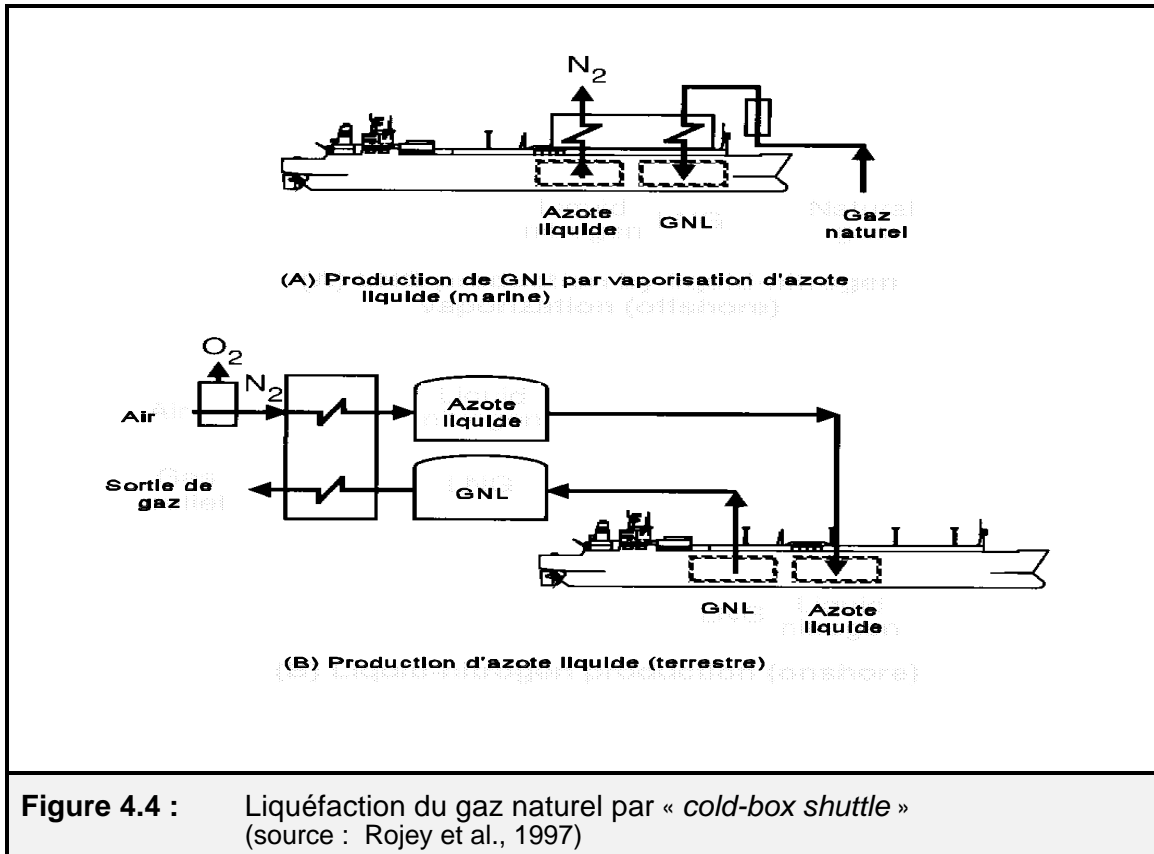
La liquéfaction est effectuée à une pression déterminée par des facteurs économiques. Une pression plus élevée réduit l'énergie nécessaire pour liquéfier le gaz naturel, puisque la plage de température monte au cours du processus de liquéfaction. Le gaz naturel est liquéfié au cours d'un intervalle de température en raison de la présence d'hydrocarbures autres que le méthane. La température initiale de liquéfaction est plus élevée avec un contenu accru d'hydrocarbures lourds. Par exemple, il peut commencer aux environs de -10 °C et continuer jusqu'à une température proche de celle où le méthane sous pression atteint un équilibre vapeur-liquide (autour de -100 °C). La troisième phase liquide obtenue subit ensuite un sous-refroidissement jusqu'au point d'ébullition du GNL à la pression atmosphérique.

De petites installations traitant jusqu'à 100×10^6 pi³/j de gaz naturel offrent une capacité de stockage permettant de répondre aux besoins d'une demande variable (installations

d'écèlement des pointes) en stockant le GNL au cours des périodes de faible et moyenne consommations, et en le revaporisant au cours des périodes de pointe. Le cycle de réfrigération utilisé pour ce type d'installation doit demeurer simple. Il s'agit habituellement d'un cycle unique qui fonctionne soit avec un frigorigène mixte ou un gaz permanent comme l'azote réfrigéré par expansion dans une turbine et après l'échange de chaleur, recompressé et recyclé.

Divers concepts pour la liquéfaction du gaz au large des côtes et dans des régions « difficiles » n'ont pas été appliqués jusqu'ici pour des raisons économiques. L'un des concepts les plus intéressants comporte le transport de l'azote liquide sur le chemin du retour du transporteur, la vaporisation de l'azote servant à liquéfier le gaz naturel. Cette opération peut être effectuée directement sur le transporteur, l'azote étant rejeté dans l'atmosphère. L'azote liquide est obtenu à terre par le fractionnement de l'air, exploitant la réfrigération produite par la vaporisation de GNL (figure 4.4). Ce système est désigné par l'expression « *cold-box shuttle* ».

Les températures froides ambiantes du milieu local d'exploitation représentent un élément positif dans n'importe quel système cryogénique.



4.4.3 Produits chimiques du gaz naturel

Le méthane peut être transformé en liquide par conversion chimique dans les conditions ambiantes. Le produit désiré est habituellement un carburant facile à transporter et à utiliser : l'essence, le kérosène ou le gazoil. Cette opération peut être réalisée selon différentes méthodes, comme l'illustre la figure 4.5.

À l'exception de la synthèse du méthanol, un procédé très industrialisé, la conversion chimique du méthane n'est pas très répandue. La difficulté d'activer le méthane chimiquement rend ces opérations relativement complexes et coûteuses.

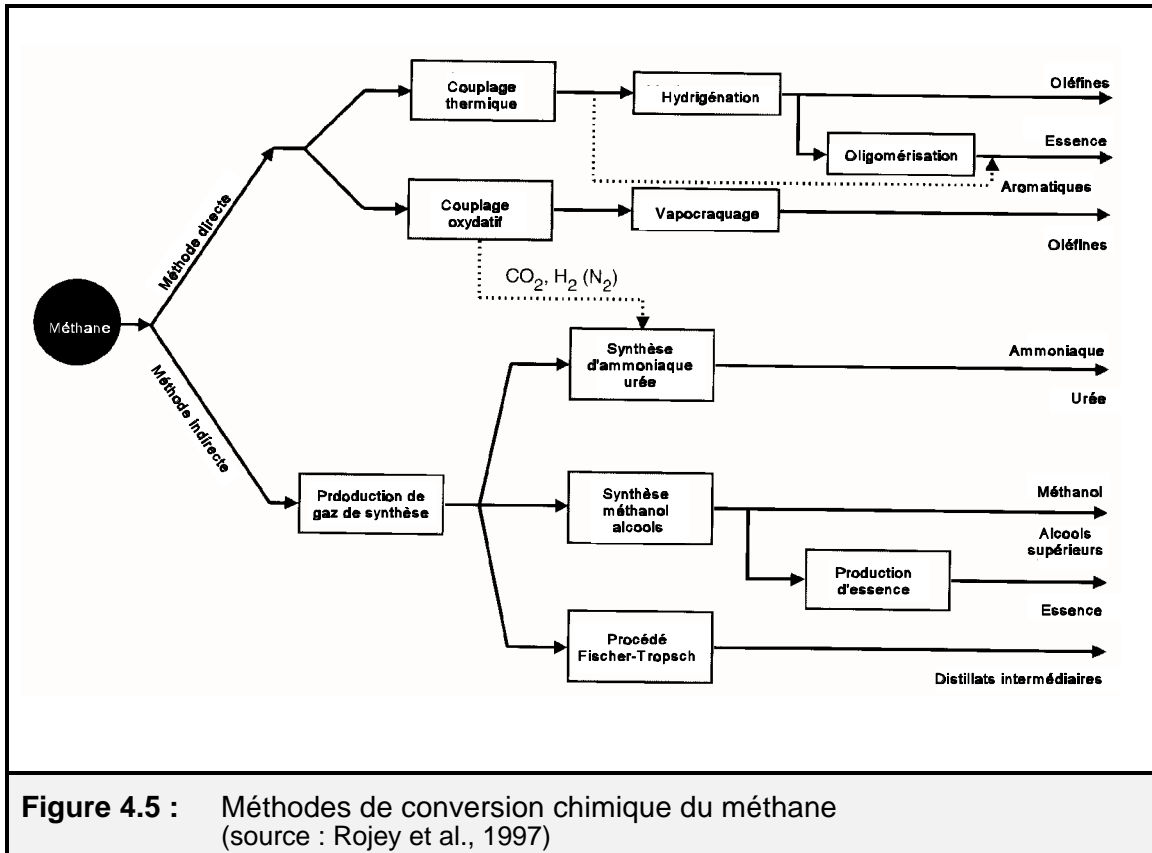


Figure 4.5 : Méthodes de conversion chimique du méthane
(source : Rojey et al., 1997)

En ce moment, la seule méthode appliquée à l'échelle industrielle est la méthode dite indirecte qui comporte la production d'un gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Après rajustement de la composition de ce mélange, deux possibilités s'offrent :

1. Synthèse directe d'hydrocarbures liquides.
2. Synthèse du méthanol ou d'un mélange de méthanol et d'alcools supérieurs qui peut soit être incorporé directement au carburant, ou converti au cours d'une deuxième étape en hydrocarbures liquides ou autres produits.

La méthode directe consiste à essayer de convertir le méthane directement en hydrocarbures liquides (couplage oxydant ou thermique) en omettant l'étape de transition du mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène.

Dans l'avenir, le marché de la conversion chimique du gaz naturel pourrait croître considérablement, si les prix du pétrole brut sont plus élevés ou si des progrès techniques améliorent la rentabilité de ces procédés. La valorisation du méthane sous la forme de produits chimiques peut offrir une solution de rechange intéressante au transport du gaz naturel par gazoduc.

4.5 Conclusions

Le type courant de gaz naturel que l'on trouve dans les Grands Bancs ou au large des côtes du Labrador est un gaz de grande qualité et non corrosif, sans sulfure d'hydrogène, avec une faible concentration de dioxyde de carbone. Tant du gaz associé que du gaz non associé sont présents.

Compte tenu des ressources présumées des gisements de gaz dans les Grands Bancs, il semble que l'on aura recours dans une grande mesure à la technologie des systèmes flottants et sous-marins dans l'avenir. Toutefois, les systèmes flottants n'ont pas été utilisés jusqu'à maintenant pour la production de GNL ou de méthanol. La production au moyen de têtes de puits sous-marines et le transport au fond marin comporte d'importantes difficultés techniques, mais offre de grandes possibilités d'avenir.

5. SYSTÈMES DE TRANSPORT

Ce chapitre sur les systèmes de transport porte sur la technologie et les coûts des autres modes de transport du gaz naturel marin. Auparavant, les gazoducs et les transporteurs de GNL constituaient les modes de transport classiques, mais on met au point maintenant de nouvelles technologies pour le transport du méthanol et du GNC.

5.1 Introduction

Actuellement, le gaz naturel est transporté soit par gazoduc sous forme de gaz comprimé ou par transporteur de GNL, à l'état liquide. Le gaz naturel peut aussi être transformé par conversion chimique.

La figure 5.1 montre les différentes « séquences de gaz », qui englobent la production, le transport et la distribution.

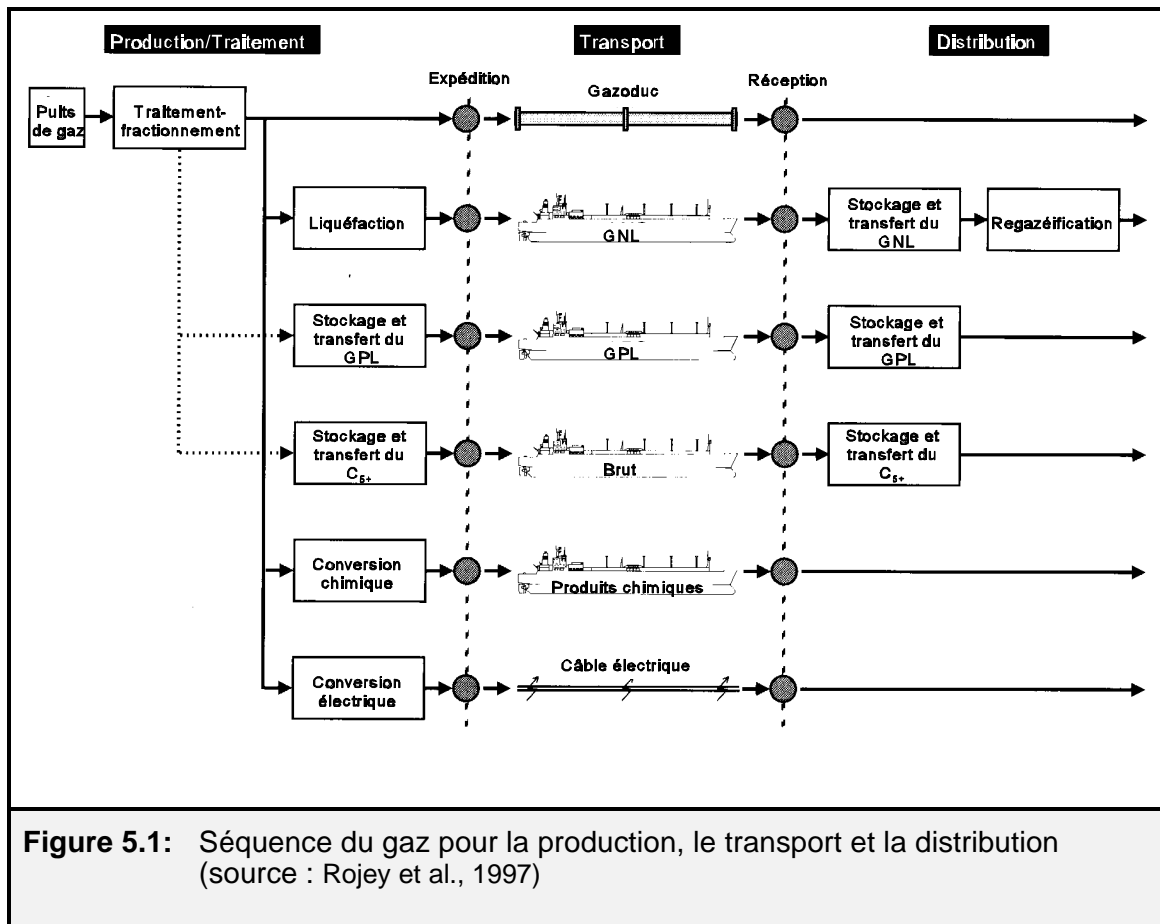


Figure 5.1: Séquence du gaz pour la production, le transport et la distribution (source : Rojey et al., 1997)

Le transport par gazoduc est la solution la plus simple mais elle exige l'installation d'un réseau de gazoducs reliant les points de production et de réception.

