



# LA PRODUCTION D'ÉNERGIE À PARTIR DES HYDRATES DE GAZ – POTENTIEL ET DÉFIS POUR LE CANADA

Le comité d'experts sur des hydrates de gaz



Council of Canadian Academies  
Conseil des académies canadiennes

*Le savoir au service du public*



# **LA PRODUCTION D'ÉNERGIE À PARTIR DES HYDRATES DE GAZ – POTENTIEL ET DÉFIS POUR LE CANADA**

Rapport du comité d'experts sur les hydrates de gaz

## CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES

180, rue Elgin, Ottawa (Ontario) Canada K2P 2K3

AVIS : Le projet sur lequel porte ce rapport a été entrepris avec l'approbation du conseil des gouverneurs du Conseil des académies canadiennes (CAC). Les membres de ce conseil des gouverneurs sont issus de la SRC : Les Académies des arts, des lettres et des sciences du Canada, de l'Académie canadienne du génie (ACG) et de l'Académie canadienne des sciences de la santé (ACSS), ainsi que du grand public. Les membres du comité d'experts responsable du rapport ont été choisis par le CAC en raison de leurs compétences spécifiques et en vue d'obtenir un équilibre des points de vue.

Ce rapport a été préparé pour le gouvernement du Canada en réponse à une demande soumise par le ministre des Ressources Naturelles par l'intermédiaire du ministre de l'Industrie. Les opinions, résultats et conclusions présentés dans cette publication sont ceux de leurs auteurs, à savoir du comité d'experts sur les hydrates de gaz (« le comité »).

### *Avis de non-responsabilité :*

Les données et informations tirées du réseau Internet qui figurent dans le présent rapport étaient correctes, à notre connaissance, à la date de publication du rapport. En raison de la nature dynamique du réseau, les ressources qui sont gratuites et accessibles au public peuvent par la suite faire l'objet de restrictions d'accès ou exiger des frais, et l'emplacement des éléments d'information peut changer lorsque les menus et le contenu des sites font l'objet de modifications. Les opinions et extrapolations exprimées dans ce document sont celles des auteurs en tant qu'experts du domaine et ne représentent pas nécessairement celles de leur employeur ou organisme d'affiliation.

### *Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada*

La production d'énergie à partir des hydrates de gaz [ressource électronique] : potentiel et défis pour le Canada / Comité d'experts sur les hydrates de gaz.

Publ. aussi en anglais sous le titre: Energy from gas hydrates.

Comprend des références bibliographiques et un index.

Publ. aussi en format imprimé.

ISBN 978-1-926558-04-2

1. Gaz naturel--Canada--Hydrates. 2. Gaz naturel--Hydrates--Aspect de l'environnement--Canada. 3. Gaz naturel--Hydrates--Aspect économique--Canada. 4. Énergie--Développement--Aspect social--Canada (Nord). 5. Gaz naturel--Hydrates--Sécurité--Mesures. I. Conseil des académies canadiennes. Comité d'experts sur les hydrates de gaz

TN884.E6414 2008a

333.8'2330971

C2008-905652-3



Conseil des académies canadiennes  
Council of Canadian Academies

© 2008 Conseil des académies canadiennes  
Imprimé à Ottawa, Canada  
septembre 2008

Images de la couverture : La photo de Mallik offerte gracieusement par l'équipe de recherche Aurora/JOGMEC/NRCan 2008 et la photo d'hydrate de gaz offerte gracieusement par le Conseil national de recherches Canada. Illustrations choisies dans le rapport conçues ou reproduites par Richard Franklin.

**Canada**

Cette évaluation a été rendue possible grâce  
au soutien du gouvernement du Canada.

## Comité d'experts sur les hydrates de gaz

**John Grace (président) (MSRC, MACG)** Professeur de génie chimique et biologique et titulaire de la chaire de recherche du Canada sur les processus d'énergie propre à l'Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.)

**Timothy Collett** Chercheur géologue à la Division de la géologie de l'U.S. Geological Survey (Denver, Colorado)

**Frederick Colwell** Professeur au College of Oceanic and Atmospheric Sciences d'Oregon State University (Corvallis, Oregon)

**Peter Englezos** Professeur du département de génie chimique et biologique à l'Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.)

**Emrys Jones** Ingénieur consultant principal à Chevron (Richmond, Californie)

**Robert Mansell** Agrégé principal de l'Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy et Professeur au département d'économie de l'Université de Calgary (Calgary, Alb.)

**J. Peter Meekison, O.C.** Professeur auxiliaire de sciences politiques à l'Université de Victoria (Victoria, C.-B.) et Professeur émérite de sciences politiques à l'Université d'Alberta (Edmonton, Alb.)

**Rosemary Ommer** Directrice de l'Institute for Coastal and Oceans Research à l'Université de Victoria (Victoria, C.-B.)

**Mehran Pooladi-Darvish** Professeur de génie chimique et pétrolier à l'Université de Calgary (Calgary, Alb.) et Conseillé technique principal à Fekete Associates Inc.

**Michael Riedel** Professeur agrégé du département Earth and Planetary Sciences à l'Université McGill (Montréal, Qué.)

**John Ripmeester (MSRC)** Agent principal de recherche du groupe Structure et fonction des matériaux du Conseil national de recherches Canada (Ottawa, Ont.)

**Craig Shipp** Chef d'équipe pour la Geohazards Assessment and Pore Pressure Prediction Team de Shell International Exploration and Production Inc. (Houston, Texas)

**Eleanor Willoughby** Associée de recherche au Marine Geophysics Group de l'Université de Toronto (Toronto, Ont.)

## **Personnel responsable du projet au Conseil des académies canadiennes**

**Peter Nicholson**, Président

**Christina Stachulak**, Directrice de programme

**Clare Walker**, Consultante en rédaction

## **Le Conseil des académies canadiennes**

### **LE SAVOIR AU SERVICE DU PUBLIC**

Le **Conseil des académies canadiennes** (CAC) a pour mission de mener des évaluations indépendantes et spécialisées des données scientifiques pertinentes liées à des questions importantes d'intérêt public. L'expression « données scientifiques » est ici prise au sens large et englobe toute discipline qui produit un savoir, notamment les sciences naturelles, les sciences humaines et les sciences de la santé, le génie et les lettres. Les évaluations du CAC sont effectuées par des comités indépendants d'experts qualifiés provenant du Canada et de l'étranger.

Indépendant du gouvernement, mais disposant d'une subvention de 30 millions de dollars pour 10 ans accordée en 2005 par le gouvernement du Canada, le CAC effectue des études sur des sujets proposés par le gouvernement et effectuera également, à terme, des études sur des sujets proposés par des organismes non gouvernementaux et des entreprises du secteur privé. Le CAC est géré par un conseil des gouverneurs de 12 membres, dont la majorité sont nommés directement ou indirectement par les trois académies membres du CAC – à savoir l'Académie canadienne des sciences de la santé (ACSS), l'Académie canadienne du génie (ACG) et la SRC : Les Académies des arts, des lettres et des sciences du Canada. Un comité consultatif scientifique de 16 membres, qui se compose de représentants éminents de la communauté scientifique dans son ensemble, donne son avis au conseil des gouverneurs quant au choix des sujets à évaluer, aux modalités des évaluations, à la sélection des comités d'experts et à l'examen par des pairs.

Voici les trois académies membres fondatrices du Conseil des académies canadiennes :

**La SRC : Les Académies des arts, des lettres et des sciences du Canada**, est le principal organisme national de scientifiques, de chercheurs et d'artistes éminents du Canada. La Société royale du Canada regroupe environ 1800 membres, hommes et femmes de toutes les régions du pays, qui sont choisis par leurs pairs pour leurs réalisations exceptionnelles dans le domaine des sciences naturelles, des sciences humaines, des arts et des lettres. La SRC est un organisme de bienfaisance qui a été constitué par une loi du parlement en 1883.

L'**Académie canadienne du génie (ACG)** compte parmi ses membres bon nombre des ingénieurs les plus accomplis du pays, qui se sont consacrés à l'application des principes des sciences et du génie au service des intérêts du pays et de ses entreprises. L'ACG est un organisme indépendant, autonome et à but non lucratif qui a été fondé en 1987 pour servir la nation dans le domaine du génie. Les quelque 440 membres de l'ACG représentent l'ensemble des disciplines du génie et viennent des secteurs industriel, gouvernemental et éducatif.

L'**Académie canadienne des sciences de la santé (ACSS)** englobe tous les secteurs des sciences de la santé, y compris toutes les disciplines médicales et les sciences paramédicales, depuis les sciences fondamentales jusqu'aux sciences sociales et aux recherches sur la santé de la population. Les quelque 300 membres de l'ACSS sont des personnes reconnues pour leur leadership, leur créativité, les compétences qui les distinguent, leur engagement à faire progresser la recherche dans le domaine des sciences de la santé et les contributions importantes qu'elles ont apportées tout au long de leur vie à la société canadienne sur le plan de la santé.

[www.sciencepourlepublic.ca](http://www.sciencepourlepublic.ca)

## Remerciements

Le comité d'experts tient à souligner l'extraordinaire soutien qu'il a pu recevoir du personnel du Conseil des académies canadiennes et en particulier de Christina Stachulak et de Peter Nicholson tout au long de ses délibérations et de la préparation du présent rapport. De surcroît, Clare Walker a apporté une énorme contribution sur le plan de la rédaction.

Au cours de ses délibérations, le comité d'experts a fait appel à l'aide de nombreuses personnes et de nombreux organismes, qui ont apporté des conseils et des informations de valeur que les experts ont pu examiner attentivement. Nous tenons à remercier spécialement Scott Dallimore de son aide et de ses suggestions concernant les projets à Mallik. Nous remercions également de leur aide un certain nombre d'experts internationaux en hydrates de gaz, qui ont répondu à notre enquête mais dont nous ne sommes pas en mesure de fournir les noms, les examinateurs qui ont fait un examen attentif du rapport et offert des suggestions constructives, et les personnes et organismes suivants, que nous sommes en mesure de nommer :

**Saman Alavi**, Université d'Ottawa – département de chimie et Conseil national de recherches du Canada (SIMS) – agent de recherche

**Gilles Bellefleur**, Ressources naturelles Canada – chercheur scientifique

**Ray Boswell**, ministère de l'Énergie des États-Unis – gestionnaire des programmes de R-D sur l'hydrate de méthane au NETL (National Energy Technology Laboratory)(Morgantown, WV)

**Hugh Brody**, University College of the Fraser Valley – chaire de recherche du Canada en études autochtones

**Arthur Bull**, Réseau des communautés côtières – président

**Matthew E. Caddel**, BP Canada Energy – géologue spécialiste du pétrole

**Ross Chapman**, Université de Victoria – professeur et titulaire de la chaire supérieure de recherche en acoustique des océans à l'École des sciences de la Terre et des océans

**Nellie Cournoyea**, Inuvialuit Regional Corporation – présidente-directrice générale et présidente du conseil, ancien premier ministre des Territoires du Nord-Ouest

**Scott Dallimore**, Ressources naturelles Canada – géologue spécialiste du pergélisol

**Donald Fisher**, Université de la Colombie-Britannique – professeur au département des études en éducation

**Lindsay Franklin**, Panarctic Oils Ltd. – ancien vice-président

**Jocelyn L.H. Grozic**, Université de Calgary – professeur adjoint en génie géotechnique au département de génie civil

**Steven H. Hancock**, RPS Energy Canada Ltd. – gestionnaire du génie des puits

**Roy D. Hyndman (MSRC)**, Commission géologique du Canada – chercheur scientifique principal au Centre géoscientifique du Pacifique

**Barry Janyk**, maire de Gibbons (Colombie-Britannique)

**Arthur H. Johnson**, Hydrate Energy International – président

**Michael Kavanagh**, Hove, Royaume-Uni

**John Kearney**, St. Francis Xavier University – coordinateur du centre pour la gestion communautaire

**Masanori Kurihara**, Japan Oil Engineering Co. – département de génie pétrolier et de conseils

**Keith Kvenvolden**, U.S. Geological Survey – géochimiste organique émérite

**Patty Loveridge**, Réseau des communautés côtières – ancienne directrice administrative

**Simon Lucas**, Territoire Nuuchahnulth – chef de la Première nation Hesquiat et ancien coprésident de la Commission des pêches de la Colombie-Britannique

**George Moridis**, Université de Californie – scientifique titulaire et chef de recherche

**Kirk Osadetz**, Commission géologique du Canada – chef de la subdivision des services de laboratoire

**Bruce Peachey**, PTAC (Petroleum Technology Alliance Canada) – directeur de l'organisme PTAC Increased Recovery

**Deborah Simmons**, Université du Manitoba – professeure au département des études autochtones

**E. Dendy Sloan**, Colorado School of Mines – président Weaver et directeur du centre pour la recherche sur les hydrates

**Virginia Walker**, Université Queen's – professeure au département de biologie

**Gary Wouters**, Coastal First Nations – consultant en politiques

**Fred Wright**, Ressources naturelles Canada – géologue spécialiste du pergélisol

Le comité tient également à remercier l'organisme qui a commandé l'étude de son aide et du temps qu'il a accordé au comité tout au long de ses délibérations.



**John Grace**

Président, Comité d'experts sur les hydrates de gaz

## Examen du rapport

Ce rapport a été examiné, à l'état d'ébauche, par les personnes mentionnées ci-dessous, qui ont été choisies par le Conseil des académies canadiennes en raison de la diversité de leurs points de vue, de leurs domaines de spécialisation et de leurs origines dans les secteurs de la recherche, de l'entreprise privée, des politiques et des organisations non gouvernementales.

Ces examinateurs ont évalué l'objectivité et la qualité du rapport. Leurs avis – qui demeureront confidentiels – ont été pleinement pris en considération par le comité, et la plupart de leurs suggestions ont été incorporées dans le rapport. Nous n'avons pas demandé à ces personnes d'approuver les conclusions du rapport, et elles n'ont pas vu la version définitive du rapport avant sa publication. Le comité et le CAC assument l'entière responsabilité du contenu définitif de ce rapport.

Le CAC tient à remercier les personnes suivantes d'avoir bien voulu examiner le rapport :

**Ray Boswell**, ministère de l'Énergie des États-Unis – gestionnaire des programmes de R-D sur l'hydrate de méthane au NETL (National Energy Technology Laboratory) (Morgantown, WV)

**Arthur Carty O.C., (MSRC)**, Université de Waterloo – professeur et titulaire de la chaire supérieure de recherche en acoustique des océans à l'École des sciences de la Terre et des océans

**Ross Chapman**, Université de Victoria – professeur et titulaire de la chaire supérieure de recherche en acoustique des océans à l'École des sciences de la Terre et des océans

**Steven H. Hancock**, directeur du service d'ingénierie des puits – RPS Energy Canada Ltd. (Calgary, Alb.)

**Robert Hunter**, Arctic Slope Regional Corp. – géologue principal de la division des services énergétiques (Anchorage, Alaska)

**Keith Kvenvolden**, U.S. Geological Survey – géochimiste organique émérite (Menlo Park, Californie)

**David Layzell (MSRC)**, Université de Calgary – directeur administratif de l'ISEEE (Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy) et Université Queen's – président et président-directeur général de la Fondation BIOCAP Canada

**Juergen Mienert**, Université de Tromsø – professeur au département de géologie (Tromsø, Norvège)

**Edward Parson**, Université de Michigan – professeur de droit à l'École des ressources naturelles et de l'environnement (Ann Arbor, Michigan)

**André Plourde**, Université de l'Alberta – président du département d'économie (Edmonton, Alb.)

**Ian Young**, EnCana Corporation – vice-président aux explorations conventionnelles et aux coentreprises (Calgary, Alb.)

La procédure d'examen du rapport a été contrôlée, au nom du conseil d'administration du Conseil des académies canadiennes (CAC) et du comité consultatif scientifique (CCS), par **Norbert Morgenstern**. M. Morgenstern (MSRC, MACG) est professeur d'université (émérite) en génie civil et environnemental à l'Université de l'Alberta. Le rôle de la personne responsable du contrôle de l'examen du rapport est de s'assurer que le comité d'experts prenne en compte de façon entière et équitable les soumissions des personnes ayant examiné le rapport. Le conseil des gouverneurs du CAC n'autorise la publication du rapport d'un comité d'experts qu'une fois que la personne responsable du contrôle de l'examen du rapport confirme que le rapport satisfait bien aux exigences du CAC. Le CAC remercie M. Morgenstern de son zèle dans sa contribution au contrôle de l'examen du rapport.



**Peter J. Nicholson**

Président, Conseil des académies canadiennes

## Acronymes

Voici une liste des acronymes qui apparaissent dans le rapport.

<b>2D / 3D</b>	à deux dimensions / à trois dimensions
<b>AAPG</b>	American Association of Petroleum Geologists
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>AOSTRA</b>	Alberta Oil Sands Technology and Research Authority
<b>ASP</b>	analyse des systèmes pétroliers
<b>BHP</b>	pression de fond ( <i>bottom-hole flowing pressure</i> )
<b>BOP</b>	bloc obturateur de puits
<b>BSR</b>	zone de réflexion des signaux sismiques ( <i>bottom-simulating reflector</i> )
<b>Btoe</b>	équivalent d'un milliard de tonnes de pétrole
<b>CAC</b>	Conseil des académies canadiennes
<b>CCOD</b>	consortium canadien de forage en mer (Canadian Consortium for Ocean Drilling)
<b>CGC</b>	Commission géologique du Canada
<b>CGHR</b>	Guangzhou Center for Gas Hydrates Research
<b>ClO<sub>2</sub></b>	dioxyde de chlore
<b>CNRC</b>	Conseil national de recherches du Canada
<b>CO<sub>2</sub></b>	dioxyde de carbone
<b>CPO</b>	câble sur le plancher océanique
<b>CRSNG</b>	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada
<b>CSEM</b>	électromagnétisme à source contrôlée
<b>DDT</b>	détecteurs de distribution de la température
<b>DGH</b>	Direction générale des hydrocarbures
<b>DGMV</b>	drainage par gravité au moyen de vapeur
<b>DOE</b>	ministère de l'Énergie des États-Unis
<b>DSDP</b>	Deep Sea Drilling Program
<b>EIA</b>	Energy Information Administration (États-Unis)

<b>ÉM</b>	électromagnétique
<b>EMR</b>	Énergie, Mines et Ressources
<b>GES</b>	gaz à effet de serre
<b>GGO</b>	German Gashydrate Organisation (organisation allemande des hydrates de gaz)
<b>GIEC</b>	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
<b>GJ</b>	gigajoule
<b>GMGS</b>	Commission de géologie marine de Guangzhou
<b>GNL</b>	gaz naturel liquéfié
<b>HG</b>	hydrate de gaz
<b>ICDP</b>	International Continental Drilling Program (Programme international de forage scientifique sur le plateau continental)
<b>ICGH</b>	International Conference on Gas Hydrates (Conférence internationale sur les hydrates de gaz)
<b>IES</b>	installation d'essai souterraine
<b>IODP</b>	Integrated Ocean Drilling Program (Programme intégré de forage océanique)
<b>JAPEX</b>	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.
<b>JNOC</b>	Japan National Oil Corporation
<b>JOGMEC</b>	Japan Oil, Gas and Metals National Corporation
<b>LOPC</b>	<i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>
<b>LRPC</b>	<i>Loi sur les ressources pétrolières du Canada</i>
<b>LWD</b>	logging-while-drilling (diagraphie réalisée au cours du forage)
<b>MAI</b>	ministère des Affaires indiennes
<b>MAINC</b>	ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
<b>MDT</b>	Modular Dynamic Formation Tester (testeur de formation dynamique modulaire)
<b>MÉ</b>	ministère de l'Énergie
<b>METI</b>	ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (du Japon)
<b>MH</b>	méthane de houille
<b>MITI</b>	ministère du commerce international et de l'industrie (du Japon)
<b>MMcf</b>	millions de pieds cubes

<b>MMS</b>	Mineral Management Services (service de gestion des minéraux des États-Unis)
<b>MOCIE</b>	ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie de la Corée
<b>MPC</b>	milliers de pieds cubes
<b>mspo</b>	mètres sous le plancher océanique
<b>MT</b>	magnétotellurique
<b>NEPTUNE</b>	North-East Pacific Time-series Undersea Network Experiments
<b>NGHP</b>	National Gas Hydrate Program (Programme national des hydrates de gaz de l'Inde)
<b>ODP</b>	Ocean Drilling Program (Programme de forage océanique)
<b>ONE</b>	Office national de l'énergie
<b>P&amp;G</b>	pétrole et gaz
<b>PÉS</b>	pompe électrique submersible
<b>PRP</b>	potentiel de réchauffement planétaire
<b>R&amp;D</b>	recherche et développement
<b>RAT</b>	résistivité au trépan
<b>RMN</b>	résonance magnétique nucléaire
<b>RNCan</b>	Ressources naturelles Canada
<b>ROPOS</b>	remotely operated platform for ocean science (plate-forme commandée à distance pour les analyses scientifiques océaniques)
<b>SPO</b>	séismomètre sur le plancher océanique
<b>SRC</b>	Société royale du Canada
<b>Tcf</b>	billions de pieds cubes
<b>TNO</b>	Territoires du Nord-Ouest
<b>toe</b>	équivalent d'une tonne de pétrole
<b>U of T</b>	Université de Toronto
<b>UAlberta</b>	Université de l'Alberta
<b>UBC</b>	Université de la Colombie-Britannique
<b>UCalgary</b>	Université de Calgary
<b>USGS</b>	U.S. Geological Survey (Commission géologique des États-Unis)
<b>UVic</b>	Université de Victoria
<b>ZSHG</b>	zone de stabilité de l'hydrate de gaz

## Table des matières

RÉSUMÉ .....	1
<b>1. INTRODUCTION ET TRAVAIL DEMANDÉ AU COMITÉ D'EXPERTS.....</b>	<b>23</b>
<b>2. SURVOL DES HYDRATES DE GAZ – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS CONTEXTUELS .....</b>	<b>26</b>
2.1 Connaissances de base concernant l'hydrate de gaz – Remarques introductives concernant la nature et la formation des hydrates de gaz.....	27
2.2 Rôle potentiel à l'avenir dans ledomaine énergétique .....	36
2.3 Considérations environnementalespour la planète .....	42
2.4 Contribution du Canada dans un contexte planétaire .....	45
<b>3. QUANTITÉ ET LOCALISATION DE L'HYDRATE DE GAZ AU CANADA .....</b>	<b>59</b>
3.1 Estimations des quantités d'hydrate de gaz .....	59
3.2 Localisation des hydrates de gaz .....	64
3.3 Besoin d'explorations plus approfondies. ....	83
Annexe du chapitre – Techniques et méthodes à la fine pointe de la technologie pour l'exploration des accumulations d'hydrate de gaz .....	86
<b>4. LA PRODUCTION DU GAZ NATUREL À PARTIR DE L'HYDRATE DE GAZ .....</b>	<b>93</b>
4.1 Développement des hydrocarbures nonconventionnels au Canada ...	93
4.2 Produire du gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz .....	97
4.3 Dimension économique de la production d'hydrate de gaz .....	107
4.4 Considérations concernant la sécurité pour le forage et l'exploitation de l'hydrate de gaz.....	115
4.5 Observations de conclusion.....	122
<b>5. CONSIDÉRATIONS CONCERNANT L'ENVIRONNEMENT, LES COMPÉTENCES ET LES COMMUNAUTÉS .....</b>	<b>125</b>
5.1 Considérations d'ordre environnemental .....	125
5.2 Considérations concernant les compétences .....	133
5.3 Considérations concernant l'impact sur les communautés .....	141

<b>6. PERSPECTIVES POUR L'EXPLOITATION DES SOURCES D'HYDRATE DE GAZ AU CANADA.</b>	<b>149</b>
6.1 Principales forces et possibilités au Canada	149
6.2 Faiblesses et difficultés	150
6.3 Comparaisons entre le Canada et les autres pays	152
6.4 Trois approches générales pour l'avenir	153
6.5 Mesures que le Canada pourrait prendre	155
<b>7. RÉSUMÉ DE LA RÉPONSE DU COMITÉ D'EXPERTS À LA QUESTION</b>	<b>158</b>
7.1 Principaux messages du rapport	158
7.2 Résumé de la réponse du comité d'experts à la question	159
<b>Bibliographie</b>	<b>165</b>
<b>Annexe A – Historique des activités relatives à l'hydrate de gaz au Canada</b>	<b>189</b>
<b>Annexe B – Questionnaire sur la recherche sur l'hydrate de gaz et l'exploration des gisements à l'échelle internationale</b>	<b>202</b>
<b>Annexe C – Impacts sur les communautés</b>	<b>205</b>
<b>Annexe D – Mise à jour sur Mallik</b>	<b>218</b>
<b>INDEX</b>	<b>224</b>

## Résumé

Les hydrates de gaz<sup>1</sup> se forment lorsque l'eau et le gaz naturel se combinent dans des conditions de basse température et de pression élevée, comme, par exemple, dans des régions où se trouve le pergélisol ou dans des couches sédimentaires sous le plancher océanique. Ces hydrates sont présents en quantité abondante partout dans le monde et, d'après certaines estimations, la quantité totale de gaz naturel sous forme d'hydrates pourrait dépasser la quantité totale de gaz naturel en provenance de toutes les sources conventionnelles et même la quantité totale d'énergie que représentent l'ensemble des hydrocarbures, si on combine le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Le gaz extrait des hydrates pourrait donc constituer une source potentiellement vaste d'énergie, qui permettrait de compenser la diminution des réserves conventionnelles de gaz naturel en Amérique du Nord et d'assurer une plus grande sécurité sur le plan énergétique pour des pays comme le Japon et l'Inde, dont les sources locales sont limitées.