L'acheminement par transporteur de GNL exige la liquéfaction du gaz naturel, qui est transporté en phase liquide à une pression atmosphérique d'environ -160 °C. On a déjà

envisagé de transporter par navire du gaz sous pression mais cette possibilité a été rejetée jusqu'à maintenant pour des raisons de coût et de sécurité.

Il est possible de transformer chimiquement le gaz naturel en produit liquide aux conditions ambiantes, comme le méthanol ou l'essence. Jusqu'à récemment, des obstacles techniques et économiques s'opposaient à cette solution mais cette dernière jouit maintenant d'un regain d'intérêt. Il est aussi possible de convertir la chaleur de combustion du gaz naturel en énergie électrique et de transporter cette énergie par câble souterrain. Compte tenu des coûts relativement élevés, cette solution n'a pas été appliquée jusqu'à maintenant sur une grande échelle. Toutefois, la production d'électricité au moyen du gaz naturel comme principale source d'énergie se répand aujourd'hui. L'efficacité des centrales modernes à cycle combiné est très élevée et celles-ci sont aussi favorisées par les mesures législatives touchant l'environnement.

Si le gaz naturel contient une quantité importante d'hydrocarbures autres que le méthane (sous la forme de gaz à condensat ou de gaz associé), la séparation et le transport distinct de la fraction la plus lourde (GPL) sont assez courants.

5.2 Systèmes de transport

5.2.1 Transport par gazoduc

La croissance du transport du gaz naturel par gazoduc a mené à l'établissement d'un vaste réseau de gazoducs dans le monde entier. La longueur totale des gazoducs à l'échelle mondiale est d'environ deux fois la longueur utilisée pour le transport du pétrole brut, et dépasse les 600 000 milles.

Le tableau 5.1 présente les quantités de gaz naturel transportées annuellement par gazoduc et transporteur de GNL à l'échelle internationale. Il convient de noter que la proportion de GNL est passée de 6 à 24 p. 100 entre 1970 et 1994.

Tableau 5.1 : Commerce international du gaz naturel (10^{12} pi ³ /année) (Source : Rojey et al., 1997)						
Année	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Gazoduc	1,52	3,96	6,28	6,28	8,31	9,71
Transporteur de GNL	0,09	0,46	1,11	1,80	2,55	3,10
Total	1,61	4,42	7,10	8,08	10,86	12,81

La conception de gazoducs comporte quelques difficultés importantes mais une vaste expérience et de nouveaux progiciels ont permis une conception de base systématique.

Au début, une tâche importante est le choix du tracé. Un fond marin accidenté, des sols durs ou très mous, des champs de blocs et des affouillements d'iceberg sont des zones à éviter. Le choix des points d'arrivée à terre et des approches de plate-forme est important. Il faut envisager l'utilisation de matériaux convenant aux gazoducs de concert avec les propriétés et les températures des fluides. Il faut choisir entre des canalisations souples ou rigides, de l'acier ordinaire, de l'acier inoxydable ainsi que des

canalisations gainées et chemisées. Le concepteur doit étudier les matériaux pour les revêtements anti-corrosion, les revêtements de béton, les joints, l'isolation thermique et les anodes. En plus des problèmes d'hydrates mentionnés précédemment, le gazoduc doit être conçu pour une pression élevée et la stabilité au fond marin.

L'une des principales raisons pour lesquelles les gazoducs peuvent être construits rapidement est la mise au point de navires poseurs de canalisations, grands et efficaces (Heerema, 1998). L'un de ces navires est le *Solitaire*, propriété du Allseas Group SA (voir la figure 5.2).

Le navire est capable d'un rythme soutenu de pose d'environ quatre milles par jour, et peut installer des gazoducs de toutes tailles, jusqu'à 26 po et plus. Il s'agit d'une technologie de positionnement dynamique de sorte que des navires de mouillage ne sont pas nécessaires. Étant donné la longueur du navire, le tangage est minimisé. Les opérations de soudage sont entièrement automatisées, et les gazoducs peuvent être installés dans une profondeur d'eau de plus de 3 000 pieds.

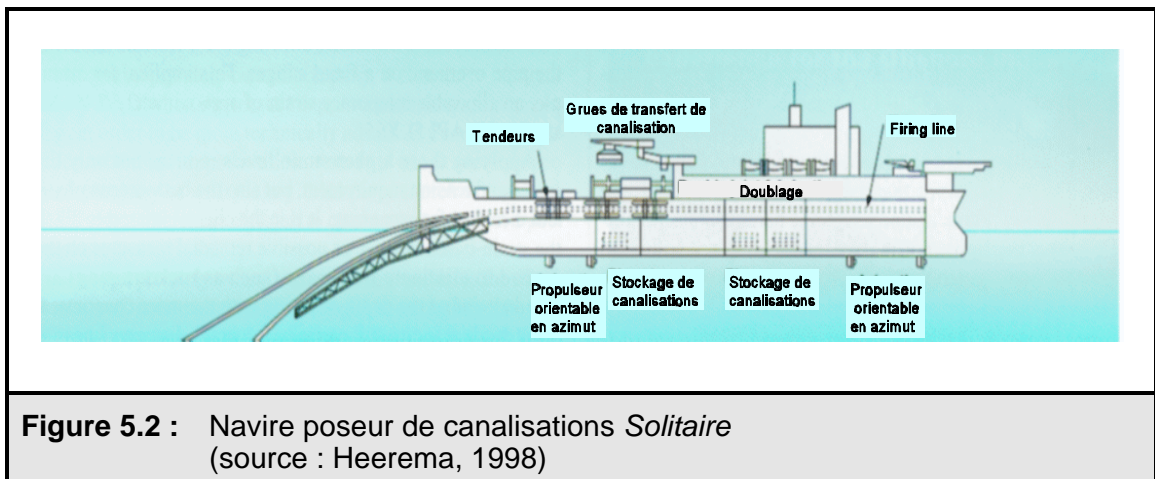


Figure 5.2 : Navire poseur de canalisations *Solitaire*
(source : Heerema, 1998)

5.2.2 Transport de GNL

Une séquence de transport du GNL comprend les principales étapes suivantes (figure 5.3) :

- Traitement et transport par gazoduc vers la côte. Ces opérations sont semblables à celles du système de transport des oléoducs.
- Traitement du gaz produit pour répondre aux spécifications de liquéfaction.
- Liquéfaction du gaz, possiblement accompagnée de fractionnement.
- Stockage et chargement (terminal d'expédition).
- Transport par transporteur de GNL.
- Réception et stockage.
- Regazéification.

Une solution de rechange à cette séquence du gaz est la liquéfaction au large des côtes, mais elle n'a pas été mise en œuvre jusqu'ici.

Dès le départ ont coexisté deux concepts de transport du GNL : l'un faisant appel aux citernes intégrées et l'autre aux citernes autonomes. La capacité des transporteurs de GNL a beaucoup évolué au cours des années. De nos jours, il est courant d'acheminer par ces transporteurs des quantités de $125\,000\text{ m}^3$ ($4,4\ 10^6\text{ pi}^3$) de GNL. Les transporteurs de GNL sont construits avec une coque double. La coque intérieure offre une protection accrue contre les collisions et l'espace vide entre les coques intérieure et extérieure peut être utilisé pour l'eau de ballast.

Selon la technologie de citerne intégrée, les forces exercées par le chargement de GNL sont transmises par une membrane métallique à la coque du navire par un isolant porteur rigide (figure 5.4). Selon le concept Technigaz, les citernes ont une membrane d'acier inoxydable flexible, qui repose sur la coque en étant séparée par un isolant et une barrière secondaire conçue pour protéger les citernes des fuites de GNL. Douze transporteurs de GNL ont été construits (capacité totale de $50\ 10^6\text{ pi}^3$ de GNL) au moyen de la technique Technigaz.

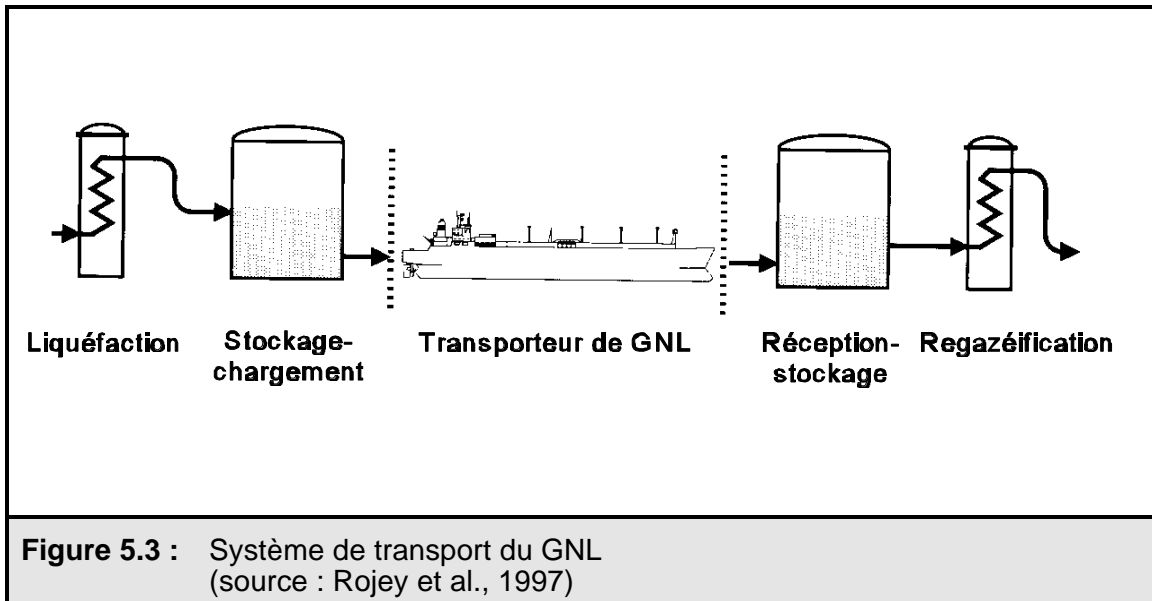


Figure 5.3 : Système de transport du GNL
(source : Rojey et al., 1997)

Dans les transporteurs qui ont des citernes autonomes, les réservoirs de GNL résistent complètement aux contraintes créées par le poids de GNL qu'ils contiennent. La société norvégienne Moss Rosenberg a lancé le concept des citernes autonomes sphériques. Le GNL est contenu dans quatre à six citernes sphériques (figure 5.5). Les sphères sont isolées mais un espace est conservé entre les citernes et l'isolant. Cet espace est rempli d'air sec qui peut être remplacé au besoin par du gaz inerte (azote). Chaque citerne est soutenue par une jupe cylindrique qui repose sur la coque du transporteur. Une deuxième barrière de sûreté est placée à la base des citernes pour protéger la coque du navire contre les fuites de GNL. Cette conception a été adoptée par divers constructeurs de navires japonais. Elle a été utilisée pour la construction de quarante-cinq navires (avec une capacité totale de $194\ 10^6\text{ pi}^3$ de GNL).

5.3 Évaluation des risques

L'évaluation des risques est un aspect important de l'évaluation des possibilités de transport à partir des Grands Bancs.

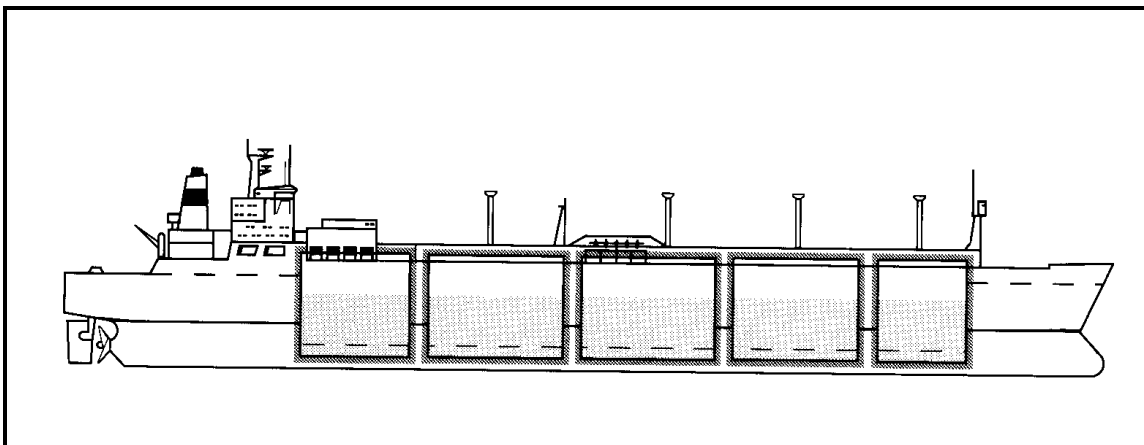


Figure 5.4 : Transporteur de GNL avec une membrane de transport de gaz
(source : Rojey et al., 1997)

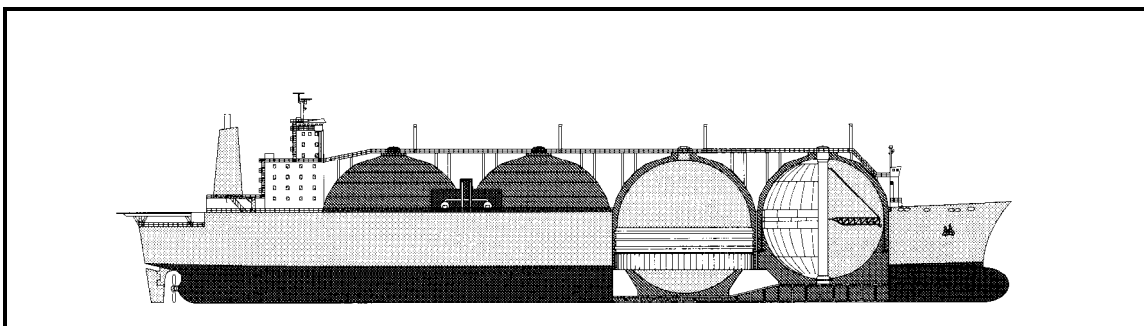


Figure 5.5 : Transporteur de GNL *Moss Rosenberg* avec des citernes autonomes
(source : Rojey et al., 1997)

Pour des gisements de l'envergure de ceux dont il est question ici, on privilégierait le transport par gazoduc si les Grands Bancs étaient situés dans une autre partie du globe. Les icebergs représentent le principal obstacle à la mise en valeur; ailleurs, la corrosion et les dommages mécaniques constituent les principaux facteurs de risque, mais on dispose actuellement de solutions courantes à ces problèmes.

Un gazoduc depuis les Grands Bancs jusqu'au rivage aurait une longueur d'au moins 250 milles, selon le tracé et le point d'arrivée à terre. Une méthode pour protéger un gazoduc de l'affouillement d'iceberg est l'enfouissement, mais elle serait trop coûteuse et la présence de rochers de surface le long du tracé empêcherait l'enfouissement à certains endroits. La gestion des icebergs, par le remorquage ou même par leur destruction, ne sera vraisemblablement pas possible compte tenu des dimensions de la zone qui doit être patrouillée, et du peu de succès obtenu jusqu'à maintenant avec le remorquage et le dynamitage d'icebergs.