Il y aurait des problèmes complexes à surmonter si on voulait que les hydrates de gaz jouent un rôle important dans l'avenir du Canada et du reste du monde sur le plan énergétique. Ces problèmes découlent des inconnues concernant la ressource elle-même. De quelle quantité dispose-t-on? Où cette ressource se situe-t-elle, dans quelles concentrations et dans quels types de milieux géologiques? Quelle serait la meilleure forme de production de gaz à partir de cette ressource? Ce sont ces questions relevant de la physique et du génie qui, dans leur entrecroisement avec des considérations concernant l'avenir économique, les politiques environnementales et les préoccupations concernant l'impact sur les communautés, détermineront la possibilité de produire ou non du gaz naturel à partir des hydrates et les lieux où cette production sera possible.

Pour mieux comprendre toutes ces questions et se constituer ainsi une meilleure base d'informations en vue d'élaborer des politiques concernant la possibilité d'utiliser les hydrates de gaz comme source d'énergie au Canada à l'avenir, Ressources naturelles Canada a demandé au Conseil des académies canadiennes de constituer un comité d'experts chargé de répondre à la question suivante : « *Quels sont les défis liés à l'exploitation opérationnelle des hydrates de gaz au Canada?* » La tâche du comité d'experts n'était pas de fournir des recommandations explicites en matière de politiques publiques, mais plutôt d'évaluer les connaissances actuelles concernant les questions qui ont de la pertinence vis-à-vis des choix qu'il pourrait y avoir à faire en matière de politiques publiques.

---

1 Dans le présent rapport, le comité d'experts fait généralement référence à l'hydrate de gaz au singulier, mais utilise à l'occasion la forme plurielle (*les hydrates*), dans les cas où il veut souligner la multiplicité des types d'hydrate ou des lieux dans lesquels on trouve de l'hydrate.

## RÉCAPITULATIF DES PRINCIPAUX POINTS ET DES PRINCIPALES QUESTIONS

- L'hydrate de gaz naturel est une source d'énergie potentiellement vaste et pour le moment inexploitée au niveau mondiale.
- Comme le Canada semble disposer de conditions parmi les meilleures au monde pour ce qui est du potentiel d'occurrence de gisements d'hydrate de gaz et qu'il est un chef de file dans l'évaluation des hydrates sur le plan géophysique et en laboratoire, ainsi que dans le domaine des tests sur le terrain et de l'élaboration de modèles, le pays est bien placé pour devenir un chef de file mondial dans le domaine de l'exploration, de la R-D et de l'exploitation des gisements d'hydrate de gaz. À tout le moins, il est nécessaire d'assumer la responsabilité d'un approfondissement des connaissances concernant les ressources physiques du Canada et donc de faire les recherches requises.
- L'hydrate de gaz permet de produire du gaz naturel. La plupart des considérations en matière d'environnement, de sécurité, de réglementation et d'impact pour la société concernant son exploitation sont par conséquent semblables à celles qu'on associe à la production de gaz conventionnel dans les régions peu explorées, que ce soit dans le nord ou en haute mer.
- On ne prévoit pas rencontrer de problème technique insurmontable dans la production de gaz à partir d'hydrate, mais cette production coûterait plus cher que la production de gaz à partir de réservoirs conventionnels dans des milieux semblables.
- La méthode de production la plus prometteuse semble être la dissociation de l'hydrate de gaz grâce à la dépressurisation dans le réservoir. Les conditions les plus favorables sont celles où l'hydrate se présente dans des formations riches en sable en mer et sous le pergélisol.
- Même si la combustion du gaz extrait des hydrates produirait moins de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie que le charbon ou le pétrole, la proportion de l'hydrate de gaz et des autres hydrocarbures dans le cocktail d'approvisionnement énergétique à l'avenir dépendra des décisions qui seront prises en vue de réduire du mieux possible les facteurs humains à l'origine du changement climatique.
- Il n'est pas possible de quantifier de façon adéquate, au moment présent, le volume et la localisation géographique des gisements d'hydrate de gaz qui pourraient déboucher sur une production rentable de gaz au Canada. Il faudra des activités soutenues d'exploration et de recherche pour tracer les limites de cette ressource et pour définir les facteurs techniques et économiques qui régiront la production de gaz.
- La production commerciale de gaz à partir d'hydrate de gaz au Canada commencerait probablement dans le cadre de projets associés aux champs de gaz naturel (dans les régions peu explorées), dont le développement vise l'exploitation de ressources conventionnelles. La production d'hydrate de gaz pourrait profiter des infrastructures déjà en place, en particulier pour le transport du gaz.
- Étant donné qu'il faut poursuivre l'exploration et l'évaluation des ressources en hydrate de gaz, construire de nouvelles infrastructures de transport et obtenir diverses approbations gouvernementales autorisant l'exploitation de ces ressources, il est peu probable qu'on ait une production commerciale à grande échelle et indépendante de gaz extrait d'hydrate au Canada dans les deux prochaines décennies au moins.
- Si on les compare aux autres possibilités actuelles de sources d'énergie de substitution pour les sociétés d'approvisionnement en énergie, les incertitudes économiques et environnementales et certaines incertitudes technologiques affectant les perspectives commerciales pour l'hydrate de gaz font qu'il est peu probable que le secteur privé se lance, de lui-même, dans l'exploitation de l'hydrate de gaz au Canada au moment présent. Il faut obtenir un véritable engagement de l'industrie si on veut faire des progrès importants. La mise en place de partenariats entre le gouvernement et l'industrie pourrait offrir l'option d'inclure l'hydrate de gaz dans le portfolio énergétique pour diversifier ce dernier à l'avenir.

## **SURVOL DES HYDRATES DE GAZ – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS CONTEXTUELS**

Le gaz contenu dans l'hydrate de gaz d'origine naturelle se forme lors de l'altération microbienne ou thermique de la matière organique sous le plancher océanique ou sous le pergélisol, qui dégage du méthane et d'autres produits gazeux. (Le méthane est de loin le gaz le plus répandu dans les hydrates de gaz, ce qui explique qu'on parle souvent d'hydrates de méthane.) Même si les chimistes sont au courant de l'existence des hydrates de gaz depuis près de 200 ans, l'industrie pétrolière n'a commencé à s'y intéresser que dans les années 1930, lorsque l'on a découvert que la formation d'hydrate de gaz dans les canalisations pouvait entraîner des blocages problématiques. Ce sont des scientifiques russes qui, les premiers, ont avancé l'idée, à la fin des années 1960, que l'hydrate de gaz pouvait exister à l'état naturel dans des gisements en haute mer et sur les côtes, du moment que les conditions de pression et de température permettaient à cet hydrate de se former et de rester dans un état stable.

**Sites et quantités dans le monde** — De vastes portions des marges continentales et des régions de pergélisol de notre planète semblent renfermer des gisements d'hydrates de gaz. Au cours des dernières années, on a consacré un nombre croissant d'expéditions de forage en haute mer à l'évaluation des gisements d'hydrate de gaz sous les fonds marins et à l'approfondissement des connaissances concernant les facteurs géologiques favorisant leur apparition. On a aussi pu établir l'existence de gisements d'hydrate de gaz sous le pergélisol au Canada, en Alaska et dans le nord de la Russie. L'un des gisements d'hydrate de gaz sous le pergélisol les plus étudiés est celui de Mallik, dans le delta du Mackenzie, au Canada.

D'après les estimations établies au cours des dernières années, le volume mondial de gaz renfermé dans des gisements d'hydrate se situerait entre 1 et  $120 \times 10^{15} \text{ m}^3$  (soit entre 35 000 et 4 200 000 billions de pieds cube). Mais vu qu'on dispose de très peu de séries de données obtenues grâce à des forages et à des carottages, il reste difficile de fournir une estimation fiable du volume mondial d'hydrate de gaz naturel. De surcroît, les diverses évaluations portant sur la planète n'indiquent pas combien de gaz on pourrait produire à partir des gisements d'hydrate de gaz. Il faudra faire beaucoup plus de travail pour affiner les estimations du volume total d'hydrate de gaz et pour quantifier les volumes de gaz naturel qu'il serait possible de produire. À titre de simple comparaison (et pour donner au lecteur une idée de l'ordre de grandeur des autres ressources), on estime que les gisements de gaz naturel conventionnels — y compris les réserves et les ressources planétaires dont la récupération serait techniquement faisable — représentent environ  $4,4 \times 10^{14} \text{ m}^3$  (soit 15 500 billions de pieds cube).

**Rôle potentiel à l'avenir dans le domaine énergétique** — La viabilité commerciale de l'hydrate de gaz en tant que future source d'énergie dépendra de l'offre et de la demande et donc des prix sur le marché énergétique (en particulier pour le gaz naturel) à moyen terme et à long terme. Les estimations du ministère de l'énergie des États-Unis et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indiquent que la demande énergétique globale va augmenter de 40 à 70 % d'ici à 2030. On prévoit que plus de 80 % de cette croissance sera couverte par les ressources en pétrole, en gaz naturel et en charbon. On s'attend aussi à ce que le gaz naturel, du fait que ses émissions de CO<sub>2</sub> sont nettement inférieures à celles du pétrole et du charbon, croisse proportionnellement plus rapidement que le pétrole et le charbon.

Pour ce qui est du Canada, on prévoit que la production de gaz naturel commencera à diminuer après 2010, tandis que la consommation du pays continue d'augmenter. Ces prévisions impliquent que les exportations de gaz du Canada aux États-Unis diminueront. Pour les États-Unis, il est à prévoir que le pays dépendra de plus en plus d'importations de gaz naturel liquéfié (GNL) pour remplacer l'approvisionnement conventionnel en provenance des États-Unis ou du Canada. C'est dans un tel contexte et à la lumière des préoccupations croissantes concernant la sécurité de l'approvisionnement que la possibilité de produire du gaz en quantité importante à partir de l'hydrate de gaz prend un relief tout particulier. Les ressources potentiellement vastes en hydrate de gaz du Canada pourraient représenter une contribution essentielle en vue de répondre à la demande en énergie en Amérique du Nord au cours du siècle présent. Étant donné le volume potentiel d'une telle ressource à l'échelle planétaire et sa répartition relativement vaste, bon nombre de pays — comme les États-Unis, le Japon, l'Inde, la Chine et la Corée du Sud — expriment un intérêt substantiel pour l'exploitation de cette ressource à long terme.

**Considérations environnementales pour la planète** — Le gaz naturel extrait de l'hydrate de gaz produirait du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) lors de sa combustion, même si la proportion est moindre, par unité d'énergie produite, que pour le charbon ou le pétrole. La question globale du rôle des hydrocarbures à l'avenir dans l'approvisionnement énergétique de la planète dépasse le cadre du présent rapport. Il convient de noter que les inquiétudes croissantes concernant le changement climatique suscitent beaucoup de R-D dans le monde en vue d'élaborer des procédures efficaces pour limiter ou piéger les émissions de CO<sub>2</sub>. Les résultats de ces efforts en R-D auront un impact important sur la demande en gaz naturel à moyen terme et à long terme. Si les hydrocarbures continuent, comme on s'y attend, de constituer une composante importante de l'approvisionnement énergétique de la planète pendant au moins plusieurs décennies, alors le fait

que le gaz naturel (et donc l'hydrate de gaz) engendre moins de CO<sub>2</sub> fera de ce combustible une solution de plus en plus attrayante par rapport au charbon et au pétrole.

La possibilité que le réchauffement de la planète entraîne des phénomènes de dissociation (c'est-à-dire de « fonte ») de l'hydrate de gaz à grande échelle et dégage ainsi de grandes quantités de méthane (lequel est lui-même un gaz à effet de serre puissant) dans l'atmosphère — accélérant donc, dans un cercle vicieux, le réchauffement planétaire — fait l'objet de recherches sur l'explication des changements climatiques par le passé et de prévisions concernant l'impact climatique de l'hydrate de gaz à l'avenir. Les modèles de simulation semblent indiquer qu'il est possible que le méthane produit par l'hydrate de gaz amplifie largement le réchauffement climatique causé par l'activité humaine sur des échelles de temps allant de 1000 à 100 000 ans. Il convient également de noter que la production commerciale d'hydrate de gaz ne permettrait pas d'éliminer des quantités suffisantes d'hydrate de la croûte terrestre pour pouvoir atténuer de façon substantielle les phénomènes de dissociation de l'hydrate à long terme en raison du réchauffement climatique. À la lumière des technologies existantes, les émissions de gaz naturel dans l'atmosphère qui découlent de la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz devraient être analogues à celles de la production de gaz naturel conventionnel.

D'après les enquêtes sur les marges continentales et les études approfondies effectuées par les sociétés d'exploitation des ressources énergétiques en haute mer, il est évident qu'il n'y a pas, à l'heure actuelle, d'instabilité importante aux marges continentales dues à la dissociation des hydrates de gaz et qu'il n'y en a pas eu non plus au cours des 5 000 dernières années environ. Il semble que l'instabilité des fonds marins aura peu d'impact sur l'exploitation de l'hydrate de gaz en tant que source d'énergie.

**Contribution du Canada dans un contexte planétaire** — Même si le Canada n'a pas de programme national officiel concernant les hydrates de gaz, le pays a apporté des contributions importantes à la recherche sur les hydrates. Les scientifiques et les ingénieurs canadiens sont des chefs de file pour ce qui est d'élucider la structure chimique et les propriétés physiques des hydrates de gaz et le Canada compte en son sein deux sites qui font partie des gisements naturels d'hydrates de gaz sous le pergélisol et sous les fonds marins les plus étudiés, à Mallik dans le delta du Mackenzie et dans la marge de Cascadia, au large de la côte ouest. La principale force du Canada est qu'il dispose de personnes hautement qualifiées, qui apportent une contribution à l'échelle de la planète et qui

forment des chercheurs de pays où les hydrates de gaz sont un sujet de plus en plus important. Jusqu'à présent, à tout le moins, il n'y a eu que très peu d'intérêt ou de soutien de la part de l'industrie au Canada pour l'hydrate de gaz en tant que source potentielle d'énergie au Canada, contrairement à ce qui se passe aux États-Unis.

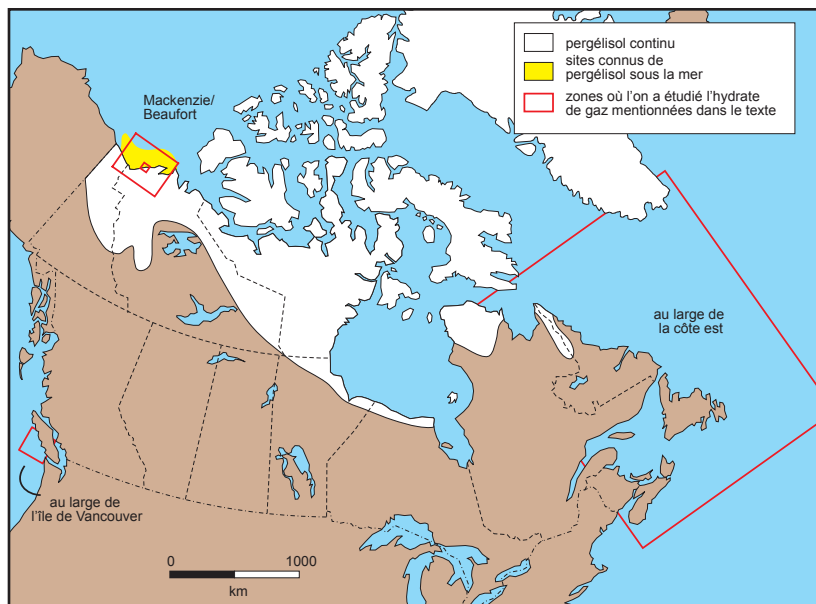
## QUANTITÉ ET LOCALISATION DE L'HYDRATE DE GAZ AU CANADA

**Estimations des quantités au Canada** — Il n'existe que peu de recherches évaluant la répartition géographique et le volume total de l'hydrate de gaz au Canada. En 2001, on estimait que le volume total de méthane renfermé dans des gisements d'hydrate au Canada se situait entre  $10^{12}$  et  $10^{14}$  m<sup>3</sup> (soit entre 35 et 3 500 billions de pieds cube)<sup>2</sup>. La fiabilité de cette estimation est limitée, du fait que l'analyse ne prend pas en compte les conditions géologiques et tectoniques dans les sites et les caractéristiques des bassins. D'après une évaluation ultérieure plus fine (en 2005) de la seule région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, on arrive à une estimation se situant entre 8,8 et  $10,2 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup> (soit entre 310 et 360 billions de pieds cube) pour le volume de gaz sous forme d'hydrate dans cette région. On ne dispose d'estimation récapitulative équivalente ni pour le nord de la marge de Cascadia au large de l'île de Vancouver, ni pour la côte atlantique, ni pour l'archipel Arctique.

**Localisation des hydrates de gaz** — En dépit de recherches approfondies dans certains sites spécifiques et de la grande qualité des travaux canadiens dans ce domaine, on ne dispose pas d'études détaillées concernant les marges côtières et les régions du pergélisol au Canada pour ce qui est des hydrates de gaz (voir figure 1). On fait couramment des estimations des autres ressources minérales sans dresser de carte de tous les sites où on en trouve et il ne serait pas réaliste d'essayer de dresser une carte de tous les gisements d'hydrates bassin par bassin, en raison de la longueur des côtes du Canada.

---

2 À titre de comparaison, l'ONE estimait en 2004, en dernière analyse, que le potentiel du Canada en gaz naturel conventionnel était de  $14,2 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>, soit environ 500 billions de pieds cube.



(Majorowicz et Osadetz, 2001)

AAPG © 2001 Figure adaptée et reproduite avec l'autorisation de l'AAPG. Toute autre utilisation de cette figure exige l'autorisation de l'AAPG.

### Figure 1

#### Évaluations régionales des gisements d'hydrate de gaz au Canada

Veillez noter que, si cette carte montre les trois régions sur lesquelles les évaluations se sont concentrées jusqu'à présent, il est possible qu'on trouve de l'hydrate de gaz dans d'autres zones de la marge.

Cela fait plus de deux décennies qu'on étudie les gisements d'hydrates de gaz d'origine naturelle au large de l'île de Vancouver. La marge de Cascadia est probablement l'un des milieux les mieux étudiés au monde dans la catégorie des marges continentales pour ce qui est de l'hydrate de gaz. Ces études ont compris, entre autres, deux expéditions de forage spécifiques, celle de l'ODP (Ocean Drilling Program, Leg 146) en 1992 et celle de l'IODP (Integrated Ocean Drilling Program, Expedition 311) en 2005. Les résultats les plus importants de la récente expédition 311 de l'IODP à Cascadia sont les suivants :

- L'hydrate de gaz se forme principalement dans les formations riches en sable et est presque totalement absent des sédiments fins. La présence de l'hydrate de gaz est donc définie principalement par la lithologie (c'est-à-dire par le type de formation sédimentaire et par ses caractéristiques granulométriques).

- Le RSF (réflecteur de simulation du fond)(signature sismique susceptible d'indiquer la présence d'hydrate de gaz) n'a pas de rapport avec la concentration en hydrate de gaz dans la zone de température et de pression stables et ne constitue qu'un indicateur de premier niveau concernant la présence potentielle d'hydrate de gaz.
- Tous les sites présentent un niveau élevé d'hétérogénéité pour ce qui est de la présence d'hydrate de gaz (sur une échelle allant du rayon de 10 mètres à proximité du trou de forage jusqu'à l'échelle de la marge, sur plusieurs kilomètres). Il faut donc se méfier si on veut faire des extrapolations à partir d'observations de forages à petite échelle pour obtenir des estimations d'échelle régionale.

Les recherches sur l'hydrate de gaz sur la côte est du Canada sont très limitées. De nouvelles analyses des données sismiques montrent qu'il y a peu de RSF au large de la côte est du Canada. Cependant ceci n'implique pas nécessairement qu'il n'y a pas d'hydrate de gaz. Les données géophysiques existantes ne sont pas concluantes pour ce qui est du potentiel des ressources en hydrate de gaz dans cette région et il sera nécessaire de faire des recherches supplémentaires, en particulier en prélevant des échantillons directs à l'aide de forages et de carottages en profondeur.

On a fait plusieurs tentatives en vue de préciser le potentiel global de l'Arctique canadien — incluant la plateforme marine de Beaufort, le delta du Mackenzie et l'archipel Arctique — pour ce qui est des hydrates de gaz. Voici quelques-uns des principaux résultats dans les milieux de pergélisol :

- Dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort (d'après plus de 200 forages), il y a plus d'hydrate de gaz au large, où on pense que 45 % des puits de forage contiennent de l'hydrate de gaz, que sur la côte, où on pense que seuls 14 % des puits en contiennent.
- Dans l'archipel Arctique, il y a une présence probable d'hydrate de gaz dans plus de la moitié des 168 puits de forage creusés dans le bassin de Sverdrup.
- Il y a plus de chances de trouver de l'hydrate de gaz dans les couches sablonneuses ou les sédiments à granulométrie plus grossière.

Bien qu'on ait signalé la présence d'hydrate de gaz dans de nombreux puits de forage partout dans l'Arctique, certaines des preuves sont douteuses et les données ne sont pas concluantes, en raison du manque de connaissances concernant l'ampleur verticale de la zone de stabilité contenant de l'hydrate de gaz.

Pour obtenir une estimation plus fiable des gisements d'hydrate de gaz au Canada et de leur volume, il faudra effectuer des études approfondies sur le terrain, avec des forages et des carottages ponctuels, en particulier dans les régions encore sous-représentées, comme la côte est et les îles de l'Arctique. Comme bon nombre des régions qui nous intéressent ont fait l'objet d'études par le passé dans le cadre des explorations visant à mettre en évidence des gisements d'hydrocarbures conventionnels, il serait peut-être possible de faire participer le secteur privé de façon plus étroite à la recherche de gisements d'hydrate de gaz dans les régions peu explorées du Canada.

## **LA PRODUCTION DU GAZ NATUREL À PARTIR DE L'HYDRATE DE GAZ**

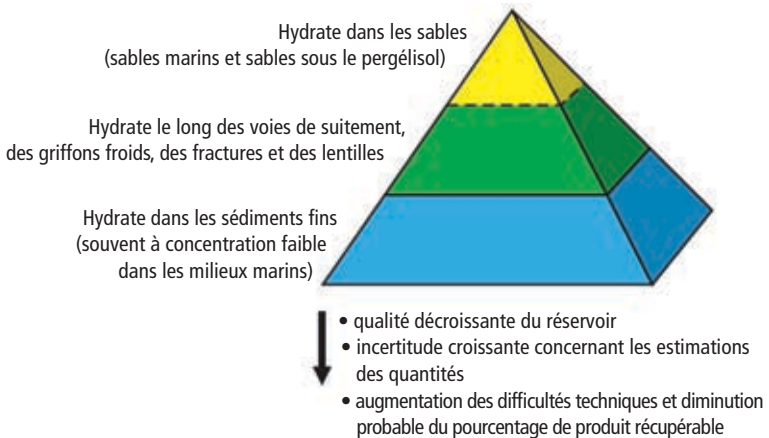
Les connaissances actuelles concernant l'hydrate de gaz sont équivalentes aux connaissances qu'on possédait concernant le méthane de houille (MH) ou les sables bitumeux il y a trois décennies environ. S'il a fallu plusieurs décennies pour que le MH et les sables bitumeux deviennent commercialement viables, il est trop tôt pour décider si les perspectives en matière de développement de la ressource que constitue l'hydrate de gaz seront plus longues ou plus courtes. On peut s'attendre, par analogie avec les sables bitumeux et le MH, que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz soit facilitée (peut-être de façon importante) par des idées innovantes et originales, mais le présent rapport concentre exclusivement son attention sur les technologies disponibles à l'heure actuelle pour la production d'hydrocarbures.