Il semble probable que la seule méthode raisonnable et économique d'atténuation des risques d'iceberg soit la suivante :

- Choix minutieux du tracé du gazoduc de façon à suivre les tranchées naturelles ou les zones basses du fond marin.
- Conception efficace de systèmes d'arrêt le long du tracé du gazoduc, permettant la fermeture du gazoduc lorsque des pertes de pression sont détectées.
- Mise à l'essai et application des techniques de réparation de gazoduc si le gazoduc est endommagé.

Les navires utilisés pour le transport du gaz naturel (sous forme de GNL, de GNC ou de méthane) doivent aussi affronter la menace des icebergs mais la technologie pour la détection des icebergs, depuis un avion, un navire ou une installation terrestre, a progressé considérablement. La détection de petites masses d'iceberg, particulièrement lors de tempêtes, pose toujours un problème difficile mais la conception soignée de proues résistantes à la glace et de coques à double membrane a permis de minimiser les risques d'un impact potentiel.

5.4 Production de données de référence et systèmes de transport

Un bref examen de la documentation a été réalisé, ainsi qu'une évaluation des nouvelles technologies, dont certaines n'ont pas été publiées mais sont décrites dans des rapports envoyés aux industries locales et aux ministères.

Cet examen n'est aucunement exhaustif compte tenu des limites de temps et de budget. Ce sont surtout les projets et les technologies ayant trait à la mise en valeur du gaz de la côte est qui ont été étudiés. Les renseignements recueillis ont aussi été essentiels à l'analyse des coûts d'investissement qui s'ensuit.

5.4.1 Gazoduc marin pour la mise en valeur de gisements multiples

Le Central Area Transmission System (CATS) exploité par AMOCO est un gazoduc et une installation de traitement qui relie les gisements d'hydrocarbures de la mer du Nord centrale directement au marché du gaz du R.-U. (voir figure 5.6). Ce projet est particulièrement pertinent parce que le gazoduc est de la même longueur que celui qui serait nécessaire pour les Grands Bancs. La partie gazoduc a été mise en exploitation en 1993 au coût de 400 millions de livres sterling. Sa capacité de $1,68 \cdot 10^9$ pi³/j est maintenant entièrement réservée par contrat. Le gazoduc a un diamètre de 36 po et une longueur de 250 milles. Le coût publié équivaut (en dollars américains selon le taux de change actuel et sans tenir compte de l'inflation) à un coût de construction unitaire de 72 400 dollars par pouce-mille.

Au début du projet CATS, on a décidé de construire un gazoduc aussi gros que possible, afin de pouvoir accueillir la capacité des gisements qui entreraient en production plus tard. Cette année, CATS devrait acheminer environ 20 p. 100 de l'ensemble de la production du R.-U.

Le gazoduc doit résister aux conditions hostiles de la mer du Nord centrale, et il est fabriqué d'acier à haute résistance, avec une épaisseur de paroi maximale de 1 po.

Pour une protection et un poids supplémentaires, le gazoduc a un revêtement extérieur de béton. À l'intérieur, le gazoduc est revêtu d'une pellicule époxyde pour réduire la friction et l'abrasion.

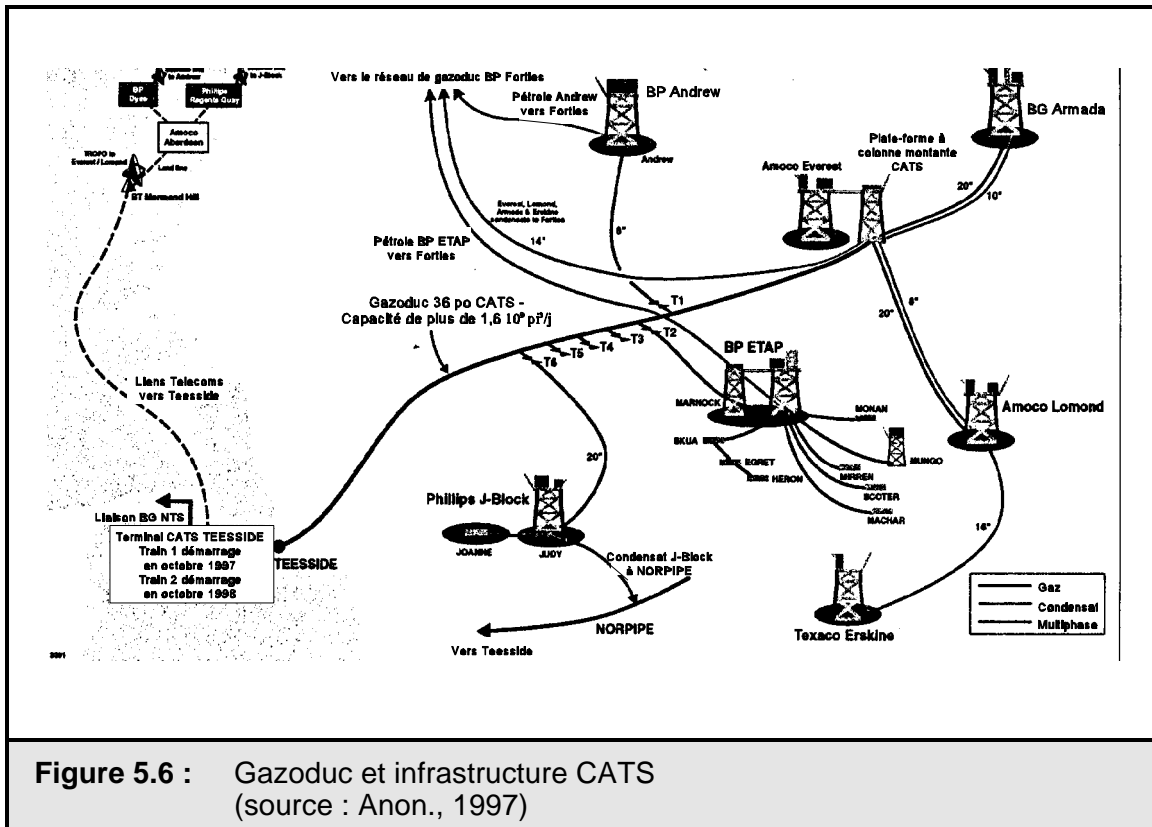


Figure 5.6 : Gazoduc et infrastructure CATS (source : Anon., 1997)

5.4.2 Installation flottante de GNL

Mobil Technology Co. a conçu une installation flottante de GNL unique en son genre. Il s'agit d'une plate-forme de production, de stockage et de déchargement capable de produire $6 \cdot 10^6$ t par année de GNL et jusqu'à 55 000 barils/j de gaz à condensat à partir de $1 \cdot 10^9$ pi³/j de gaz d'alimentation. À un coût estimatif de 6 milliards de dollars, le coût unitaire de l'installation est de 20,50 dollars par 10^3 pi³/an. L'équipe de conception estime que les économies potentielles de la plate-forme de GNL par rapport aux installations marines conventionnelles sont de l'ordre de 25 p. 100. (Bhattacharjee et al., 1997).

Tout le matériel de production et de déchargement est soutenu par une coque en forme de beigne carré (figure 5.7), avec un amarrage funiculaire. Il a été conçu principalement pour des endroits dans la ceinture du Pacifique, avec une profondeur d'eau jusqu'à 650 pieds. La coque est fabriquée en béton armé.

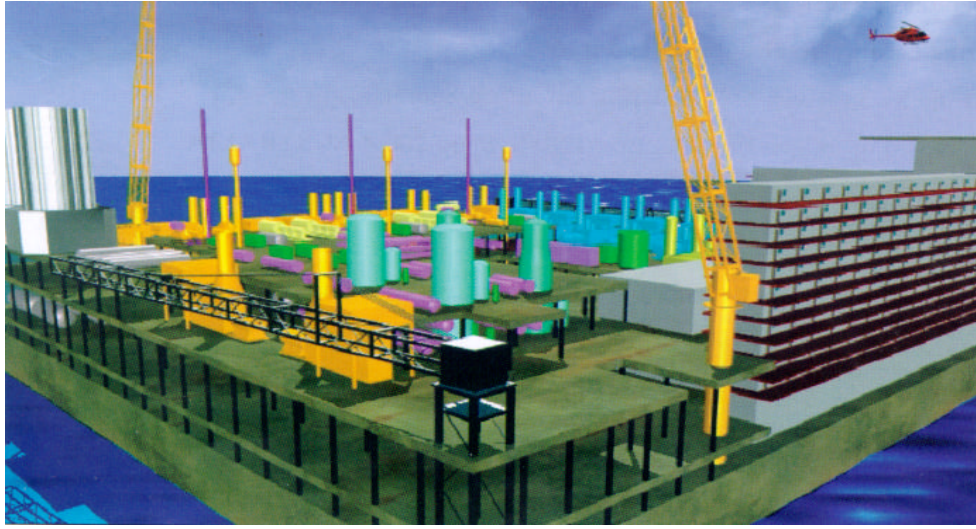


Figure 5.7 : Installation flottante de GNL
(source : Bhattacharjee, 1997)

S'alimentant en gaz à partir des puits sous-marins, la plate-forme flottante produit, stocke et décharge du GNL et du gaz à condensat. La plate-forme est entièrement autonome, sauf pour les opérations de forage et de reconditionnement qui n'y sont pas exécutées. Au moyen d'un seul procédé de réfrigération, l'installation est capable de produire du gaz contenant jusqu'à 15 p. 100 de CO₂, 100 ppm H₂S, et 55 barils de gaz à condensat par 10⁹ pi³ de gaz.

Le chaland et son amarrage ont été conçus pour des conditions environnementales assez difficiles dans la ceinture du Pacifique. Les contraintes environnementales seront très grandes en comparaison avec ce qui est typique pour des installations flottantes d'extraction, de stockage et de chargement en mer puisque la barge a des côtés de 165 mètres de long. Ancrer une si grande barge dans les eaux peu profondes des Grands Bancs peut poser un problème.

5.4.3 Technologie relative au GNL pour les gisements marginaux

BHP Petroleum Pty. Ltd. a dévoilé un nouveau procédé de GNL censé rendre viable la mise en valeur de gisements marins et marginaux. Il permet la production de GNL à des volumes aussi faibles que 1 10⁶ t par an. Le procédé est fondé sur le cycle de l'azote conventionnel qui a été utilisé avec succès par Linde AG dans de petites installations de GNL d'écrêtement de pointe.

L'aspect intéressant de ce procédé pour la production de GNL au large des côtes est sa simplicité, soit un seul cycle de réfrigération et relativement peu de pièces d'équipement. Toutefois, l'inefficacité du cycle de l'azote à cette échelle représente un obstacle; celui-ci exige trois fois plus de puissance qu'une installation de GNL à charge minimale comparable.

BHP a conçu un aménagement de superstructure avec le procédé de GNL Compact et des réservoirs de stockage sur un système gravitaire, en particulier pour la mer de Timor. Selon un article publié (anon., 1998), la technologie de GNL Compact pourrait un jour être utilisée pour les installations flottantes de GNL. Toutefois, les installations flottantes exigent la mise au point future d'un système de déchargement cryogénique sûr et fiable pour le transfert du GNL.

5.4.4 Navette de GNC avec génératrice

Un rapport a été préparé par Cimarron Engineering Ltd. de Calgary, concernant le transport de GNC depuis les Grands Bancs jusqu'à l'île de Terre-Neuve (Cimarron, 1998).

La solution consiste essentiellement à stocker le GNC dans des récipients sous pression, fabriqués de canalisations doublées d'acier et renforcées de matériaux composites. Ces récipients sous pression sont situés dans la cale d'un navire et sont reliés intégralement de sorte que le traitement du gaz peut être effectué pendant que le navire est en route. La mise au point de récipients sous pression a atténué le problème de poids excessif. Le système de matériaux composites augmente la résistance de l'acier et diminue les possibilités de rupture de façon à obtenir un haut niveau de sécurité.

À l'arrivée au quai de déchargement, le gaz traité sera déchargé à une installation simplifiée de GNL. Le déchargement de gaz réfrigéré sous haute pression permettra un système cryogénique très simple.

Une analyse de faisabilité a été effectuée pour étudier la possibilité de la production d'électricité dans la région de Placentia. Plus particulièrement, une centrale produisant 285 MW d'électricité exigerait environ $50 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz combustible (avec une efficacité de la centrale de 80 p. 100). L'installation de liquéfaction associée aurait une capacité d'environ $70 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. Trois navettes de GNC seraient nécessaires, chacune transportant environ $100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ à 2 000 psi. L'aller-retour durerait approximativement 72 heures. On a estimé que le coût des trois navires, y compris les systèmes de confinement et le matériel de traitement, s'élèvera à environ 180 millions de dollars, et le coût des installations terrestres à environ 360 millions de dollars.

5.4.5 Transport de gaz avec transporteur de GNC Coselle

La société Cran and Stenning Technology de Calgary a présenté des demandes de brevets mondiaux pour un nouveau type de récipient sous pression qui pourrait changer radicalement les facteurs économiques et de sécurité du transport du GNC (Cran and Stenning, 1998). Le système de confinement Coselle est constitué de plusieurs milles de canalisation de petit diamètre enroulée sur un carrousel (d'où l'expression Coselle). La figure 5.8 montre un transporteur de GNC avec un système Coselle et un système classique de confinement dans des récipients sous pression.

On affirme que le récipient sous pression Coselle pourrait réduire considérablement le coût du transport maritime du GNC. Les navires sont des transporteurs à double coque remplis de coselles. Les récipients sous pression comptent pour environ la moitié du coût d'investissement du navire, et leur conception et leur coût prennent par

conséquent une importance déterminante. On estime qu'un navire coûterait de 100 à 125 millions de dollars, avec une capacité de transport de gaz d'environ $300 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$.

Le transport du GNC comporte de nombreux avantages. Il exige des installations terrestres modestes (déshydratation et compression). Le volume minimal de démarrage est beaucoup moins élevé que pour le GNL et l'expansion de la capacité peut suivre la croissance de la demande. Le navire peut être construit dans un chantier maritime d'envergure raisonnable, et donc à un prix compétitif. La technologie relativement simple d'un projet de GNC crée également des avantages industriels pour le pays hôte. Les problèmes de chargement et de déchargement sont minimisés.