**Produire du gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz** — D'après l'expérience acquise grâce aux puits de forage expérimentaux à Mallik et ailleurs, il semblerait que la plupart des problèmes relatifs au forage et à la construction de puits pour extraire l'hydrate soient prévisibles et puissent être réglés à l'étape de conception des installations. Il faut cependant acquérir une expérience à long terme pour pouvoir mieux saisir la gravité des problèmes associés à la production d'hydrate de gaz, y compris les problèmes relatifs aux coulées de sable. Il est possible que certains problèmes affectent la rentabilité des exploitations, mais on ne s'attend pas à ce qu'ils représentent des obstacles insurmontables sur le plan technique. Une fois qu'on a dissocié le gaz de la phase hydratée et extrait ce gaz du puits, il se comporte comme le gaz naturel conventionnel, dont le traitement et la commercialisation sont tous deux familiers.

D'après les connaissances actuelles, l'évaluation technique de la productibilité s'effectue principalement si l'hydrate se trouve dans des formations sablonneuses à des températures supérieures au point de congélation de l'eau, que ce soit en dessous du pergélisol ou dans les sables marins. L'hydrate de gaz peut aussi se trouver, dans de faibles concentrations, dans des sédiments fins. Il peut être possible d'obtenir un flux

de gaz dans de tels systèmes à l'échelle locale, mais il n'est pas établi que ces structures perméables soient des étendues continues, ce qui est nécessaire pour pouvoir produire une quantité importante de gaz à partir de l'hydrate, et les analogies avec la production des autres hydrocarbures sont limitées. L'analyse du présent rapport concernant la productibilité ne tient pas compte des grosses quantités d'hydrates qui se concentrent dans et autour des événements du ploncher océanique, en raison des incertitudes très importantes sur le plan technique et environnemental et en matière de sécurité qui entourent l'exploitation potentielle de telles sources.

La hiérarchie de faisabilité pour la production de gaz naturel à partir d'hydrate peut s'illustrer schématiquement sous la forme d'une pyramide (figure 2). La distance verticale par rapport à la pointe de la pyramide correspond, de façon qualitative, à la facilité relative de la production. Les hydrates qui se trouvent au sommet de la pyramide — c'est-à-dire ceux sur lesquels on se concentrerait initialement dans les expériences et l'exploration — sont les hydrates de gaz des formations sablonneuses marines et sous le pergélisol.



(Boswell et Collett, 2006)

Figure modifiée et reproduite avec l'autorisation de Ray Boswell et Timothy Collett.

## Figure 2

Représentation schématique de la productibilité technique de la ressource, du plus facile au plus difficile, avec le plus facile au sommet

La récupération commence par la dissociation de l'hydrate du réservoir en ses deux composantes, à savoir le gaz naturel et l'eau, dans le réservoir lui-même. On produit ensuite le gaz à la surface par l'intermédiaire d'un puits. Comme l'hydrate de gaz n'est stable que dans certaines conditions de température et de pression, les trois techniques les plus couramment proposées sont : (i) la stimulation thermique, dans laquelle on fait chauffer l'hydrate de gaz au-delà de sa zone de stabilité; (ii) la dépressurisation, dans laquelle on fait baisser la pression dans le réservoir en deçà du point d'équilibre de l'hydrate de gaz à la température qui règne dans le réservoir; et (iii) l'injection d'un « inhibiteur », dans laquelle on injecte un produit chimique dans le réservoir afin de modifier les conditions de stabilité de l'hydrate. La dépressurisation est considérée comme la méthode de production la plus prometteuse, lorsqu'on prend en compte le coût et l'impact sur l'environnement.

Le disponibilité d'un fluide en dessous de l'hydrate et le type de fluide concerné ont une grande importance, parce que le volume d'hydrate qu'on peut évaluer à l'aide d'une technique de production comme la dépressurisation et le taux de transfert de chaleur nécessaire pour dissocier l'hydrate sont fortement affectés par la présence d'un fluide sous-jacent. Le type le plus prometteur d'hydrate de gaz semble être l'hydrate de gaz en dessous duquel se trouve du gaz libre.

*(a) Gaz libre sous-jacent :* Dans de telles conditions, la production de gaz à partir de l'hydrate peut se faire de manière semblable à ce qui se fait dans un réservoir d'hydrocarbure conventionnel, en extrayant le gaz libre sous-jacent. Cette extraction déclencherait une réduction de la pression et donc une décomposition à l'interface entre l'hydrate et le gaz libre. D'après les modèles, une portion importante de l'hydrate se décomposerait naturellement à des taux prometteurs. Il est possible que l'on puisse réaliser, techniquement parlant, la production de gaz à partir de tels « sites idéaux » dans les 10 années à venir. Il reste des incertitudes, cependant, concernant la fiabilité des modèles utilisés pour prédire le rendement des réservoirs d'hydrates, parce que ces modèles n'ont pas été confrontés à des données rassemblées sur le terrain à long terme.

*(b) Eau libre sous-jacente :* Lorsque le fluide sous-jacent est de l'eau, on peut déclencher la dépressurisation en enlevant l'eau. D'après les études effectuées, il semblerait qu'il soit techniquement faisable d'exploiter les gisements d'hydrate avec de l'eau libre sous-jacente, mais les modèles indiquent que cette exploitation serait moins intéressante sur le plan économique que pour les gisements avec du gaz libre sous-jacent.

(c) *Pas de fluide sous-jacent* : Le taux de production de gaz à partir des réservoirs d'hydrate sans fluide libre sous-jacent — c'est-à-dire des réservoirs entourés de couches sédimentaires imperméables tant au-dessus qu'en dessous — reste incertain. Certaines études semblent indiquer que, en l'absence de fluide sous-jacent, il soit nécessaire d'avoir un certain nombre d'autres facteurs favorables (dont la pression, la température et le taux de saturation en hydrate) pour qu'il soit possible d'obtenir des flux intéressants sur le plan économique à partir de ces gisements d'hydrate.

**Tests de production à Mallik** — Au Canada, les tests de production d'hydrate se sont concentrés sur le site de Mallik, qui est le seul réservoir du Canada à avoir été étudié suffisamment dans les détails pour pouvoir faire des analyses du taux et du volume de production. Les principaux résultats et les principales implications des trois programmes scientifiques internationaux à Mallik (1998, 2002 et 2006–2008) se résument ainsi<sup>3</sup> :

- L'hydrate de gaz se présente principalement sous la forme d'une substance remplissant les pores dans les sables (saturation des pores de 50 à 90 %). On n'observe que peu ou pas d'hydrate dans les sections où prédomine le silt, ce qui semble indiquer que la lithologie a une forte incidence sur la formation d'hydrate de gaz.
- La présence d'hydrate de gaz semble contribuer de façon substantielle à consolider la matrice sédimentaire, car l'hydrate lui-même renforce la structure.
- Le test de production de 2007 a été délibérément organisé sans mesures d'élimination du sable, de façon à déterminer si la réduction de la « solidité » du sédiment causée par la dissociation de l'hydrate entraînerait un influx substantiel de sédiment dans le puits. On a observé un influx substantiel de sable, ce qui a limité la durée du test à environ 24 heures.
- Le test de production de six jours en mars 2008 a été une réussite opérationnelle incontestable, avec un excellent rendement de l'équipement. (On a installé des tamis à sable de façon à retenir les sédiments à granulation grossière.) Les données brutes du test et l'interprétation détaillée des résultats restent confidentielles, mais on a obtenu un débit gazeux régulier de 2000 à 4000 m<sup>3</sup>/jour (soit 70 000 à 140 000 pi<sup>3</sup>/jour) pendant toute la durée du test et les opérations physiques se sont déroulées tout en douceur lors de la progression à trois paliers de dépressurisation.
- Le programme de recherche sur la production à Mallik de 2006–2008 a permis de valider le principe de la production d'hydrate de gaz par dépressurisation. Les tests à Mallik indiquent que l'on peut obtenir un débit gazeux régulier à partir d'un réservoir d'hydrate de gaz à dominante sablonneuse, avec des sables

---

3 Le comité d'experts tient à remercier de leur aide (qui a servi à établir les résultats fournis dans la liste) S.R. Dallimore et J.F. Wright, de la Commission géologique du Canada, et K. Yamamoto, de Japan Oil, Gas, Metals National Corporation.

saturés d'eau sous-jacents, grâce à la réduction de la pression par des trous sous la couche d'hydrate, à l'aide de technologies conventionnelles des champs pétrolifères adaptées à un système d'hydrate de gaz en milieu arctique.

**Dimension économique de la production d'hydrate de gaz** — Les études de la dimension économique de la production de gaz à partir de gisements d'hydrate sur les côtes et en haute mer sont limitées. Celles qui sont disponibles semblent indiquer que l'interaction de plusieurs facteurs rend l'exploitation d'un gisement d'hydrate plus coûteuse que celle d'un réservoir comparable de gaz naturel, parce que le réservoir d'hydrate va probablement

- avoir une production d'un taux moins élevé
- exiger une compression dès le début
- exiger des travaux plus chers pour la construction du puits, en raison des facteurs suivants :
  - (i) il produit plus d'eau et exige, par conséquent, un acheminement de cette eau à la surface pour l'éliminer
  - (ii) il exige un équipement d'injection de produits chimiques ou des dispositifs de chauffage ponctuels pour éviter la (re)formation d'hydrate et les bouchons
  - (iii) il exige l'application de techniques appropriées pour éviter la production de sable.

**Scénarios concernant le prix du gaz naturel** — L'un des facteurs cruciaux pour déterminer les perspectives d'avenir pour l'exploitation commerciale des hydrates de gaz sera la comparaison entre le coût de la production et l'éventail probable des prix du gaz sur le marché. L'Office national de l'énergie (ONE) du Canada a fait, en 2007, des prévisions concernant les prix du gaz naturel selon plusieurs scénarios en matière d'offre et de demande d'ici à 2030. L'éventail des prix prévus va d'environ 5,70 \$US par gigajoule (GJ) à 11,40 \$US/GJ, pour la livraison à Henry Hub, en Louisiane (qui constitue le point de repère pour les prix du gaz en Amérique du Nord). Si on prend en compte (a) le coût moyen du transport par canalisation de Henry Hub au concentrateur de Calgary (AECO-C) et (b) une estimation de 2,85 \$US/GJ (ou même plus) pour assurer la liaison à une éventuelle canalisation dans la vallée du Mackenzie, cela implique que les prévisions actuelles de l'ONE pour le prix du gaz correspondraient à des prix se situant

entre 1,90 \$US/GJ et 7,60 \$US/GJ aux zones potentielles d'approvisionnement dans le delta du Makenzie. (Si on suppose que le taux de change se situera à 0,90 \$US pour 1,00 \$CAN à long terme, alors les prévisions pour le prix seront approximativement de 2,15 \$CAN/GJ à 8,50 \$CAN/GJ).<sup>4</sup>

Pour le champ à Mallik, les estimations préliminaires semblent indiquer que le total des coûts de construction et d'exploitation pour la production de gaz se situerait entre 4,75 et 5,70 \$CAN/GJ pour l'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent et entre 6,20 et 9,00 \$CAN/GJ pour l'hydrate de gaz avec eau libre sous-jacente. Si on ajoute le coût des redevances, des impôts et du rendement du capital, il semblerait que le prix de ce gaz serait compétitif du moment que les prix se situent au-delà ou légèrement en dessous à la limite supérieure de l'intervalle des scénarios de l'ONE. Il est cependant indispensable de faire preuve d'une prudence considérable lorsqu'on fait des estimations du coût de la production du gaz naturel à partir de l'hydrate, en raison des grandes incertitudes techniques.

**Infrastructures de transport du gaz** — La perspective d'une extraction d'hydrate de gaz au Canada, même à moyen terme (c'est-à-dire d'ici à 20 ou 30 ans), dépend des décisions de politiques publiques prises par le gouvernement et des décisions commerciales prises par les sociétés produisant de l'énergie, qui affecteront la mise en place ou non d'infrastructures dans les régions où existent des gisements d'hydrate de gaz présentant des caractéristiques favorables à proximité des réservoirs conventionnels de gaz. (Le document de 2006 intitulé *Carte routière de la technologie des gaz non classiques*, soutient que l'absence de systèmes de transport pour acheminer le gaz naturel des exploitations d'hydrate au marché est le problème crucial auquel est confronté le développement du secteur de l'hydrate de gaz au Canada.)<sup>5</sup> Il est par conséquent peu probable qu'il y ait de nouveaux développements à Mallik ou aux

---

4 Étant donné qu'il est possible, dans une certaine mesure, de substituer le gaz au pétrole sur des périodes plus longues, on pourra s'attendre, à long terme, à avoir une certaine corrélation entre l'augmentation (ou la diminution) du prix du pétrole et l'augmentation (ou la diminution) du prix du gaz. Comme les pics récents du prix du pétrole dépassent de façon importante les gammes de prix à long terme sur lesquelles les scénarios de l'ONE s'appuient, on pourrait penser que les prix (réels) prévus par l'ONE pour 2030 sont de loin trop bas. Cependant, si l'on reconnaît qu'il y a des incertitudes tout à fait substantielles dans les prévisions, il convient de noter (a) que les conditions dans le marché intérieur en matière d'offre et de demande en gaz peuvent être très différentes de celles du marché mondial du pétrole, et que donc la corrélation entre le prix du gaz et le prix du pétrole pourrait être très différente à l'avenir de ce qu'elle a été par le passé, et (b) que le pic actuel du prix du pétrole ne reflète pas nécessairement ce qui se passera à l'avenir. Si le prix du gaz à moyen terme ou à long terme dépasse effectivement ce qu'indiquent les scénarios de l'ONE, la viabilité de la production de gaz à partir de l'hydrate augmentera, toutes choses étant égales par ailleurs.

5 Petroleum Technology Alliance of Canada. 2006. *Carte routière de la technologie des gaz non classiques*. [www.ptac.org/cbm/dl/PTAC.UGTR.pdf](http://www.ptac.org/cbm/dl/PTAC.UGTR.pdf) [consulté le 26 juin 2008].

autres sites d'hydrate de l'Arctique canadien tant que la canalisation de la vallée du Mackenzie ou un autre type semblable de canalisation pour l'accès aux sites ne sera pas en place.

Le coût de l'exploitation des ressources en hydrocarbures *en haute mer*, quant à lui, est si grand que seules quelques grandes sociétés du secteur de la production d'énergie travaillent dans ce secteur, même pour les hydrocarbures conventionnels. Les perspectives de développement au large de la côte du Pacifique au Canada sont également affectées par un moratoire général sur toutes les activités d'exploration et de développement des ressources énergétiques en haute mer. Sur la côte atlantique, les plateformes existantes sont si rares que l'absence d'infrastructures adjacentes aurait sans doute un impact important sur la rentabilité économique de la production de gaz à partir de l'hydrate.

### **Sécurité de l'approvisionnement et développement économique** —

Il y aura certes un marché de plus en plus grand pour les exportations de gaz du Canada aux États-Unis, mais ces exportations feront face à la concurrence des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Une fois qu'on aura fait des investissements majeurs en vue de permettre l'importation de GNL, il est possible que son avantage concurrentiel devienne insurmontable. Ceci semble indiquer qu'il faudrait instaurer une « prime à la sécurité » ou un autre type semblable de mesure incitative favorisant le développement de l'approvisionnement en gaz au Canada, pour que les exploitations du nord du pays et peut-être d'autres nouvelles sources de gaz puissent entrer en jeu. Il est par conséquent probable que le gouvernement ait à adopter des mesures incitatives, à tout le moins dans les premières phases, afin de favoriser le développement du secteur de l'exploitation de l'hydrate de gaz.

### **Considérations concernant la sécurité des exploitations d'hydrate de gaz** —

Les problèmes actuels de sécurité qui se rapportent à l'hydrate de gaz découlent principalement des situations où l'on rencontre de l'hydrate de gaz dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation de gisements d'hydrocarbures *conventionnels* (en haute mer et dans l'Arctique). Ces problèmes se posent lorsqu'on cible des gisements d'hydrocarbures plus profonds et qu'on essaye en fait d'*éviter* les gisements d'hydrate. Les connaissances actuelles concernant les problèmes de sécurité dans de telles situations sont principalement de nature anecdotique et on ne dispose que de quelques publications portant principalement sur les problèmes de forage rencontrés. La plupart des informations sur la sécurité dans le domaine de l'hydrate de gaz sont des informations qui sont la propriété exclusive de programmes énergétiques nationaux à l'étranger ou de l'industrie commerciale de l'énergie. Même si on prend en compte le manque de documentation à la disposition du

public, les questions de sécurité actuelles associées à la production de gaz à partir d'un réservoir d'hydrate semblent être semblables à celles qu'on rencontre lorsqu'on produit du gaz à partir d'un champ de gaz naturel conventionnel.

## **CONSIDÉRATIONS CONCERNANT L'ENVIRONNEMENT, LES COMPÉTENCES ET LES COMMUNAUTÉS**

**Considérations d'ordre environnemental** — L'extraction du gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz fait intervenir principalement des problèmes qu'elle partage avec l'exploitation des autres sources d'hydrocarbures et en particulier des gisements de gaz naturel. L'expérience passée acquise dans le développement des ressources au Grand Nord et en haute mer devrait servir de modèle.

Les fuites de méthane gazeux d'une formation contenant de l'hydrate de gaz qui résultent directement des activités de production ne seront probablement pas un problème, puisqu'il serait possible de maîtriser toute fuite importante dans un puits en cessant la dépressurisation. Une fois que la production de méthane à partir de strates contenant de l'hydrate de gaz serait achevée, on s'attendrait à ce que ces formations reviennent à leur état d'origine. Toute perte de méthane par inadvertance lors de la déstabilisation de l'hydrate se ferait au détriment de l'exploitation, tant pour des raisons économiques et environnementales que pour des raisons de sécurité. Les exploitants des puits auraient donc tout intérêt à minimiser les risques.

Même si la dissociation de l'hydrate produirait des quantités importantes d'eau, la situation est semblable à celle des procédés utilisés dans la production des autres hydrocarbures. Lorsque les hydrates de gaz sont déstabilisés, ils produisent de l'eau purifiée par l'effet de dessalure.

Certains suggèrent qu'on piège le CO<sub>2</sub> émis par la combustion de carburants fossiles dans les réservoirs d'hydrate, en remplaçant l'hydrate de méthane par de l'hydrate de CO<sub>2</sub>. Même si le concept de combinaison de l'extraction du méthane et du piégeage du CO<sub>2</sub> est attrayant, il est probable qu'il faudrait encore des décennies avant qu'on dispose d'une procédure pratique pour le réaliser. Les recherches sur les détails et les impacts de cette idée méritent cependant d'être soutenues.

**Considérations concernant les compétences** — L'exploitation de l'hydrate de gaz à l'avenir serait affectée par un certain nombre de problèmes de compétence spécifiques pour le Canada. La situation est différente selon qu'on parle de l'est, de l'ouest ou du nord. Seule la côte est dispose d'un cadre fédéral-provincial détaillé pour le développement des ressources, à savoir les accords atlantiques. Ces accords pourraient servir de cadre pour parvenir à une entente semblable pour la côte ouest. Il ne sera pas possible de développer le secteur de l'hydrate de gaz tant que les moratoires des gouvernements fédéral et provincial concernant l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte de la Colombie-Britannique n'auront pas été levés et qu'on n'aura pas mis en place un nouveau régime réglementaire. Même si les études et les rapports scientifiques émanant tant de la Colombie-Britannique que du Canada depuis 2001 ont conclu qu'il n'y avait pas de raisons scientifiques justifiant les moratoires, la suppression de ces moratoires représente des difficultés considérables en raison du scepticisme du grand public et de l'inévitable complexité du régime réglementaire requis. D'après une des études, par exemple, il y a 60 lois fédérales et 38 lois provinciales qui s'appliquent aux activités d'exploitation de ressources en haute mer.

Les arrangements concernant l'Arctique seront probablement influencés par les ententes associées au travail sur la canalisation proposée pour la vallée du Mackenzie et par le débat sur le transfert des pouvoirs aux gouvernements territoriaux. Le gouvernement fédéral accorde à l'heure actuelle une plus grande priorité aux régions de l'Arctique canadien, parce qu'elles renferment une bonne partie du potentiel du pays en matière de ressources énergétiques. De surcroît, le Canada pourrait se servir du développement et de la réglementation concernant les ressources en haute mer, y compris l'hydrate de gaz, pour consolider ses revendications concernant le territoire arctique.

**Considérations concernant l'impact sur les communautés** — Les considérations concernant le développement social, culturel et économique qui se rapportent à l'exploitation de l'hydrate de gaz au nord et en haute mer sont semblables à celles qui se rapportent à la production de gaz conventionnel dans les régions peu explorées. Même s'il faudra s'attarder sur les circonstances propres à chaque projet proposé, la production de gaz naturel à partir de l'hydrate ne semble pas soulever de problèmes sociaux ou culturels propres à *l'hydrate de gaz*, c'est-à-dire qui ne concerneraient pas les réservoirs de gaz naturel conventionnels de volume comparable. Il faut que les nombreuses leçons qu'on a pu tirer de l'expérience de développement des ressources dans des régions fragiles sur le plan environnemental et culturel et les protocoles qu'on a élaborés pour s'assurer qu'on consulte les habitants des régions concernées et qu'on respecte la loi s'appliquent également à tout projet futur d'exploitation des sources d'hydrate dans l'Arctique et en mer.

Il faut beaucoup de temps pour obtenir la collaboration des communautés et parvenir à un consensus. Pour les projets importants d'exploitation de sources d'hydrate, il pourrait falloir au moins 10 ans pour élaborer un processus acceptable et ouvert concernant la définition des connaissances scientifiques et technologiques nécessaires, la création des infrastructures nécessaires, la consultation appropriée des communautés locales et le développement du savoir et du consensus dans la région. Il faut que les organismes responsables de la planification de grands projets en matière d'hydrate de gaz soient prêts à prendre en compte de telles échéances sur la durée.

## **PERSPECTIVES POUR L'EXPLOITATION DES SOURCES D'HYDRATE DE GAZ AU CANADA**

Le Canada pourrait être bien placé parmi les chefs de file mondiaux dans le domaine de l'exploitation des gisements d'hydrate de gaz, si du moins il décide d'investir suffisamment d'argent dans l'exploration, la recherche, le développement et la production. Il faudrait que le gouvernement prenne un engagement à long terme, parce qu'il est peu probable qu'on ait une production commerciale de gaz à partir d'hydrate au Canada avant deux décennies au moins.

**Trois approches générales pour l'avenir** — Pour combler les lacunes dans les connaissances concernant le potentiel de l'hydrate de gaz, il faut que le Canada choisisse, explicitement ou implicitement, un niveau d'engagement et d'investissement. Le soutien des gouvernements — fédéral, provinciaux et territoriaux — pourrait s'appuyer sur l'une des trois approches générales suivantes :

- **Recherche seulement** : Le Canada pourrait continuer à faire des recherches scientifiques sur l'hydrate de gaz, tout en laissant, du moins dans un avenir prévisible, le soin de développer l'exploitation de l'hydrate de gaz en tant que ressource à d'autres pays, qui ont des besoins plus urgents en matière de sources d'énergie de substitution.
- **Recherche et développement limités** : Le Canada pourrait consacrer beaucoup plus de fonds et d'efforts qu'à l'heure actuelle à la recherche et au développement dans le domaine de l'hydrate de gaz dans les « sites idéaux », afin de mieux comprendre cette ressource et d'acquérir le savoir-faire nécessaire pour pouvoir extraire et traiter la ressource, tout en laissant à d'autres pays le soin de se lancer dans de grands projets de développement. Cette approche permettrait de tenir compte du fait que l'hydrate de gaz ne représente qu'une des sources possibles d'énergie à l'avenir au Canada qui exigent un financement en recherche et développement jusqu'à qu'on ait mieux défini le mérite relatif de chacune d'entre elles.

- **Projets majeurs ciblés de recherche et développement** : Le Canada pourrait se décider à faire de véritables efforts afin de devenir un chef de file international en développement de l'hydrate de gaz, en faisant de l'exploitation de l'hydrate une priorité nationale. Ces efforts exigeraient non seulement des investissements très importants, mais également des activités stratégiques ciblées de R-D, des mesures facilitant le développement des infrastructures et l'élaboration de programmes de formation. Une telle approche reviendrait à considérer que l'hydrate de gaz est l'une des meilleures options pour assurer la transition vers un avenir dans lequel les émissions de carbone seront nettement moins importantes et la sécurité énergétique de l'Amérique du Nord sera mieux garantie.

La première approche (recherche seulement) répondrait au besoin qu'éprouve le Canada de mieux comprendre son territoire et ses ressources physiques. Elle signifierait cependant que le Canada perdrait l'occasion d'être à l'avant-garde de ce qui pourrait devenir un développement majeur dans le monde. La seconde approche (recherche et développement limités) présente certains risques sur le plan financier et ces risques sont vraiment importants pour la troisième (projets majeurs ciblés de recherche et développement). On pourrait envisager la troisième approche comme un prolongement possible de la deuxième, puisqu'il faudra beaucoup de travail préparatoire avant de pouvoir s'engager dans la voie de l'exploitation commerciale. Si le Canada décide de négliger complètement le secteur des hydrates de gaz, il risque d'adopter des approches plus dommageables pour répondre à ses besoins énergétiques et pourrait perdre face à la concurrence d'autres pays, à tel point peut-être qu'on pourrait voir d'autres pays exploiter les ressources canadiennes. D'un autre côté, à mesure que le phénomène du changement climatique prend de l'ampleur, il est possible que les Canadiens décident de considérer que les sources d'énergie à base de carbone sont inacceptables.