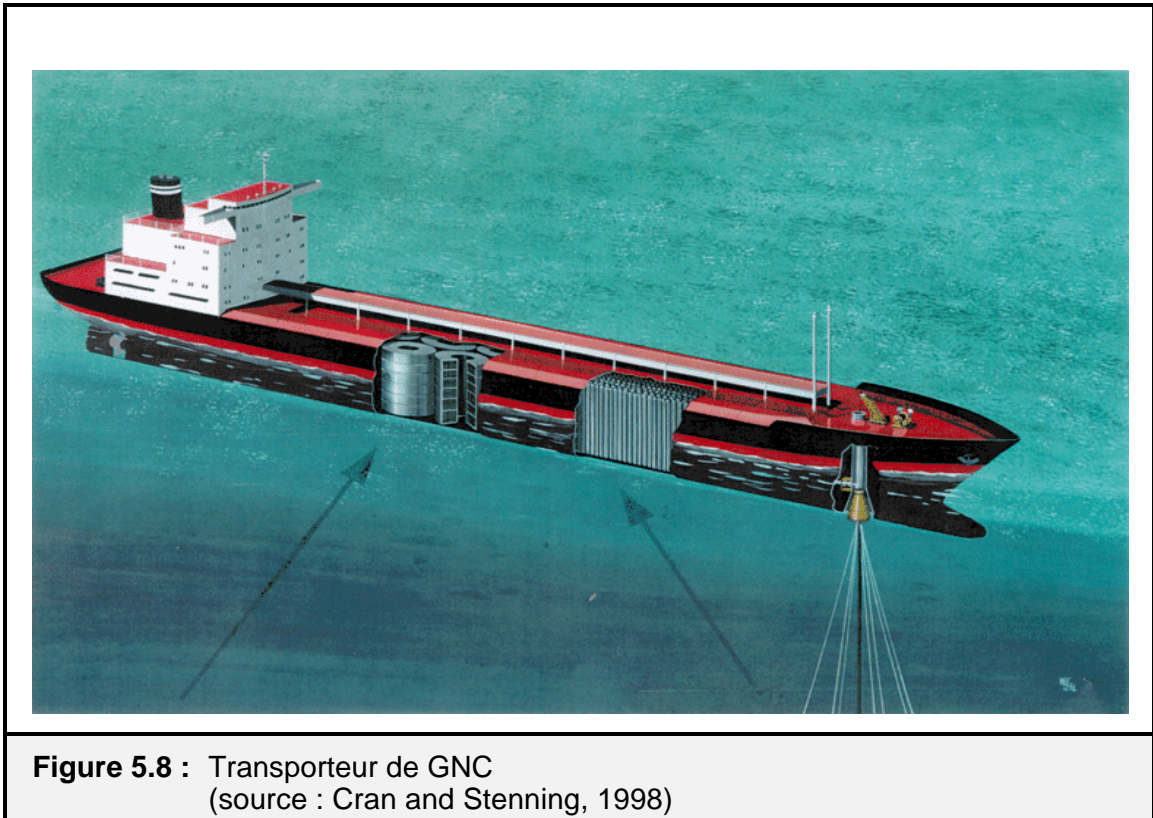


Figure 5.8 : Transporteur de GNC
(source : Cran and Stenning, 1998)

5.4.6 Technologie améliorée de liquéfaction des gaz

Les stocks croissants de réserves de gaz dans l'Atlantique incitent des groupes d'exploration du nord-ouest de l'Europe à étudier les perspectives de récupération commerciale à partir d'emplacements éloignés et profonds sans infrastructure établie (Frazer, 1997).

Texaco a conclu une entente pour étudier l'application d'une technologie améliorée de liquéfaction des gaz, perfectionnée par la Syntroleum de Tulsa à partir du procédé Fischer-Tropsch qui avait été mis à l'essai en Allemagne dans les années 1920. Syntroleum affirme que ses unités compactes peuvent être adaptées à une utilisation en mer, sur plate-forme fixe ou à bord d'installations flottantes de production.

Les calculs d'analystes énergétiques de Wood Mackenzie semblent indiquer que les facteurs économiques de la technologie de liquéfaction des gaz commencent à se rapprocher des investissements typiques du GNL.

5.4.7 Conversion en méthanol et transport

Solco Energy AS de Norvège a mis au point un nouveau système de production flottant qui convertit le gaz naturel en méthanol. La plupart des technologies établies du méthanol font appel à d'importants volumes d'oxygène pur et à des brûleurs à flamme découverte. Cette combinaison rend les technologies relativement peu sécuritaires pour des applications extracôtières, sans compter d'autres problèmes de poids, de taille et de sensibilité au mouvement (Solco, 1997).

Le procédé de Solco repose sur une nouvelle technologie de reformage à convection, d'abord mise au point pour les industries de l'ammoniaque et des piles à combustible. La technologie a fait ses preuves dans une usine pilote de Houston et l'on travaille maintenant à la conception détaillée d'un navire de production de méthanol. Ce navire pourra traiter simultanément le pétrole brut et le méthanol, ce qui permettra de récupérer le gaz associé et de l'utiliser économiquement.

Solco a élaboré un concept préliminaire, à partir duquel nous avons calculé les coûts unitaires et les données de rendement utilisés ci-après. On postule une production de gaz de $80 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, et une production de méthanol de 2700 t/j. Le coût d'investissement total du système de production flottant est estimé à 500 millions de dollars, ce qui se traduit par un coût de production unitaire d'environ 17 \$ par $10^3 \text{ pi}^3/\text{a}$.

Le procédé de conversion en méthanol compte parmi ses avantages éventuels le fait que le méthanol peut à son tour être converti en oléfines, une charge d'alimentation chimique de base pour la production d'éthylène et de propylène. Ces matières constituent le matériel de base pour la plupart des industries du plastique et des produits chimiques au monde. Solco estime que la construction d'une usine de conversion méthanol-oléfines à Terre-Neuve coûterait environ 2 milliards de dollars, avec la création de jusqu'à 3 000 emplois de construction les deux ou trois premières années, et de jusqu'à 800 emplois à long terme. Le méthanol peut aussi être utilisé dans des piles à combustible, qui produisent de l'électricité sans combustion.

5.5. Investissements comparés

Un modèle sous forme de chiffrier Excel a permis de calculer l'investissement nécessaire pour transporter le gaz naturel des Grands Bancs à la rive. Aucun coût d'exploration ou de production n'est inclus dans le modèle. Les principaux postulats, les données d'entrée et les résultats du modèle de coûts sont présentés ci-après.

Quatre options ont été étudiées :

- Transport du gaz à la rive par gazoduc.
- Usine flottante de GNL, transport par transporteur de GNL.
- Usine flottante de méthanol, transport par navire-citerne.
- Compression du gaz, transport par transporteur de GNC.

On a présumé que le gaz arriverait à terre dans la région d'Argentia/Long Harbour.

5.5.1 Fondement du modèle de coûts

L'estimation de tous les coûts d'investissement repose sur des postulats raisonnables des coûts typiques actuels. Les montants ont été établis à partir d'une étude de van Meurs & Associates Limited (1997), et des sources citées pour les projets décrits précédemment. Il faut souligner que les coûts ne représentent qu'un ordre de grandeur et dans certains cas, il est douteux que l'on puisse rajuster les coûts unitaires en fonction de divers débits de gaz.

Transport par gazoduc

On présume que le gaz est comprimé et conditionné à bord d'une plate-forme établie. Un certain conditionnement est nécessaire au sol, mais autrement le gaz va directement dans un réseau de distribution (coûts ne figurant pas dans le modèle).

Les coûts de gazoduc diffèrent beaucoup selon les projets. Les coûts de gazoduc estimés dans le présent rapport portent seulement sur la canalisation principale entre les gisements de gaz et l'usine de liquéfaction ou le réseau de distribution terrestre. Les coûts varient selon le diamètre de la canalisation, sa longueur et la nature du fond marin. Une canalisation extracôtière coûte plus cher qu'une canalisation terrestre, et encore plus si le fond marin présente des conditions difficiles.

Les postulats de conception et de coûts ont été vérifiés en les comparant à plusieurs projets achevés récemment, comme le projet CATS décrit plus haut. Les coûts rendus publics du gazoduc CATS correspondent (en dollars US au taux de change actuel, sans indexation) à des coûts de construction unitaires de 72 400 \$ le pouce-mille. Le rapport de van Meurs & Associates présume des coûts unitaires de 80 000 \$ le pouce-mille, montant que nous avons retenu pour notre modèle.

Une formule standard de gazoduc de gaz comprimé a été intégrée au chiffrier, pour calculer le diamètre de canalisation nécessaire pour un débit total et une longueur de canalisation donnés. On présume que le gazoduc franchirait 310 milles. Les coûts de réception et de traitement du gaz sont arbitraires, ils représentent habituellement les coûts les moins élevés de tout système envisagé.

Transport de GNL

On présume que le système de GNL comprend une plate-forme flottante de liquéfaction et de stockage reliée à une plate-forme fixe ou flottante qui produit le gaz. La plate-forme flottante traite et liquéfie le gaz pour le transférer aux transporteurs de GNL.

Le coût de l'usine flottante de GNL se fonde sur le coût projeté du concept d'usine de Mobil décrit dans la section précédente (bien qu'il ne soit pas certain que les coûts unitaires soient raisonnables pour des débits moindres).

Le modèle de coûts fait appel au principe d'un navire *standard*. Un transporteur de GNL *standard* a une capacité de GNL de $4,4 \cdot 10^6$ pi³ de GNL, et une vitesse moyenne de 17,5 nœuds. Le coût d'un navire standard est établi à 250 millions de dollars. Le tonnage qui peut être transporté dépend de la distance et de la composition du gaz.

Une partie du volume s'évapore en cours de transport pour maintenir le gaz à une température très basse et une autre partie doit être conservée comme ballast.

La distance de navigation d'Argentia aux Grands Bancs est établie à 310 milles (comme la longueur du gazoduc), ce qui représente une durée de 7,3 jours pour l'aller-retour, y compris le temps d'amarrage, de chargement et de déchargement.

Transport de méthanol

Les coûts d'une usine flottante de méthanol reposent sur les estimations de Solco Energy AS. Comme l'usine peut traiter simultanément du pétrole et du gaz, on a décidé arbitrairement d'affecter 25 p. 100 des coûts à la production de gaz naturel. Évidemment, ce postulat a une forte incidence sur les résultats.

On présume également que les transporteurs de produits chimiques présentent une capacité de 25 000 tonnes et les mêmes caractéristiques d'exploitation que les transporteurs de GNL, sauf pour un temps réduit de chargement et déchargement. Le coût présumé des navires est de 75 millions de dollars chacun.

Transport de GNC

Les coûts unitaires de transport de GNC s'inspirent de chiffres fournis par Cran and Stenning.

On présume que le gaz naturel est conditionné et comprimé à bord d'une plate-forme établie qui produit ou collecte le gaz. Le gaz est ensuite transféré à un transporteur de GNC, qui l'achemine à un terminal de réception. Chaque navire de GNC est réputé contenir environ $320 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ de gaz, avec un coût estimatif de 125 millions de dollars. Leurs caractéristiques d'exploitation sont réputées similaires à celles des transporteurs de produits chimiques.

5.5.2 Sommaire de la comparaison des coûts

Le total des coûts d'investissement pour un système de transport, y compris le traitement, le chargement et la réception, est résumé dans les tableaux qui suivent (5.2 à 5.6).

L'analyse porte sur cinq niveaux de débit de gaz, allant de $100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ (petite exploitation à gisement unique) jusqu'à un maximum de $500 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ (l'équivalent d'une exploitation à gisements multiples dans les Grands Bancs). Les tableaux présentent la ventilation de trois éléments importants de coûts, ainsi que la taille de gazoduc ou le nombre de navires dans chaque formule de livraison.

Ainsi, un débit quotidien de $100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ exigerait un gazoduc de 14 po, un seul transporteur de GNL, un seul navire-citerne de méthanol ou deux transporteurs de GNC. (Il faut souligner que nous n'avons pas tenté d'optimiser les tailles de gazoduc ou de navire, ou les exigences de stockage de navire-citerne à l'entrée ou à la sortie du système.)

Les coûts totaux doivent être abordés avec prudence et à ce niveau d'analyse, leur valeur se limite à suggérer des tendances et à formuler des comparaisons générales.

Les coûts indiqués dans les tableaux sont exprimés en coûts unitaires au tableau 5.7, et dans le graphique de la figure 5.9.

Voici les conclusions générales de cet analyse de premier niveau :

- L'utilisation d'une usine flottante de GNL et d'un ou plusieurs transporteurs de GNL est probablement trop dispendieuse pour un projet de mise en valeur dans les Grands Bancs. Les coûts de transport de GNL sont de quatre à six fois plus élevés que ceux des options moins coûteuses.
- Sauf pour la mise en valeur d'un gisement unique, le gazoduc représente l'option la moins coûteuse. Les coûts unitaires d'investissement d'un gazoduc baissent considérablement pour des projets de plus grande envergure.
- Le transport de méthanol et de GNC est concurrentiel avec les gazoducs pour l'ensemble des débits étudiés. Toutefois, le nombre de navires nécessaires pour accommoder les débits supérieurs pourrait créer d'importants problèmes de logistique.

Tableau 5.2 : Investissement pour un système de transport du gaz, 100 10 ⁶ pi ³ /j (millions de dollars)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	GNC
Traitement et chargement	21	775	155	21
Transport	348	225	75	250
Réception	25	41	50	50
Total	394	1 042	280	321
Système de transport	gazoduc de 14 po	1 transporteur de GNL	1 navire-citerne	2 transporteurs de GNC

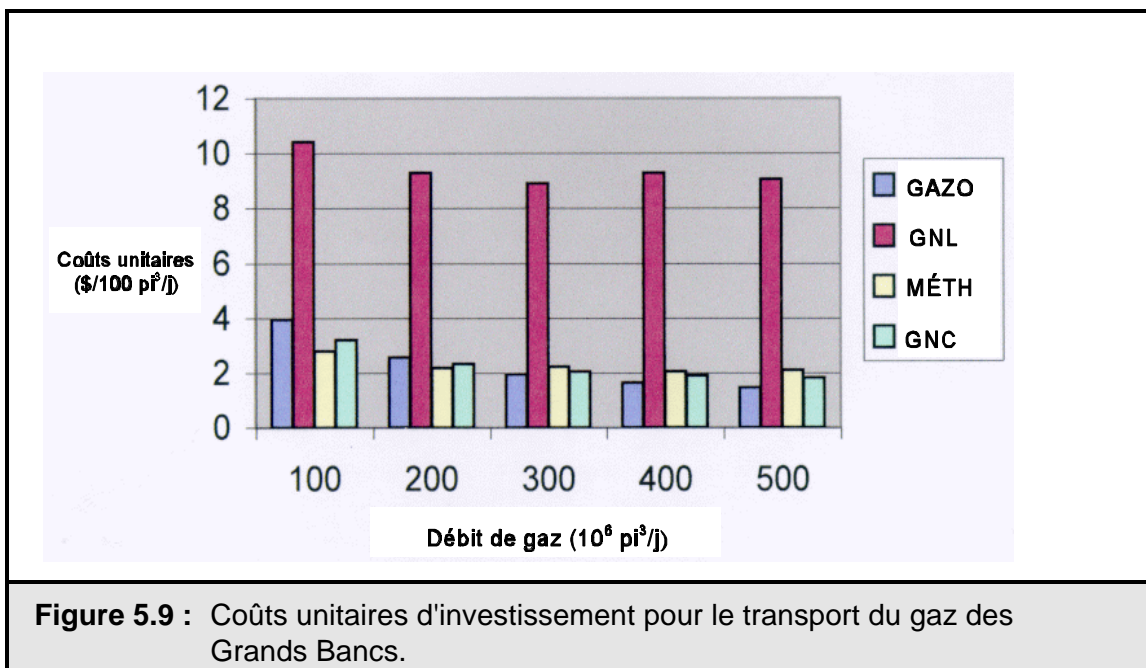
Tableau 5.3 : Investissement pour un système de transport du gaz, 200 10 ⁶ pi ³ /j (millions de dollars)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	GNC
Traitement et chargement	41	1 550	310	41
Transport	447	225	75	375
Réception	25	83	50	50
Total	514	1 858	435	466
Système de transport	gazoduc de 18 po	1 transporteur de GNL	1 navire-citerne	3 transporteurs de GNC

Tableau 5.4 : Investissement pour un système de transport du gaz, 300 10 ⁶ pi ³ /j (millions de dollars)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	GNC
Traitement et chargement	62	2 325	465	62
Transport	497	225	150	500
Réception	25	124	50	50
Total	584	2 675	665	612
Système de transport	gazoduc de 20 po	1 transporteur de GNL	2 navires-citernes	4 transporteurs de GNC

Tableau 5.5 : Investissement pour un système de transport du gaz, 400 10⁶ pi³/j (millions de dollars)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	GNC
Traitement et chargement	83	3 101	620	83
Transport	547	450	150	625
Réception	25	165	50	50
Total	655	3 716	820	758
Système de transport	<i>gazoduc de 22 po</i>	<i>2 transporteurs de GNL</i>	<i>2 navires-citernes</i>	<i>5 transporteurs de GNC</i>

Tableau 5.6 : Investissement pour un système de transport du gaz, 500 10⁶ pi³/j (millions de dollars)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	GNC
Traitement et chargement	103	3 876	775	103
Transport	597	450	225	750
Réception	25	207	50	50
Total	725	4 533	1 050	903
Système de transport	<i>gazoduc de 24 po</i>	<i>2 transporteurs de GNL</i>	<i>3 navires-citernes</i>	<i>6 transporteurs de GNC</i>

Tableau 5.7 : Coûts unitaires d'investissement pour diverses options de transport (\$/10³ pi³/j)				
	Gazoduc	GNL	Méthanol	CNG
100 10⁶ pi³/j	<i>39,40</i>	<i>104,20</i>	<i>28,00</i>	<i>32,10</i>
200 10⁶ pi³/j	<i>25,70</i>	<i>92,90</i>	<i>21,80</i>	<i>23,30</i>
300 10⁶ pi³/j	<i>19,50</i>	<i>89,10</i>	<i>22,20</i>	<i>20,40</i>
400 10⁶ pi³/j	<i>16,40</i>	<i>92,90</i>	<i>20,50</i>	<i>19,00</i>
500 10⁶ pi³/j	<i>14,50</i>	<i>90,70</i>	<i>21,00</i>	<i>18,10</i>



5.6 Conclusion

L'analyse révèle de manière relativement évidente que la liquéfaction extracôtière du gaz et le transport par transporteur de GNL ne représentent pas une option économiquement viable.