**Mesures que le Canada pourrait prendre** — Étant donné la grande incertitude et les grands risques associés au potentiel commercial de l'hydrate de gaz, il faudrait que le gouvernement fédéral apporte un financement important ou bien assume certains risques pour ce qui est de bon nombre des activités suivantes, que nous proposons à titre d'exemples de ce qu'on pourrait faire et qui sont présentées en gros en allant de l'aspect de la recherche à celui de l'exploitation commerciale :

- entreprendre des études géologiques, géophysiques et géochimiques afin de mieux définir l'étendue, la géographie, la qualité et le potentiel de récupération des ressources en hydrate de gaz du Canada.
- participer plus pleinement aux occasions de collaboration internationale dans la recherche sur l'hydrate de gaz.

entreprendre un vaste éventail de recherches fondamentales et appliquées afin de mieux comprendre les problèmes environnementaux liés à l'exploitation de l'hydrate de gaz

- soutenir la R-D sur tous les aspects de la technologie de l'extraction de l'hydrate de gaz.
- encourager les entreprises du secteur privé à rassembler et à présenter les données sur la présence et la géographie des gisements d'hydrate de gaz dans le cadre de leurs activités de forage traversant des formations d'hydrate de gaz.
- mettre en évidence les possibilités d'élaboration de nouvelles technologies pour l'hydrate de gaz en ce qui concerne les instruments, le forage et le traitement sur les côtes, afin de créer des possibilités d'exportation de technologies.
- soutenir les initiatives d'éducation et de formation en vue de former un personnel disposant des compétences et du savoir-faire pertinents dans le domaine de l'hydrate de gaz.
- mettre l'hydrate de gaz à l'ordre du jour dans les discussions en cours sur le développement communautaire dans les communautés côtières et les communautés du nord et avec les peuples autochtones.
- entreprendre un ou deux projets majeurs de démonstration de la production ou de tests pour renforcer le savoir-faire que possèdent déjà les ingénieurs et les scientifiques — Par exemple, après avoir étudié les résultats du projet de 2006–2008 à Mallik, le Canada pourrait lancer, de préférence à nouveau en collaboration avec des partenaires internationaux et avec l'industrie, un nouveau programme à Mallik, avec de nouveaux objectifs, afin de prolonger les leçons tirées des programmes antérieurs.
- collaborer avec les provinces et les territoires en vue d'établir des systèmes de taxation et d'autres mesures permettant de garantir : (a) que l'exploitation des ressources en hydrate de gaz soit régie par des règles claires; et (b) que les zones concernées en tirent elles-mêmes des avantages, qui aideront les communautés locales et contribueront à développer les technologies des énergies renouvelables et le piégeage des gaz à effet de serre.
- évaluer les coûts différentiels, les risques et les avantages relatifs de l'inclusion de l'extraction de l'hydrate de gaz, avant de décider si on va poursuivre les projets d'extraction de gaz naturel conventionnel au Grand Nord et au large des côtes est et ouest.

## **RÉSUMÉ DE LA RÉPONSE DU COMITÉ D'EXPERTS À LA QUESTION**

La réponse du comité à la question globale peut se résumer en répondant aux trois sous-questions qui faisaient partie de la tâche attribuée au comité d'experts :

### **Quelle proportion du total des réserves canadiennes (d'hydrate de gaz) est-il possible d'extraire de façon rentable?**

Il est impossible, au moment présent, de fournir une évaluation exacte de l'étendue des ressources exploitables en hydrate de gaz du Canada. Le mieux que l'on puisse dire, c'est que ces ressources sont potentiellement vastes, peut-être même d'un ordre (ou de plusieurs ordres) de grandeur plus vaste que les ressources en hydrocarbures conventionnels. Les informations disponibles semblent indiquer que l'on trouve de l'hydrate de gaz sous les régions côtières de l'ouest, du nord et de l'est du Canada et qu'on trouve également des quantités importantes d'hydrate de gaz sous le pergélisol de l'Arctique. Les gisements d'hydrate de gaz les plus attrayants sont ceux qui se trouvent dans le sable sous le pergélisol. On ne sait pas quelle proportion du total des ressources en hydrate de gaz ces gisements les plus attrayants représentent.

L'exploitation de l'hydrate de gaz se fera probablement alors que l'extraction de gaz conventionnel se poursuivra ou que les gisements de gaz conventionnel seront épuisés dans les puits de forage du nord (par exemple dans le delta du Mackenzie) ou en haute mer, en construisant des puits aux endroits où l'on aura trouvé de l'hydrate de gaz lors des forages initiaux. La rentabilité de l'extraction de l'hydrate de gaz dépendra de l'élaboration plus avancée de moyens de production efficace, mais aussi des mêmes facteurs imprévisibles qui toucheront la rentabilité à venir de l'extraction du gaz naturel conventionnel. Dans certaines circonstances et avec des investissements substantiels, l'hydrate de gaz pourrait devenir une source importante d'énergie pour le Canada à l'avenir. Cependant, il est également possible que d'autres solutions s'avèrent plus attrayantes sur le plan économique et environnemental, à un point tel que l'hydrate de gaz ne pourrait pas leur faire concurrence dans un avenir prévisible.

### **Quels sont les besoins sur le plan scientifique et technologique pour pouvoir utiliser sans risque l'énergie issue des hydrates de gaz?**

Sous réserve de la confirmation qu'apportera l'expérience de la production à long terme, il ne semble que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz ne présente pas de problèmes de sécurité importants autres que ceux qu'on rencontre et qu'on gère déjà dans le cadre de la production de gaz naturel conventionnel, aussi bien sur les côtes qu'en haute mer.

### **Quelles sont les considérations d'ordre environnemental se rapportant à l'utilisation ou à la non-utilisation de cette ressource?**

Du point de vue environnemental, le gaz, une fois qu'il est produit à partir de l'hydrate de gaz, est essentiellement identique au gaz naturel conventionnel. Par conséquent, l'utilisation de l'hydrate de gaz déboucherait sur des émissions de dioxyde de carbone (gaz à effet de serre) lorsque le gaz sert de carburant. À moyen terme, le gaz pourrait remplacer le pétrole ou le charbon dans certaines utilisations (parce que ces carburants fossiles émettent plus de gaz à effet de serre par unité d'énergie), mais il y a un consensus de plus en plus large sur le fait que, à long terme, il faudra mettre fin à l'utilisation des carburants fossiles ou bien prendre des mesures importantes de capture et de piégeage du carbone.

Il est possible que les hydrates de gaz qui se trouvent dans la terre se réchauffent du fait du changement climatique, à tel point qu'ils deviennent instables et se dissocient, ce qui produirait du méthane, lequel accélérerait encore à son tour le réchauffement climatique. Malgré que le méthane que renferme l'hydrate de gaz dans les fonds marins se dissocie sous l'influence du réchauffement planétaire au cours du siècle présent, il est cependant possible que l'hydrate de gaz qui se trouve sous le pergélisol soit affecté par le réchauffement dans certains endroits spécifiques. Dans un tel cas, on s'attendrait à ce que la production de méthane se fasse dans la durée plutôt que de façon abrupte. L'exploitation potentielle de l'hydrate de gaz ne pourrait pas contribuer à réduire de façon sensible ce risque, parce qu'elle n'extraierait et ne convertirait qu'une fraction minuscule de la quantité totale d'hydrate et que cela n'aurait qu'un impact négligeable sur la quantité globale d'hydrate de gaz et sur la production de méthane qui pourrait découler, à terme, de la déstabilisation naturelle des gisements d'hydrate de gaz.

## 1. INTRODUCTION ET TRAVAIL DEMANDÉ AU COMITÉ D'EXPERTS

L'hydrate de gaz naturel<sup>6</sup> est une source potentiellement vaste d'énergie de la catégorie des hydrocarbures qui n'est, à l'heure actuelle, pas exploitée. Les hydrates de gaz sont des structures semblables à des cages, composées de molécules d'eau entourant des molécules de gaz — principalement de méthane. Le méthane est le principal composant du gaz naturel, lequel constitue une source importante d'électricité et de chaleur dans l'industrie et les habitations résidentielles, ainsi qu'une matière première dans le domaine chimique. Le gaz naturel représente à l'heure actuelle environ 30 pour cent de l'approvisionnement énergétique primaire au Canada.

Les hydrates de gaz sont présents en quantité abondante dans le monde. Ils se forment lorsque l'eau et le gaz naturel se combinent, dans des conditions de température suffisamment basse et de pression suffisamment élevée, par exemple dans les régions couvertes de pergélisol et dans les sédiments sous les fonds marins. D'après certaines estimations, la quantité totale de gaz naturel sous forme d'hydrates pourrait dépasser la quantité totale de gaz naturel en provenance de toutes les sources conventionnelles et même la quantité totale d'énergie que représentent l'ensemble des hydrocarbures, si on combine le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Au Canada, nous savons qu'il existe de l'hydrate de gaz au large des côtes ouest, nord et est, ainsi que sous les terres couvertes de pergélisol. Le gaz issu de l'exploitation des gisements d'hydrate de gaz pourrait donc représenter une nouvelle source potentiellement vaste d'énergie, qui permettrait de compenser la diminution des réserves de gaz naturel conventionnel en Amérique du Nord; il pourrait aussi offrir une plus grande sécurité sur le plan énergétique à des pays comme le Japon et l'Inde, dont les ressources intérieures sont limitées.

Il y aurait des problèmes complexes à examiner si on voulait que les hydrates de gaz jouent un rôle important dans l'avenir du Canada et du reste du monde sur le plan énergétique<sup>7</sup>. Ces problèmes découlent des inconnues concernant la ressource elle-même. De quelle quantité dispose-t-on? Où cette ressource se situe-t-elle, dans

---

6 Dans le présent rapport, le comité d'experts fait généralement référence à *l'hydrate de gaz* au singulier, mais utilise à l'occasion la forme plurielle (*les hydrates*), dans les cas où il veut souligner la multiplicité des types d'hydrate ou des lieux dans lesquels on trouve de l'hydrate.

7 L'organisme ayant commandé l'évaluation n'a pas demandé au comité d'experts de faire des recommandations. Nous fournissons par conséquent, dans ce rapport, des informations dont nous nous attendons à ce qu'elles soient utiles pour répondre aux questions que se pose le gouvernement du Canada, mais nous ne traitons pas la question de savoir si le Canada devrait oui ou non faire de l'hydrate de gaz une composante importante de sa politique énergétique à l'avenir.

quelles concentrations et dans quels types de milieux géologiques? Quelle serait la meilleure forme de production de gaz à partir de cette ressource? Ce sont ces questions relevant de la physique et du génie qui, dans leur entrecroisement avec des considérations concernant l'avenir économique, les politiques environnementales et les préoccupations concernant l'impact sur les communautés, détermineront la possibilité de produire ou non du gaz naturel à partir des hydrates et les lieux où cette production sera possible.

Pour mieux comprendre toutes ces questions et se constituer ainsi une meilleure base d'informations en vue d'élaborer des politiques concernant la possibilité d'utiliser les hydrates de gaz comme source d'énergie au Canada à l'avenir, Ressources naturelles Canada (RNCan) a demandé au Conseil des académies canadiennes de constituer un comité d'experts chargé de répondre à la question suivante : « *Quels sont les défis à surmonter pour établir des opérations acceptables d'extraction des hydrates de gaz au Canada?* ».

Le présent rapport répond à cette question et a pour but de fournir des informations et des analyses qui aideront le gouvernement à déterminer les priorités en matière de recherche et d'élaboration de politiques publiques se rapportant à l'hydrate de gaz. La tâche du comité d'experts n'était pas de fournir des recommandations explicites en matière de politiques publiques, mais plutôt d'évaluer les connaissances actuelles concernant les questions qui ont de la pertinence vis-à-vis des choix qu'il pourrait y avoir à faire en matière de politiques publiques.

La structure du rapport est la suivante. Le chapitre 2 présente un survol des informations contextuelles pertinentes : informations scientifiques de base; perspectives à moyen terme concernant l'offre et la demande en gaz naturel dans les marchés; enjeux environnementaux d'ordre général se rapportant à l'hydrate de gaz à l'état naturel et en tant que carburant; et vue d'ensemble de la contribution apportée par le Canada dans le domaine des connaissances relatives à l'hydrate de gaz dans le contexte des activités de recherche en cours dans la communauté internationale.