Un gazoduc vers la rive constituerait normalement la solution la plus efficace et la plus économique, mais seulement avec une canalisation d'un diamètre le plus élevé possible pour acheminer un débit maximal. Cette option exige un investissement considérable et le risque de dommages par les icebergs rend l'option moins attrayante.

La conversion en méthanol et le transport de GNC par navire sont des options à envisager, mais la technologie pour ces deux options n'a pas encore fait ses preuves pour des applications extracôtières. La conception d'un système unifié de production flottante pour le pétrole et le méthanol a été réalisée, et cette option semble très prometteuse pour des gisements comme celui de Whiterose. Le transport de GNC comporte des attraits considérables, en particulier pour le début de la mise en valeur d'un gisement, ou l'exploitation de gaz associé à partir d'une plate-forme établie. La conception d'un système de transport de GNC fait appel à une technologie relativement simple et Terre-Neuve pourrait jouer un rôle de premier plan dans le développement de cette technologie.

6. FACTEURS ÉCONOMIQUES PRÉLIMINAIRES DE PROJET

6.1 Introduction

6.1.1 Objet

Cette section présente une analyse économique préliminaire du potentiel de gaz naturel dans la province de Terre-Neuve, en tenant compte de facteurs comme l'envergure des ressources, le choix du calendrier, les coûts de mise en valeur et d'exploitation, les prix et les régimes fiscaux. Les analyses n'ont pas comme objet d'établir la viabilité d'un projet, mais plutôt de déterminer s'il est justifié au plan économique de continuer à travailler à l'implantation réussie d'une industrie du gaz naturel dans la province.

Le mot clé est préliminaire. Les analyses présentées sont un premier regard sur les facteurs économiques de la production de gaz naturel dans la région. Il existe peu de données publiées sur la mise en valeur du gaz naturel à Terre-Neuve, qu'il s'agisse de ressources terrestres ou extracôtières, qui permettraient d'effectuer une évaluation économique complète et approfondie. Comme de nombreux facteurs, en particulier les coûts, ne sont pas documentés, les auteurs ont effectué des estimations à partir des normes de l'industrie.

6.1.2 Projets analysés

Quatre projets hypothétiques de gaz naturel ont été analysés, deux dans la zone du bassin Jeanne d'Arc des Grands Bancs, et deux sur la côte ouest de Terre-Neuve, soit un projet terrestre et un projet extracôtier. Les caractéristiques présumées de ces projets sont décrites plus en détail plus loin.

Les quatre projets de l'analyse portent la désignation suivante :

- projet lié à la plate-forme Hibernia;
- projet lié à une nouvelle installation de production;
- projet extracôtier de l'ouest de Terre-Neuve;
- projet terrestre de l'ouest de Terre-Neuve.

6.1.3 Méthodologie

Les analyses du présent rapport font appel à des méthodes généralement reconnues de l'actualisation des flux, au moyen d'un modèle informatique et de bases de données mis au point par van Meurs & Associates Limited pour application à l'industrie du pétrole et du gaz. Les renseignements tirés des bases de données de van Meurs & Associates Limited ont été enrichis de discussions avec des représentants de l'OCTHE et du ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve, ainsi que de données des dossiers de l'Imperial Venture Corp. On a calculé pour chacun des quatre projets la production du scénario de référence et des profils de coûts. Trois facteurs d'incidence des coûts et trois autres d'incidence des prix (pour un total de neuf scénarios) ont été appliqués à chaque projet. Les prix utilisés sont les prix au point de sortie de la plate-forme de production.

Facteurs d'incidence des coûts

- 70 p. 100 des coûts du scénario de référence,
- coûts du scénario de référence,
- 130 p. 100 des coûts du scénario de référence.

Facteurs d'incidence des prix

Aux fins de l'analyse de l'incidence, on a présumé les prix suivants du gaz à l'installation de production :

- 1,18 \$US par 10^3 pi³,
- 1,48 \$US par 10^3 pi³,
- 1,78 \$US par 10^3 pi³.

L'équivalent canadien des prix américains a été établi respectivement à 1,60 \$CAN, 2 \$CAN et 2,40 \$CAN.

Le prix de 1,48 \$US par 10^3 pi³ a été retenu pour les analyses du scénario de référence.

6.2 Postulats généraux

6.2.1 Indicateurs économiques

Aux fins de la présente étude, le taux de rendement sert de principal indicateur de l'attrait relatif d'un projet.

Le taux de rendement du projet avant toute application de financement s'appelle le taux de rendement du projet sur l'investissement. Plus le taux de rendement est élevé, plus l'investissement est rentable. On peut difficilement prévoir le taux de rendement qu'une entreprise pourrait accepter pour un projet particulier, mais on peut probablement affirmer qu'à cause des risques inhérents à une région pionnière, l'industrie du pétrole et du gaz rechercherait habituellement un taux de rendement de projet de 25 p. 100 ou plus.

6.2.2 Régime fiscal

L'analyse réalisée pour la présente étude tient compte de deux éléments du régime fiscal général, soit l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, et les redevances provinciales.

Les taux d'impôt sur le revenu des sociétés s'appliquant actuellement aux paliers fédéral et provincial sont respectivement de 28 p. 100 et 14 p. 100. Il y a une surtaxe supplémentaire de 4 p. 100 sur l'impôt fédéral à payer. Le taux combiné s'établit à 43,12 p. 100. Dans la province de Terre-Neuve, l'impôt sur le revenu fédéral et provincial est calculé et payable à partir du même revenu imposable. Dans le calcul du revenu imposable, les frais d'exploration peuvent être amortis à 100 p. 100. Les puits de développement peuvent faire l'objet d'un amortissement décroissant à taux constant de 30 p. 100. Les installations s'amortissent à un taux de 30 p. 100 à compter de l'entrée en production. Les immobilisations incorporelles de puits s'amortissent à un taux de 25 p. 100, également à compter de l'entrée en production. Les redevances ne sont pas déductibles, mais il y a une déduction relative aux ressources de 25 p. 100.

Des redevances doivent être versées à la Province de Terre-Neuve pour les zones terrestres et extracôtières. Le régime de redevances pour la production pétrolière n'a pas encore été adopté sous forme réglementaire, mais les modalités du régime ont été rendues publiques. À partir de ces annonces publiques, on présume aux fins de la présente étude que les modalités s'appliquant à la production pétrolière dans les zones terrestres et extracôtières, y compris le gaz naturel, seront les suivantes :

Tableau 6.1 : Modalités générales de redevances pour les ressources terrestres (source : ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve)	
Exemption temporaire de redevances	<i>Équivalent des 2 premiers 10⁶ barils</i>
Redevances de base	5 %
Redevances nettes	
Palier 1	
Taux	20 %
Allocation de rendement	5 % plus taux des obligations à long terme
Palier 2	
Taux	5 %
Allocation de rendement	15 % plus taux des obligations à long terme

Tableau 6.2 : Modalités générales de redevances pour les ressources extracôtières (source : ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve)	
Redevances de base	
Jusqu'au premier de :	
(i) 20 % des réserves	
(ii) 50 10 ⁶ barils ou l'équivalent	
(iii) simple récupération	1 %
(i) 100 10 ⁶ barils ou l'équivalent de production cumulative	
(ii) simple récupération	2,5 %
Bloc suivant de 100 10⁶ barils ou l'équivalent	5 %
Par la suite	7,5 %
Redevances nettes	
Palier 1	
Taux	20 %
Allocation de rendement	5 % plus taux des obligations à long terme
Palier 2	
Taux	5 %
Allocation de rendement	15 % plus taux des obligations à long terme

On présume que ces modalités resteront en vigueur pour la durée des projets analysés. Aux fins des présentes analyses, le taux des obligations à long terme est établi à 7 p. 100 pour la durée des projets.

6.2.3 Taux d'indexation

Une indexation annuelle de 3 p. 100 s'applique à l'ensemble des coûts et prix, ce qui signifie que l'on présume que tous les coûts et prix resteront constants en chiffres absolus pour la période de l'analyse. Toutes les estimations sont exprimées en dollars réels de 1998. Tous les flux de trésorerie sont exprimés en dollars courants pour calculer les diverses répercussions fiscales.

6.2.4 Assujettissement à l'impôt des promoteurs

Pour Terre-Neuve, on présume que les projets peuvent être lancés de manière consolidée ou selon une formule d'imputation complète à l'exercice. Les investisseurs devraient donc être assujettis à l'impôt ailleurs au pays et pouvoir déduire immédiatement des coûts de leur revenu imposable aux fins de l'impôt, sous réserve de toute règle s'appliquant au début de la période d'amortissement des biens.

6.2.5 Financement

Pour tous les projets analysés, on a présumé un financement complet par capital-actions, ce qui signifie que les calculs économiques, y compris fiscaux, ne comportent aucune déduction de frais d'intérêt.

6.2.6 Taux de change

Le taux de change présumé pour la durée des projets analysés s'établit à 1,35 \$CAN pour 1 \$US.

6.3 Description des projets

6.3.1 Aperçu

Les deux premiers projets de gaz naturel analysés se dérouleraient dans le bassin Jeanne d'Arc, au large de la côte est de Terre-Neuve. Les troisième et quatrième projets se dérouleraient présumément dans la partie ouest de la province, sur terre et au large des côtes respectivement. Un des deux projets du bassin Jeanne d'Arc produirait du gaz naturel de gisements accessibles depuis la plate-forme Hibernia, directement ou par canalisations de collecte. Le coût de la plate-forme, des installations et des puits établis n'est pas réputé s'inscrire au compte du gaz naturel. Seuls les coûts désignés plus loin sont réputés s'appliquer à la production de gaz naturel. Le deuxième projet hypothétique du bassin Jeanne d'Arc porterait sur une nouvelle installation autre que la plate-forme Hibernia. Dans ce cas également, on a présumé qu'il y aurait des frais partagés et les coûts désignés plus loin sont ceux qui sont imputés à la production de gaz naturel. Aucun de ces deux projets ne dépendrait pas nécessairement complètement de ressources découvertes établies, ou ne devrait pas nécessairement fonctionner seul dans la région. Aucune date de démarrage n'est indiquée. Comme les facteurs économiques sont calculés en présumant le démarrage du projet, les résultats présentés ici ne seraient pas touchés par un changement de date de démarrage.

Comme l'étude a comme objet de jeter un premier regard sur les facteurs économiques de la production de gaz, on présume l'existence d'un réseau de transport.

6.3.2 Profils de production

Le tableau 6.3 présente le détail des postulats relatifs aux réserves de gaz naturel, à la production de pointe, aux années de production de pointe et aux taux de déclin annuel de la production ayant servi à formuler le profil de production de chacun des quatre projets analysés.

Tableau 6.3 : Scénario de référence Postulats des profils de production				
Zone	Taille du gisement (10⁹ pi³)	Production annuelle maximale (10⁹ pi³)	Années de production de pointe	Taux de déclin (%)
<i>Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia</i>	1 600	144	7	8,5 %
<i>Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production</i>	1 400	140	6	8,5 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - extracôtier</i>	1 500	155	6	8,5 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - terrestre</i>	1 000	84	6	8,5 %

6.3.3 Postulats de coûts

Cette section présente le détail des postulats de coûts d'investissement, d'exploitation et de transport pour le scénario de référence de chacun des quatre projets. À moins d'indication contraire, tous les montants sont en millions de dollars canadiens.

Les coûts d'investissement sont classés en coûts d'exploration ou de mise en valeur. Ensuite, les coûts d'exploration se répartissent en coûts géophysiques et en coûts de puits d'exploration. Puis, les coûts de mise en valeur se répartissent en coûts de puits de développement, coûts de plate-forme, coûts d'installation et coûts de canalisations de collecte.

Les tableaux 6.4 et 6.5 présentent le détail des postulats de coûts d'exploration et de mise en valeur pour le scénario de référence de chaque projet analysé. Chaque catégorie de coûts est ventilée comme ci-dessus.

Les coûts d'exploitation comportent deux catégories, soit les coûts fixes et les coûts variables. Les coûts fixes annuels d'exploitation représentent un pourcentage des investissements installés et sont indiqués en détail au tableau 6.6. Les coûts variables d'exploitation ont été établis à 0,03 \$ par 10³ pi³.

6.4 Résultats des analyses

6.4.1 Résultats du scénario de référence

Le tableau 6.7 présente les résultats de l'analyse des quatre projets selon les postulats du scénario de référence, avec un prix présumé du gaz de 1,48 \$US/10³ pi³. Avec un taux de rendement minimal de 25 p. 100, seul le projet terrestre est acceptable. Si le taux de rendement minimal s'établissait à 20 p. 100, le projet lié à la plate-forme Hibernia présenterait lui aussi des facteurs économiques positifs. Tant le projet de nouvelle installation de production dans les Grands Bancs que le projet extracôtier de l'ouest de Terre-Neuve ne verraient pas le jour selon les postulats du scénario de référence.

Tableau 6.4 : Scénario de référence - postulats de coûts d'exploration				
Zone	Géophysique		Puits d'exploration	
	Coûts par année	Nombre d'années	Nombre de puits	Coûts par puits
<i>Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia</i>	-	-	-	-
<i>Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production</i>	3,0 \$	2	1	40 \$
<i>Ouest de Terre-Neuve - extracôtier</i>	2,0 \$	2	3	20 \$
<i>Ouest de Terre-Neuve - terrestre</i>	2,0 \$	2	3	6 \$

Tableau 6.5 : Scénario de référence - postulats de coûts de mise en valeur							
Zone	Développement		Coûts de plate-forme	Coûts d'installations	Coûts canal. de collecte	Total coûts	
	Nbre de puits	Coûts par puit				Total	\$/10 ³ pi ³
Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia	4	30 \$	-	270 \$	250 \$	640 \$	0,40 \$
Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production	10	30 \$	420 \$	570 \$	250 \$	1 540 \$	1,10 \$
Ouest de Terre-Neuve - extracôtier	12	10 \$	270 \$	660 \$	-	1 050 \$	0,70 \$
Ouest de Terre-Neuve - terrestre	14	5 \$	-	110 \$	-	180 \$	0,18 \$

6.4.2 Incidence des coûts

Compte tenu des restrictions des données et de l'incertitude qui règne dans l'industrie du pétrole et du gaz, deux facteurs d'incidence des coûts ont été retenus, soit le scénario de référence plus et moins 30 p. 100. Le tableau 6.8 présente les résultats de l'application de ces facteurs d'incidences. Évidemment, comme on pouvait s'y attendre, une hausse ou une réduction des coûts a un effet considérable sur les facteurs économiques de projet.

Tableau 6.6 : Scénario de référence - postulats de coûts d'exploitation (millions de dollars CAN)		
Zone	Plate-forme	
	Fixe (% de l'investissement)	Variable (\$/10 ³ pi ³)
Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia	6,2 %	0,30 \$
Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production	6,2 %	0,30 \$
Ouest de Terre-Neuve - extracôtier	7,0 %	0,30 \$
Ouest de Terre-Neuve - terrestre	5,0 %	0,30 \$

Tableau 6.7 : Scénario de référence - taux de rendement - nominal	
Zone	Taux de rendement
<i>Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia</i>	24 %
<i>Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production</i>	3 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - extracôtier</i>	11 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - terrestre</i>	54 %

Tableau 6.8 : Incidence des coûts - taux de rendement - % du taux nominal			
Zone	Taux de rendement		
	70 % de la réf.	Scénario de réf.	130 % de la réf.
<i>Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia</i>	32 %	24 %	19 %
<i>Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production</i>	11 %	3 %	0 % ou moins
<i>Ouest de Terre-Neuve - extracôtier</i>	17 %	11 %	5 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - terrestre</i>	67 %	54 %	44 %

6.4.3 Incidence des prix

Le tableau 6.9 présente les résultats de l'application de facteurs d'incidence des prix. Aux fins des présentes analyses, on a retenu deux scénarios supplémentaires de prix, soit 1,70 \$US et 2,30 \$US.

Tableau 6.9 : Incidence des prix - taux de rendement - % du taux nominal			
Zone	Taux de rendement		
	1,18 \$US	1,48 \$US	1,78 \$US
<i>Grands Bancs - lié à la plate-forme Hibernia</i>	19 %	24 %	28 %
<i>Grands Bancs - lié à une nouvelle installation de production</i>	0 % ou moins	3 %	7 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - extracôtier</i>	6 %	11 %	14 %
<i>Ouest de Terre-Neuve - terrestre</i>	44 %	54 %	63 %

Les tableaux 6.10 à 6.13 inclusivement présentent des résultats de combinaisons de facteurs d'incidence des prix et des coûts pour chacun des quatre projet analysés.

Tableau 6.10 : Taux de rendement - lié à la plate-forme Hibernia, % du taux nominal			
Scénario de coûts	Scénario de prix		
	1,18 \$US	1,48 \$US	1,78 \$US
<i>70 % des coûts du scénario de référence</i>	26 %	32 %	37 %
<i>Coûts du scénario de référence</i>	19 %	24 %	28 %
<i>130 % des coûts du scénario de référence</i>	14 %	19 %	22 %

Tableau 6.11 : Taux de rendement - lié à une nouvelle installation de production, % du taux nominal			
Scénario de coûts	Scénario de prix		
	1,18 \$US	1,48 \$US	1,78 \$US
<i>70 % des coûts du scénario de référence</i>	6 %	11 %	15 %
<i>Coûts du scénario de référence</i>	<i>0 % ou moins</i>	3 %	7 %
<i>130 % des coûts du scénario de référence</i>	<i>0 % ou moins</i>	<i>0 % ou moins</i>	1 %

Tableau 6.12 : Taux de rendement -ouest de Terre-Neuve - extracôtier, % du taux nominal			
Scénario de coûts	Scénario de prix		
	1,18 \$US	1,48 \$US	1,78 \$US
<i>70 % des coûts du scénario de référence</i>	13 %	17 %	20 %
<i>Coûts du scénario de référence</i>	6 %	11 %	14 %
<i>130 % des coûts du scénario de référence</i>	1 %	5 %	9 %

Tableau 6.13 : Taux de rendement -ouest de Terre-Neuve - terrestre, % du taux nominal			
Scénario de coûts	Scénario de prix		
	1,18 \$US	1,48 \$US	1,78 \$US
<i>70 % des coûts du scénario de référence</i>	56 %	67 %	78 %
<i>Coûts du scénario de référence</i>	44 %	54 %	63 %
<i>130 % des coûts du scénario de référence</i>	36 %	44 %	53 %

6.5 Conclusions

Les analyses précédentes ont abouti aux conclusions et observations suivantes :

- *Les résultats de ces analyses économiques très préliminaires ne sont pas spectaculaires, mais ils laissent place à l'espoir et à un optimisme prudent. Seul le projet terrestre permet des rendements raisonnables dans les conditions présumées.*
- *La question du transport revêt une importance cruciale et présente un défi particulier pour l'expansion de l'industrie du gaz naturel.*
- *On peut raisonnablement conclure des analyses qui précèdent que des découvertes de gaz naturel sur terre ou près de la rive dans la côte est de la province, en quantités commerciales, seraient probablement mises en valeur. De manière générale, les facteurs relatifs au contexte de fonctionnement et à la proximité des marchés rendent la zone de la côte ouest plus attrayante.*
- *Une analyse économique plus poussée s'impose. Rien ne peut remplacer des données solides et fiables pour étayer une analyse économique, et de telles données n'étaient pas disponibles pour la présente étude. De plus, des analyses de viabilité de projet doivent avoir en complément des analyses de bénéfices nets, en particulier à l'égard de la formulation de politiques, de l'élaboration d'un régime de redevances et de la définition des possibilités.*

7. PHASE II CADRE DE RÉFÉRENCE

7.1 Introduction

L'objectif général de l'Étude sur l'utilisation du gaz naturel consistait à formuler *une stratégie de mise en valeur du gaz naturel pour l'industrie de Terre-Neuve*. La présente étude de phase I a été conçue comme une étude d'établissement de portée reposant sur un examen de haut niveau des données établies. Un élément important issu de la phase I se trouve dans le cadre de référence proposé pour une étude complète et détaillée de phase II, que les proposants du projet qualifient d'étude approfondie des questions d'aval liées à l'exploitation de la ressource de gaz naturel des Grands Bancs. Les proposants indiquent également que les grands thèmes de l'étude de phase II devrait comprendre les éléments suivants :

- **Options d'utilisation du gaz.**
- **Avantages possibles pour Terre-Neuve.**
- **Analyse des incidences économiques et financières.**
- **Contraintes économiques et d'ingénierie.**
- **Préoccupations des intervenants.**
- **Optique de développement de l'Atlantique canadien.**

7.2 Conclusion générale de la phase I

Les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve sont précieuses et pourraient ultérieurement soutenir d'importantes mesures industrielles. Bien que les ressources découvertes ne soient toujours pas de grande envergure dans le contexte mondial, les ressources présumées sont considérablement prometteuses tant dans les zones marines que terrestres de Terre-Neuve. L'emplacement des ressources marines et le milieu d'exploitation sont tels qu'une mise en valeur réussie exigera des efforts, de l'innovation et des décisions avisées de la part de tous les intervenants. La mise en valeur ne se fera pas d'elle-même grâce à des avantages concurrentiels déterminant.

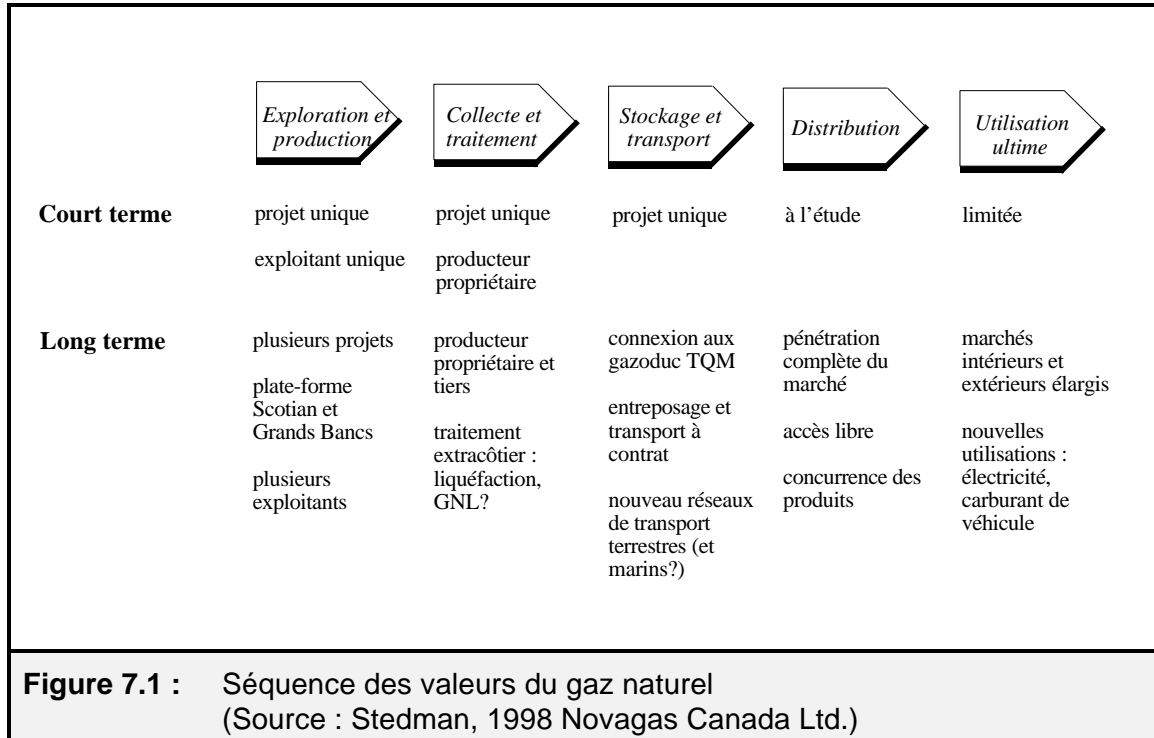
En conséquence de cette conclusion, Terre-Neuve devra soigneusement définir et exploiter des possibilités particulières de mise en valeur qui se justifient au plan économique et pour lesquelles Terre-Neuve est concurrentielle. Sur le chapitre des tâches de la phase II, cela signifie un examen systématique de chaque élément de l'industrie, de l'exploration jusqu'aux marchés, pour définir les défis et les possibilités afin de prendre les mesures pertinentes.

7.3 Séquence des valeurs du gaz naturel

La séquence des valeurs du gaz naturel illustre les principaux éléments de l'industrie. (Figure 7.1, source : Stedman 1998). Cette figure illustre également, plus particulièrement pour la Nouvelle-Écosse, comment l'organisation des activités dans la séquence des valeurs est susceptible d'évoluer avec le temps.

La séquence des valeurs du gaz naturel sert ici de concept organisationnel pour la phase II, qui est perçue comme un processus de planification stratégique comportant une série de tâches interreliées à accomplir.

À court terme, la séquence des valeurs est dominée par un projet unique, avec un exploitant unique et des marchés limités. À plus long terme, une structure plus complexe peut évoluer, avec plusieurs projets, des exploitants multiples, des installations de tiers et des marchés élargis. Avec le temps, l'évolution des activités sera fortement influencée par les politiques et mesures gouvernementales portant sur des questions cruciales comme les avantages locaux et régionaux, les exportations de gaz comparativement aux activités locales à valeur ajoutée, l'intégration verticale comparativement à la concurrence en aval, les incitatifs, la ponction fiscale et le fardeau réglementaire.



7.4 Commentaires découlant de la phase I

Voici un sommaire des résultats et conclusions découlant de la présente étude de phase I.

- 1) L'industrie du gaz naturel traverse une rapide évolution, du fait que la ressource est appréciée tant comme source d'énergie non polluante que comme point de départ pour divers procédés industriels. Cette évolution touche tous les éléments de la séquence des valeurs du gaz naturel, y compris le développement technologique, les régimes réglementaires, les structures financières et d'affaires et les marchés.

Les marchés sont perçus comme l'élément clé de toute mise en valeur des ressources de gaz naturel de Terre-Neuve, un aspect qui n'a pas été abordé dans la phase I. Ce sont les marchés qui détermineront des facteurs cruciaux comme le volume de la demande, le prix, l'échéancier, l'état du produit et l'emplacement. À leur tour, ces facteurs détermineront la faisabilité économique de diverses options de mise en valeur.

- 2) Pour ce qui est de l'échéancier, la mise en valeur du gaz naturel pourrait s'effectuer d'ici cinq ans. Comme divers enjeux importants de mise en valeur comportent de long délais préalables, la phase II arrive au moment opportun et devrait être amorcée le plus tôt possible.

La phase II se déroulera dans un contexte en constante évolution et il est donc important d'établir l'infrastructure administrative pertinente pour suivre les changements et saisir les possibilités à tout moment.

- 3) La base de ressources naturelles de Terre-Neuve est actuellement mal définie, pour les principales raisons suivantes :

- L'exploration n'est pas encore très avancée, même dans le bassin Jeanne d'Arc.
- Il y a peu d'antécédents de production.
- Les estimations de ressources présumées sont inexistantes ou dépassées.

Comme la base de ressources représente la donnée fondamentale d'une stratégie industrielle reposant sur cette ressource, la phase II doit aborder ces questions des points de vue suivants :

- Moyens possibles d'accélérer l'exploration.
- Mécanismes afin d'assurer la production en temps opportun d'estimations des ressources de qualité supérieure.
- Mécanismes d'examen des données de rendement de la production et des réservoirs à titre d'élément stratégique pour la mise sur pied d'une industrie du gaz naturel.

- 4) À l'échelle mondiale, les réserves de gaz sont abondantes et continuent d'augmenter. La croissance du marché, bien que positive, ne suit pas celle des réserves à cause de l'éloignement entre les grandes réserves et les grands marchés et du coût élevé du transport. La tendance à long terme du prix du gaz est à la baisse.

Les principales questions découlant de ce contexte, qu'il faudrait aborder à la phase II, sont les suivantes :

- Mécanismes de suivi régulier des progrès technologique d'une pertinence particulière pour Terre-Neuve et participation active à ces progrès, lorsque c'est réalisable et stratégique.
- Modèles et tendances du financement des grands projets de mise en valeur du gaz naturel et des réseaux de transport, y compris les rôles des gouvernements, des entreprises privées de mise en valeur des ressources, des réseaux de transport tiers, des alliances et d'autres mécanismes coopératifs. Cette tâche peut recevoir le complément d'études de cas sur des projets particuliers de mise en valeur de gaz dans un contexte similaire à celui de Terre-Neuve, par exemple Trinité-et-Tobago.

- 5) Les ajouts importants aux réserves ont tendance à se trouver dans des environnements d'exploitation de plus en plus difficiles, par exemple en eau très profonde ou en région arctique. Cette tendance ouvre une possibilité commerciale pour la technologie visant à rendre l'accès à ces réserves difficiles plus facilement réalisable ou moins coûteux.

Terre-Neuve possède une capacité considérable pour s'attaquer à nombre des problèmes technologiques qui touchent la mise en valeur de ses ressources naturelles, par exemple la conversion en mer, le transport marin, l'affouillement des icebergs, etc. Cette capacité englobe l'infrastructure de recherche et développement, les installations de fabrication et les ressources humaines, tant localement que par la présence dans la province d'importantes sociétés internationales d'exploration, de production et d'ingénierie.

Le fait de prendre l'initiative du développement des technologies importantes présente les avantages éventuels suivants :

- Les questions touchant Terre-Neuve sont abordées directement en priorité.
- Terre-Neuve a un accès anticipé à la technologie, pour une avance concurrentielle.
- L'exportation de technologie et de services de haut niveau crée de la richesse.

La phase I a permis de relever plusieurs technologies prometteuses, qu'il faudrait examiner de manière plus décisive, avec d'autres solutions possibles, lors de la phase II.

- 6) Les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve seront mises en valeur dans un contexte de concurrence de plus en plus mondiale. La tendance récente des gouvernements est de revoir leur régime fiscal en fonction des exigences spécifiques de l'industrie du gaz naturel et du contexte concurrentiel mondial.

On recommande que l'étude de phase II examine les régimes fiscaux et réglementaires de Terre-Neuve et présente des recommandations de changements qui aboutiraient à un régime moderne et concurrentiel.

Le régime fiscal représente un enjeu de taille, mais c'est loin d'être le seul facteur gouvernemental qui touche la ressource. L'examen recommandé pour la phase II pourrait aussi s'étendre à la définition d'autres facteurs gouvernementaux importants et de leurs effets, positifs ou négatifs, sur la situation concurrentielle des ressources de Terre-Neuve.

- 7) Des études très préliminaires des facteurs économiques de projet ont été réalisées pour la phase I. Le fait même que les données de départ sont préliminaires limite la validité de ces analyses. La phase II devrait reprendre ces analyses à partir de données rigoureuses sur tous les éléments cruciaux, notamment le prix de vente, les tarifs de transport, le coût des installations, le prix à la tête de puits, etc.

7.5 Étude de phase II dans le contexte de la séquence des valeurs du gaz naturel

Le diagramme de Charles Steadman (section 7.3) a été modifié à la figure 7.2 pour l'appliquer à Terre-Neuve et à la phase II. Plus précisément, on propose certaines mesures générales englobant une série de tâches interreliées de la phase II.

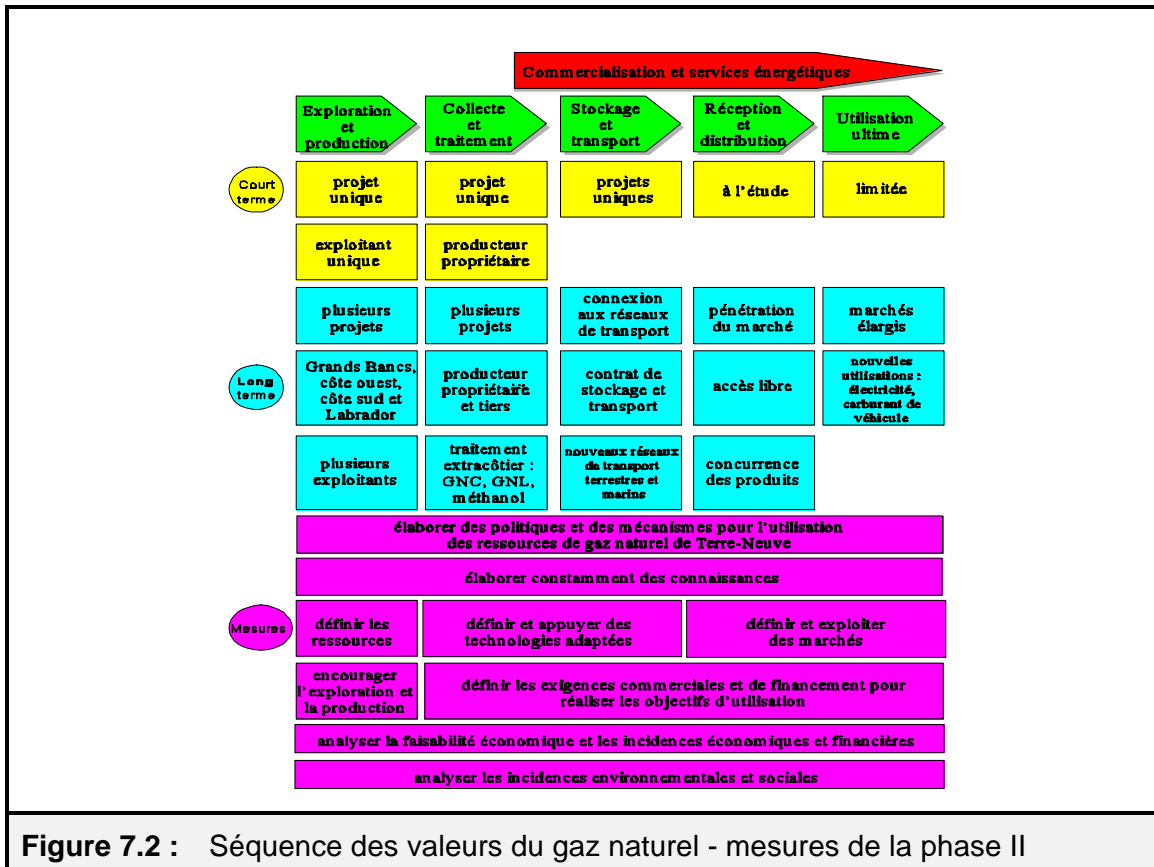


Figure 7.2 : Séquence des valeurs du gaz naturel - mesures de la phase II

L'objectif ultime de la phase II serait présumément la formulation et la mise en œuvre d'un plan stratégique pour les ressources de gaz naturel de Terre-Neuve. La figure 7.3 illustre les éléments d'un tel plan.



Figure 7.3 : Éléments d'un plan stratégique pour le gaz naturel

La section suivante définit et décrit les tâches de la phase II. La tâche initiale, portant le numéro 101, consiste à définir la structure et le mécanisme de fonctionnement en vue d'assurer la coordination constante des activités et mesures de planification, une étape essentielle pour obtenir un effort soutenu et productif.

Les autres tâches portent sur des questions précises d'estimation des ressources, de réglementation, de technologie et d'analyse économique. Souvent, les tâches proposées rejoignent celles décrites par les promoteurs de l'étude dans le document de projet.

Un degré d'effort relatif est indiqué. La plupart des tâches peuvent s'effectuer à divers niveaux de dépenses, en fonction du budget, du niveau de détail des intrants et des exigences de précision des résultats. De manière générale, la nature évolutive de l'industrie, tant à Terre-Neuve qu'au niveau mondial, exige de reprendre les tâches après un certain intervalle, de manière plus poussée.

7.6 Description de l'organisation et des tâches de la phase II

La formule organisationnelle de la phase II est illustrée à la figure 7.4, et les pages suivantes décrivent chacune des tâches à accomplir.

Tâches		1998	1999	2000	2001
101	Élaborer le processus de planification et de coordination	processus constant			
201	Formuler une politique du gaz naturel	final			
202	Établir un régime de redevances pour le gaz naturel	final			
203	Étudier les options pour accroître l'exploration et la mise en valeur	final			
204	Étudier des mécanismes de financement et d'exploitation		mise à jour 1		mise à jour 2
205	Définir des possibilités d'utilisation du gaz naturel	processus constant			
206	Définir et analyser des marchés	processus constant			
301	Mettre à jour les estimations des ressources découvertes	mise à jour 1		mise à jour 2	
302	Mettre à jour les estimations des ressources présumées	mise à jour 1		mise à jour 2	
401	Examiner les options de production du gaz naturel	mise à jour 1		mise à jour 2	
402	Formuler des options de transport du gaz naturel	processus constant			
403	Réaliser des analyses et recherches économiques	processus constant			
404	Réaliser des analyses d'incidences environnementales et sociales			processus constant	

Figure 7.4 : Tâches de la phase II et échéanciers

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 101	Titre : <i>Élaborer un processus de coordination et de définition de la planification de la mise en valeur du gaz naturel.</i>	Priorité : Élevée
Situation : <i>Les responsabilités se répartissent parmi divers intervenants, tant au niveau politique qu'au niveau de travail. La présente étude offre un modèle de planification coopérative au niveau de travail. Le processus et l'infrastructure doivent être établis de manière semi-permanente afin de stimuler et de coordonner des fonctions de planification pour la mise en valeur du gaz naturel.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Élaborer des modèles et analyser la faisabilité de formuler un processus coopératif afin de définir et de coordonner des fonctions de planification pour la mise en valeur du gaz naturel.</i> • <i>Négocier l'acceptation par les intervenants du processus privilégié.</i> • <i>Implanter le processus et la structure de prestation.</i> 		
Degré d'effort : <i>Important</i>	Nota : <i>Cette activité est cruciale pour assurer des efforts constants de planification et la mise en œuvre des recommandations.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 201	Titre : <i>Formuler une politique du gaz naturel</i>	Priorité : Moyenne
Situation : <i>La formulation de politique constitue un préalable nécessaire à la planification stratégique et à la mise en œuvre de programme, Une politique complète du gaz naturel intégrée à une politique énergétique globale doit être formulée pour la Province.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Définir des objectifs de gestion des ressources.</i> • <i>Décrire les politiques actuelles.</i> • <i>Cerner les lacunes de la politique.</i> • <i>Dresser la liste des options et les analyser.</i> • <i>Consulter les intervenants.</i> • <i>Choisir la politique la plus pertinente.</i> • <i>Élaborer des mécanismes de mise en œuvre.</i> 		
Degré d'effort : Important	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 202	Titre : <i>Établir un régime de redevances pour le gaz naturel</i>	Priorité : <i>Moyenne</i>
Situation : <i>Jusqu'à maintenant, on a adopté des régimes de redevances pétrolières spécifiques à un projet pour Hibernia et Terra Nova. Des régimes de redevances généraux pour de futurs projets terrestres et extracôtiers de mise en valeur ont été annoncés, mais ils n'ont pas encore été adoptés sous forme réglementaire. Il n'est pas précisé si ces régimes s'appliqueraient au gaz naturel, mais il semblerait que non.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Définition des options, y compris examen et recommandations de changement des régimes fiscaux, terrestres et marins, en fonctions des particularités du gaz naturel, distinctes de celles du pétrole.</i> • <i>Examen des modifications de redevances qui pourraient tenir compte des difficultés d'exploiter des ressources gazières dans différentes régions.</i> • <i>Consultation de l'industrie.</i> • <i>Choix et conception du régime.</i> • <i>Redevances comparées à l'optimisation des avantages.</i> • <i>Travaux connexes de recherche et d'analyse, y compris une base de données de documentation et l'élaboration et la tenue à jour d'un modèle.</i> • <i>Préparation et publication du règlement.</i> • <i>Proportion.</i> 		
Degré d'effort : <i>Important</i>	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 203	Titre : <i>Étudier les options pour accroître l'exploration et la mise en valeur</i>	Priorité : <i>Moyenne</i>
Situation : <p><i>L'exploration est un élément nécessaire d'une industrie viable et les niveaux d'exploration étaient inadéquats ces dernières années.</i></p> <p><i>L'industrie du gaz naturel évolue rapidement et la concurrence est de plus en plus mondiale. Pour réussir, Terre-Neuve doit faire preuve de sélectivité et de compétitivité.</i></p>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Étude de définition des facteurs et des contraintes qui influencent les décisions d'exploration à Terre-Neuve, notamment la forme de propriété, les régimes fiscaux et d'autres aspects réglementaires.</i> • <i>Étudier et recommander des changements à l'ensemble des mesures législatives qui touchent la mise en valeur du gaz naturel pour veiller à ce que le contexte législatif corresponde aux objectifs des intervenants.</i> • <i>Étudier les motifs du long délai entre la découverte et la mise en valeur, et définir les mesures correctrices.</i> • <i>Consulter l'industrie, notamment pour cerner les facteurs qui influencent la décision d'explorer.</i> • <i>Définition de programme.</i> • <i>Mise en œuvre de programme.</i> • <i>Promotion.</i> 		
Degré d'effort : <i>Moyen</i>	Nota : <i>Étude essentielle pour le début de la phase suivante.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 204	Titre : <i>Étudier des mécanismes de financement et d'exploitation des projets de mise en valeur du gaz naturel</i>	Priorité : <i>Moyenne</i>
Situation : <p><i>Le processus actuel est axé sur des exploitants individuels. À mesure que l'industrie prendra de l'envergure, il pourrait falloir conclure diverses ententes de collaboration pour obtenir le financement requis, favoriser la concurrence et implanter l'infrastructure nécessaire. Le financement des projets de mise en valeur et de l'infrastructure connexe freine de manière importante la mise en valeur.</i></p>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Étudier les modèles établis et en évolution de financement et d'exploitation de l'industrie du gaz.</i> • <i>Examiner en détail une ou plusieurs situations comparables, par exemple Trinité-et-Tobago.</i> • <i>Recommander des modèles et des mécanismes pertinents pour Terre-Neuve.</i> 		
Degré d'effort : <i>Moyen</i>	Nota : <i>Mise à jour régulière nécessaire.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 205	Titre : <i>Définir des possibilités d'utilisation du gaz naturel à Terre-Neuve et au Labrador</i>	Priorité : Élevée
Situation : <i>L'utilisation du gaz naturel à l'intérieur de la province est l'élément clé pour la maximisation des avantages locaux. L'utilisation du gaz naturel est actuellement limitée à cause de sa non-disponibilité dans le marché de Terre-Neuve. D'éventuels avantages de l'exploitation du gaz naturel pourraient découler d'activités en aval.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Définition constante des possibilités, tenant compte des tendances.</i> • <i>Évaluation constante des possibilités, y compris formulation et maintien de modèles et de bases de données.</i> • <i>Définition, évaluation et réévaluation de programme.</i> • <i>Mise en œuvre de programme.</i> • <i>Promotion.</i> • <i>Réévaluation constante des possibilités et des défis.</i> 		
Degré d'effort : Moyen	Nota : <i>Processus constant.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 206	Titre : <i>Définir et analyser des marchés pour le gaz naturel de Terre-Neuve et les produits dérivés</i>	Priorité : Élevée
Situation : <i>Les marchés du gaz naturel de Terre-Neuve et des produits dérivés constituent le facteur déterminant pour définir la viabilité et les caractéristiques de l'industrie dans un contexte de libre concurrence.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Définir les caractéristiques et tendances du marché du gaz et des produits dérivés.</i> • <i>Définir la situation concurrentielle de Terre-Neuve et tout élément spécial qui pourrait avoir des incidences positives ou négatives particulières.</i> • <i>Définir les possibilités d'expansion de marché.</i> • <i>Découvrir des synergies régionales, s'il y a lieu.</i> • <i>Analyser la situation de la demande pour prendre des décisions touchant l'offre.</i> • <i>Définir des alliances et des mécanismes pouvant faciliter une percée sur les marchés.</i> 		
Degré d'effort : Élevé	Nota : <i>Processus constant.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 301	Titre : <i>Mettre à jour les estimations des ressources découvertes</i>	Priorité : <i>Élevée</i>
Situation : <i>L'OCTHE met à jour annuellement les estimations des ressources de gaz naturel.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Veiller à l'intégration des estimations à jour dans la planification régulière de la mise en valeur.</i> • <i>Suivre les changements et les intégrer au besoin.</i> 		
Degré d'effort : <i>Faible</i>	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 302	Titre : <i>Mettre à jour les estimations des ressources présumées</i>	Priorité : Élevée
Situation : <i>Les estimations des ressources présumées sont gravement dépassées.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Entreprendre un examen approfondi des ressources présumées.</i> • <i>Élaborer un processus afin d'entreprendre cette activité et de mettre à jour régulièrement les résultats.</i> • <i>Effectuer l'évaluation dans l'ordre suivant :</i> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Jeanne d'Arc et Grands Bancs</i> 2. <i>Ouest et sud de Terre-Neuve</i> 3. <i>Bassin laurentien</i> 4. <i>Labrador</i> 		
Degré d'effort : <i>Important</i>	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL		
Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 401	Titre : <i>Examiner les options de production du gaz naturel</i>	Priorité : Élevée
Situation : <i>La production de gaz naturel au moyen de systèmes flottants ou sous-marins semble l'option la plus plausible pour le large de Terre-Neuve, compte tenu de la taille des gisements et de la nature de l'environnement d'exploitation. Bien que les plates-formes ancrées au fond présentent des avantages évidents au chapitre de la capacité de la superstructure, des volumes de stockage et d'autres facteurs, leur utilisation se limitera probablement d'abord à la production pétrolière, suivie plus tard d'une expansion ou d'un remplacement par le gaz naturel. Les progrès constants des techniques de traitement, comme la séparation sous-marine, la conversion gaz-liquide, etc., justifient un examen régulier.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Étudier le progrès dans la conception d'installations flottantes, en particulier ce qui facilite le chargement et de déchargement, le débranchement rapide, etc.</i> • <i>Réaliser un examen approfondi des progrès de la technologie sous-marine de production du gaz, en particulier de systèmes offrant une exploitation télécommandée de la rive ou d'une plate-forme éloignée, et l'exploitation en eau profonde avec risque d'icebergs.</i> • <i>Étudier le progrès dans les options de traitement pouvant s'effectuer à bord de navires de transport.</i> • <i>Étudier le progrès dans la technologie de l'équipement de procédé qui sont particulièrement pertinents pour les projets de mise en valeur anticipé et de petite envergure.</i> • <i>Constituer une base de données de coûts unitaires pour divers types d'équipement de procédé et d'installations de production.</i> • <i>Constituer un dossier de descriptions de projet susceptibles d'une éventuelle mise en œuvre au large de Terre-Neuve.</i> 		
Degré d'effort : <i>Important</i>	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL		
Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 402	Titre : <i>Formuler des options de transport du gaz naturel</i>	Priorité : Élevée
<p>Situation :</p> <p><i>Les gazoducs et les transporteurs de GNL représentent actuellement la technologie la plus perfectionnée pour le transport du gaz naturel. Toutefois, un gazoduc n'est probablement réalisable au plan économique que lorsqu'il est alimenté par plusieurs gisements et l'affouillement des icebergs peut l'endommager et interrompre le service. Un système d'usine flottante de GNL et de transporteurs de GNL serait probablement beaucoup trop dispendieux, car cet investissement se justifie seulement pour de grands gisements de gaz considérablement éloignés d'un terminal de réception. Il est cependant possible que des progrès dans la technologie des gazoducs et du GNL rendent ces solutions mieux adaptées à la situation des Grands Bancs. Le méthanol et le GNC constituent de nouvelles technologies prometteuses qui méritent un examen plus approfondi.</i></p>		
<p>Portée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Examiner la technologie des gazoducs, en particulier en matière de protection contre les icebergs, de procédures d'arrêt d'urgence et de méthodes de réparation.</i> • <i>Suivre les progrès des usines flottantes de GNL convenant à des installations à petite échelle et l'application éventuelle de techniques de navette à froid et similaires pouvant permettre le traitement à bord du navire de transport.</i> • <i>Étudier la conversion du méthanol et d'autres processus de conversion gaz-liquide, en vue d'une possible adaptation au contexte extracôtier de Terre-Neuve.</i> • <i>Étudier et évaluer les options proposées pour le transport du GNC, sur le plan des exigences de traitement, de conditionnement et de compression, de conception de navire et de confinement et d'exigences des terminaux de réception.</i> • <i>Constituer des données de coûts unitaires pour les modules du traitement, du chargement, du transport, du déchargement et du stockage des diverses séquences du gaz.</i> • <i>Cerner des politiques de mise en valeur spécifiques à Terre-Neuve, en vue de leur application précise à des conditions locales, qui présentent également des possibilités d'exportation.</i> 		
Degré d'effort : <i>Important</i>	Nota : <i>Il s'agirait d'un processus régulier exigeant une mise à jour annuelle.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 403	Titre : <i>Réaliser des analyses et recherches économiques</i>	Priorité : <i>Moyenne</i>
Situation : <i>Il est essentiel de réaliser des analyses économiques régulières, notamment sur la viabilité de projet et les bénéfices nets. Rien ne peut remplacer de solides données fiables pour formuler une analyse économique. L'analyse de viabilité de projet doit avoir en complément une analyse des bénéfices nets, en particulier dans le cadre de la formulation de politiques, de l'élaboration d'un régime de redevances et de la définition des possibilités.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Définition des domaines exigeant le soutien d'une analyse économique.</i> • <i>Définition des besoins en données.</i> • <i>Programme régulier de collecte des données requises.</i> • <i>Activités régulières de création ou d'amélioration de modèles et de bases de données.</i> • <i>Prestation d'un soutien régulier selon les besoins.</i> 		
Degré d'effort : <i>Moyen</i>	Nota : <i>Processus constant.</i>	

ÉTUDE SUR L'UTILISATION DU GAZ NATUREL Ventilation des tâches - étude de la phase II		
N° : 404	Titre : <i>Réaliser des analyses d'incidences environnementales et sociales</i>	Priorité : <i>Moyenne</i>
Situation : <i>Les incidences environnementales et sociales font partie intégrante de l'implantation d'une industrie du gaz naturel et constituent un élément fondamental du processus de décision.</i>		
Portée : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Réaliser un examen général de projets comparables pour élaborer une base de données pertinente.</i> • <i>Définir les enjeux cruciaux et arrêter un programme pour leur gestion.</i> • <i>Intégrer la collecte de données économiques et sociales aux activités d'autres tâches.</i> 		
Degré d'effort : <i>Moyen</i>	Nota : <i>Processus constant.</i>	

BIBLIOGRAPHIE

Anderson, J. East Coast Development: Why Now? CERI Eastern Canadian National Gas Conference, Halifax (Nouvelle-Écosse), avril 1998.

Anon. Big is Beautiful. Euroil, pp. 90-91, août 1997.

Anon. BHP Unveils New Compact LNG Technology. Oil and Gas Journal, pp. 37-39, 8 juin 1998.

Bhattacharjee, S. et al. Mobil Tackles Floating LNG Challenges. Offshore Engineer, pp. 32-34, 1997.

Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, 1998. Rapport annuel, 1996-1997.

Canadian Gas Potential Committee. Natural Gas Potential in Canada, 1997.

Chipman, W.I., Oil and Gas Fields Offshore Newfoundland and Labrador: Development Potential and Scenarios. Journal of Canadian Petroleum Technology, janvier 1997, Volume 36, no 1.

Cimarron Engineering Ltd. Sea-Based Gas Shuttling with Power Generator - Preliminary Feasibility Report. Calgary, mai 1998.

Cran and Stenning Technology Inc. Marine Gas Transport by Coselle CNG Carrier. Calgary, juin 1998.

Drummond, K. J. East Coast Gas - The Big Picture. CERI Eastern Canadian Natural Gas Conference, Halifax (Nouvelle-Écosse), avril 1998.

Frazer, F. Operators Begin Action on Atlantic Gas Inventory. Offshore, p. 38, août 1997.

Commission géologique du Canada, Document 92. Ressources pétrolières du bassin de Jeanne d'Arc et des environs, Grand Bancs, Terre-Neuve, 1992.

Heerema, E. P. Offshore Construction Requirements Having Existing Technical Boundaries. Offshore Pipeline Technology, pp. 32-35, avril 1998.

Hibernia. The Hibernia Field. Information Sheet, May 1997.

Office national de l'énergie. Invitation à participer aux consultations publiques de l'Office national de l'énergie concernant le rapport sur l'offre et la demande d'énergie au Canada visant la période de 1998 à 2025, 1998.

Newfoundland Department of Mines and Energy. Newfoundland: Labrador Generic Offshore Royalty Regime, juin 1996.

Newfoundland Department of Mines and Energy. Newfoundland: Labrador Generic Onshore Royalty Regime, juin 1994.

Newfoundland Petroleum Directorate. The Petroleum Potential of the Western Newfoundland Onshore Area, 1981.

North Atlantic Pipeline Partners, 1998. Project Description.

Rojey, A. et al. Natural Gas Production, Processing and Transport. Editions Technip, Paris, 1997.

Sable Offshore Energy Project. Development Plan Application - Project Overview.

Sasanow, S. Mensa Calls for a Meeting of the Minds. Offshore Engineer, pp. 20-21, juillet 1997.

Sheppard, M. and Sheps, S. Offshore Labrador Gas: A Challenge for the Future. Newfoundland Ocean Industry Association, congrès annuel, 1992.

Solco Energy A/S. Total Energy Preservation System (TEPS), Floating Oil and Methanol Production, 1997.

Stedman, Charles. Developing the East Coast Gas Industry. CERI Eastern Canadian Natural Gas Conference, Halifax (Nouvelle-Écosse), avril 1998.

Terra Nova Development. Development Application, 1996.

Terra Nova Development. Setting the Standard of Success, 1998.

van Meurs & Associates Limited. World Fiscal Systems for Gas - 1997. Volume I, II and III. Prepared for Barrows, New York, 1997.

APPENDICE A - GLOSSAIRE

Condensat	Mélange composé de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds récupérés sous forme liquide au moyen de séparateurs, de racleurs ou autres installations de collecte, ou à l'entrée d'une usine de traitement avant le traitement du gaz.
Gaz associé	Gaz naturel qui surplombe le pétrole brut dans le réservoir et est en contact avec ce dernier, dans la situation originale du réservoir.
Gaz dissous	Gaz naturel dissous dans le pétrole brut dans les conditions originales du réservoir, qui est habituellement produit en même temps que le pétrole brut.
Gaz naturel	Mélange d'hydrocarbures légers qui se présentent sous forme gazeuse ou en solution avec du pétrole brut dans des réservoirs, et qui sont gazeux à la pression atmosphérique. Le gaz naturel peut contenir du soufre ou d'autres composés que les hydrocarbures .
Gaz non associé	Gaz naturel trouvé dans un réservoir qui ne contient pas de pétrole brut.
Hydrocarbures liquides	Composés d'hydrocarbures que l'on peut récupérer du gaz naturel sous forme liquide, notamment l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes plus, le condensat et de faibles quantités de non-hydrocarbures.
Pétrole	Mélange naturel composé principalement d'hydrocarbures en phase gazeuse, liquide ou solide.
Réserves	Terme général désignant les quantités récupérables estimatives d'un réservoir pétrolier, à un moment particulier. Comme il peut s'agir de quantités initiales ou restantes, brutes ou commercialisables, de pétrole brut, de gaz naturel ou de produits connexes, ce terme doit être explicité.

Réserves établies	Réserves récupérables au moyen de la technologie actuelle et dans le contexte économique actuel et prévu, dont l'existence est prouvée par forage, essai ou production, plus la partie des réserves récupérables contigües que l'on estime exister avec une certitude raisonnable, en raison de facteurs géologiques, géophysiques ou similaires. Ce terme est d'usage traditionnel au Canada, en particulier de la part des organismes de réglementation, et il englobe habituellement les réserves prouvées plus une partie des réserves probables.
Ressources de gaz	Quantité totale de gaz et de substances connexes que l'on estime, à un moment défini, que des accumulations connues contiennent ou ont produit, plus les quantités estimatives encore à découvrir .
Ressources de gaz découvertes	Quantités de gaz et de substances connexes que l'on estime se trouver initialement, à un moment particulier, dans des accumulations connues percées par un puits. Ces ressources englobent les volumes récupérables d'accumulations connues et ceux qui resteront irrécupérables.
Ressources de gaz présumées	Quantité de gaz et substances connexes que l'on estime exister, à un moment particulier, dans des accumulations qu'il reste à découvrir.
Ressources totales	Quantité totale de ressources de gaz découvertes et de ressources de gaz présumées . Voir ressources de gaz .
Zone d'exploration	Configuration géologique dans une région définie, qui combine la roche mère, un réservoir et des caractéristiques d'immobilisation, de migration et de conservation dont les facteurs critiques sont essentiellement similaires à ceux qui régissent la présence de pétrole et de gaz.
Zone d'exploration établie	Zone d'exploration dont l'existence est confirmée par la découverte d'un ou plusieurs gisements.

APPENDICE B - FACTEURS DE CONVERSION ET ABRÉVIATIONS

1. Facteurs de conversion du gaz

1 pied cube de gaz	= 0,0283 mètre cube de gaz = 0,00005 mètre cube de GNL = 0,00019 baril d'équivalents pétrole
1 tonne de GNL	= 1 379 mètres cubes de gaz = 2,2 mètres cubes de GNL = 2,47 mètres cubes de GNL = 9,53 barils d'équivalents pétrole

2. Autres facteurs de conversion

1 mille	= 1,609 kilomètres
1 mille marin	= 1,852 kilomètres
1 pouce	= 25,4 millimètres
1 livre par pouce carré	= 6,894 kilopascals
1 tonne	= 0,907 tonne métrique

3. Abréviations courantes

10 ¹² pi ³	- billion de pieds cubes
10 ³ pi ³	- millier de pieds cubes
10 ⁶ pi ³	- million de pieds cubes
10 ⁶ Btu	- million de British thermal unit
10 ⁶ bép	- million de barils d'équivalents pétrole
10 ⁶ barils	- million de barils
10 ⁹ pi ³	- milliard de pieds cubes
barils/j	- barils par jour
bép	- baril d'équivalents pétrole
CEI	- Communauté des États indépendants
CO ₂	- dioxyde de carbone
GNC	- gaz naturel comprimé
GNL	- gaz naturel liquéfié
GOR	- proportion gaz-pétrole
GPL	- gaz de pétrole liquéfié
H ₂ S	- sulfure d'hydrogène
j	- jour
km	- kilomètre
LGN	- liquides du gaz naturel
mi	- mille
MW	- mégawatt
pi ³	- pied cube
SG	- système gravitaire de plate-forme
t	- tonne
tép	- tonne d'équivalents pétrole