En plus de la question principale citée ci-dessus, le comité d'experts s'est également vu poser trois questions subsidiaires. La première de ces trois questions était la suivante : « *Quelle proportion du total des réserves canadiennes (d'hydrate de gaz) est-il possible d'extraire de façon rentable?* » Pour répondre à cette question, les chapitres 3 et 4 décrivent ce que nous savons à l'heure actuelle et ce qu'il faudrait savoir pour pouvoir délimiter et mieux quantifier la ressource, ainsi que les techniques qu'on envisage à l'heure actuelle pour extraire le gaz de l'hydrate de gaz. Les connaissances actuelles ne permettent pas de faire d'estimation des « réserves » d'hydrate de gaz au sens technique du terme, parce que, dans l'industrie de l'énergie, ce terme de « réserves »

ne s'applique qu'aux accumulations de ressources qui sont soit en cours de production, soit en cours d'exploitation, soit sur le point de faire l'objectif de travaux d'exploitation.

Le comité avait également pour tâche de répondre à deux autres questions subsidiaires : « *Quels sont les besoins sur le plan scientifique et technologique pour pouvoir utiliser sans risque l'énergie issue des hydrates de gaz?* » et « *Quelles sont les considérations d'ordre environnemental se rapportant à l'utilisation ou à la non-utilisation de cette ressource?* » Ces questions, ainsi que d'autres questions apparentées, sont abordées aux chapitres 4 et 5, où nous discutons des points suivants : problèmes potentiels de sécurité relatifs à la dissociation de l'hydrate de gaz lors des opérations de forage ou à la diffusion de gaz dans l'atmosphère; problèmes environnementaux associés aux fuites potentielles de méthane dans l'atmosphère et à la grande quantité d'eau produite lors de la dissociation de l'hydrate de gaz; et questions relatives aux compétences et aux communautés locales qu'il faudrait résoudre pour pouvoir procéder à l'exploitation commerciale de l'hydrate de gaz.

Le chapitre 6 présente une discussion récapitulative sur les forces et faiblesses relatives du Canada dans le secteur et sur la question de savoir si le Canada est bien placé pour profiter du développement potentiel de l'hydrate de gaz. Nous incluons des observations concernant les mesures que le Canada pourrait prendre pour combler les lacunes qu'il est le plus urgent de combler dans les connaissances actuelles et réduire ainsi les incertitudes considérables qui entourent à l'heure actuelle l'hydrate de gaz en tant que source potentiellement importante d'énergie à l'avenir.

La conclusion du rapport, au chapitre 7, reprend les principaux messages et fournit une description récapitulative des réponses du comité d'experts aux questions qui lui ont été posées.

Le comité de 13 experts rassemblé pour préparer ce rapport comprend neuf membres qui sont spécifiquement des experts du domaine des hydrates de gaz et quatre membres qui ont des connaissances plus générales, ce qui a permis d'élargir la perspective globale sur la question. Neuf des membres du comité sont originaires du Canada et quatre des États-Unis. Ils ont tous rempli leurs fonctions à titre volontaire et ont suivi les procédures du CAC visant à garantir qu'il n'y ait pas, chez les membres des comités d'experts, de conflits d'intérêts susceptibles d'affecter l'objectivité de leur travail.

Le comité s'est rencontré dans son ensemble à quatre reprises et il y a également eu des rencontres séparées des principaux auteurs de chaque chapitre, ainsi que des téléconférences organisées fréquemment et d'autres formes de communication

entre les membres des sous-groupes du comité. Au cours de sa première réunion, le comité a rencontré des représentants des principaux ministères concernés au gouvernement du Canada, afin de clarifier son mandat et d'élargir ses préoccupations à des questions d'ordre environnemental, judiciaire et social.

## **2. SURVOL DES HYDRATES DE GAZ – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS CONTEXTUELS**

La viabilité de l'hydrate de gaz en tant que source d'énergie à l'avenir dépend tout d'abord de la question de savoir si la concentration de la ressource et les conditions géologiques dans lesquelles elle se manifeste permettront de produire des quantités de gaz importantes sur le plan commercial à un coût suffisamment faible. Pour prouver la viabilité technique et économique de cette ressource, il faudra des travaux supplémentaires d'exploration et de délimitation et des tests de production à long terme, combinés à des travaux de recherche et de développement (R-D) en génie, afin de mieux comprendre et d'améliorer le processus d'extraction du gaz naturel de la matrice de l'hydrate. S'il est possible de relever ces défis, les investissements commerciaux dans la production d'hydrate de gaz ne se manifesteront que si l'on dispose de l'infrastructure de transport nécessaire pour livrer le gaz aux marchés auxquels il est destiné et si les perspectives concernant le prix du gaz par rapport au coût de la production et de la livraison font de l'hydrate de gaz une option compétitive par rapport aux autres investissements qui sont à la disposition des sociétés d'énergie, éventuellement avec l'aide de mesures incitatives du gouvernement. Enfin, si le principe de la production est justifié sur le plan commercial, il convient de ne se lancer dans l'exploitation de la ressource que s'il est possible de remplir les conditions nécessaires sur le plan environnemental et dans les autres domaines de la réglementation et de la fiscalité et s'il est possible de prendre en compte les intérêts des intervenants concernés — et en particulier des communautés affectées.

Nous abordons ces différents points, dans la mesure où les connaissances actuelles le permettent, dans les chapitres qui suivent. La fonction de ce chapitre de survol est de définir le contexte selon les axes suivants : (a) concepts scientifiques de base concernant la nature et la formation de l'hydrate de gaz; (b) perspectives à long terme concernant l'offre et la demande en énergie, avec un accent tout particulier sur les perspectives pour le gaz naturel, dont le prix aura une forte influence sur le potentiel de développement des projets d'hydrate de gaz; (c) implications environnementales à grande échelle de l'exploitation de l'hydrate de gaz en tant que source d'énergie dans le contexte du changement climatique; et (d) compte rendu rapide des contributions du Canada dans le domaine des connaissances relatives à l'hydrate de gaz, avec un résumé de bon nombre des principales activités entreprises de par le monde.

## **2.1 CONNAISSANCES DE BASE CONCERNANT L'HYDRATE DE GAZ – REMARQUES INTRODUCTIVES CONCERNANT LA NATURE ET LA FORMATION DES HYDRATES DE GAZ**

L'hydrate de gaz naturel se forme dans des conditions de pression élevée et de température basse, lorsque l'eau se combine aux gaz naturels pour former une substance solide semblable à de la glace. Les hydrates de gaz sont des composés cristallins découlant de l'empilement en trois dimensions (3D) de « cages » remplissant l'espace (voir la description des trois types de structure pour l'hydrate de gaz dans l'encadré n° 1). La nature compacte de la structure de l'hydrate fait que le gaz est « emballé » de façon très efficace. Le volume de l'hydrate de gaz est multiplié par un facteur de 150 à 170 lorsqu'il se dégage sous forme de gaz, à pression normale et à température ambiante (c'est-à-dire à une pression de 101,3 kPa et à 20 °C). Ainsi, un mètre cube d'hydrate de gaz à l'état solide produit entre 150 et 170 m<sup>3</sup> (soit entre 5300 et 6000 pi<sup>3</sup>) de gaz naturel lorsque l'hydrate « fond ». À l'échelle macroscopique, les propriétés mécaniques de l'hydrate de gaz sont semblables à celles de la glace, parce que la masse de l'hydrate de gaz est constituée d'eau à environ 85 pour cent. L'hydrate de gaz ressemble à de la glace, mais il ne se comporte pas comme de la glace : par exemple, il brûle lorsqu'on y met le feu avec une allumette. (Autrement dit, il est combustible, parce que le méthane qu'il contient brûle.)

Le gaz contenu dans l'hydrate de gaz d'origine naturelle se forme lors de l'altération microbienne ou thermique de la matière organique sous le plancher océanique ou sous le pergélisol, qui dégage du méthane et d'autres produits gazeux (dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène, éthane et propane). Il existe certains éléments d'information indiquant que, dans un nombre limité de contextes, le gaz des hydrates de gaz pourrait également provenir de sources thermogéniques au sein de sédiments enfouis plus profondément. Tous ces gaz peuvent être emprisonnés dans des cages d'hydrate, mais c'est le méthane qui est, de loin, le gaz le plus prédominant dans les hydrates de gaz, ce qui explique qu'on y fait souvent référence au moyen de l'expression « hydrates de méthane »

Les chimistes sont au courant de l'existence des hydrates de gaz depuis près de 200 ans, mais pendant les 130 premières années, ils ne les ont traités que comme des curiosités de laboratoire. L'industrie gazière et pétrolière n'a commencé à s'y intéresser que dans les années 1930, lorsque l'on a découvert que la formation d'hydrate de gaz dans les canalisations pouvait entraîner des blocages problématiques. Ce sont des scientifiques russes qui, les premiers, ont avancé l'idée, à la fin des années 1960, que l'hydrate de gaz pouvait exister à l'état naturel dans des gisements en haute mer et sur les côtes (Makogon and Medovskiy, 1969; Makogon *et al.*, 1971; Trofimuk *et al.*, 1973). Au début des années 1970, les scientifiques occidentaux ont conclu qu'il existait de l'hydrate de

gaz sous le pergélisol et dans les sédiments marins (Stoll *et al.*, 1971; Bily et Dick, 1974). De surcroît, les scientifiques des expéditions de forage océanique à grande profondeur ont confirmé que l'hydrate de gaz existait à l'état naturel dans les sédiments des grands fonds marins, le long des marges continentales extérieures (Paull *et al.*, 1996; Tréhu *et al.*, 2003; Riedel *et al.*, *Proceedings of the ODP*, 2006).

### Zone de stabilité des hydrates

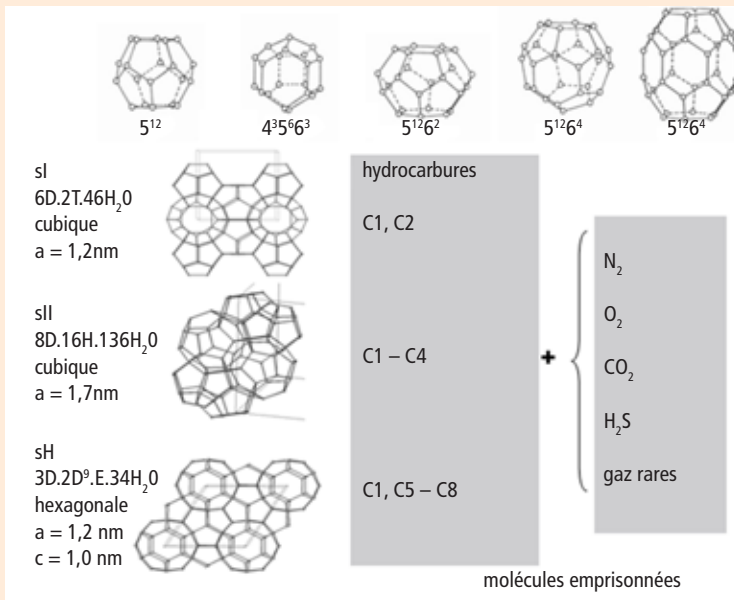
Les expériences en laboratoire ont permis de montrer que la stabilité de l'hydrate de gaz dépendait principalement de la température et de la pression, la composition chimique jouant également un certain rôle. Les premières découvertes d'hydrate de gaz existant à l'état naturel dans les océans ont permis de corroborer ces observations. Les forages des programmes de recherche dans les grands fonds ont permis d'extraire des échantillons de sédiments contenant de l'hydrate de gaz pour les étudier sur les navires et en laboratoire (Davidson *et al.*, 1986; Tulk, Radcliffe *et al.*, 1999; Tulk, Wright *et al.*, 1999; Lu, Dutrisac *et al.*, 2005; Lu, Moudrakovski *et al.*, 2005; Ripmeester *et al.*, 2005; Lu *et al.*, 2007; Udachin *et al.*, 2007). Lorsqu'on a remonté les premières carottes à bord des navires, cependant, elles se sont autodétruites du fait de la dépressurisation.

#### **Encadré n°1 — Trois types de structure pour l'hydrate de gaz**

Les hydrates de gaz sont des structures appelées *clathrates* (des mots grecs et latins pour « structure en forme de cage ») renfermant des molécules qui sont emprisonnées dans des cages. Chaque cage contient des molécules d'eau à liaison hydrogène et renferme généralement une seule molécule de gaz (voir figure). Les molécules de gaz emprisonnées sont nécessaires pour stabiliser le cristal du clathrate, même à des températures supérieures à la température de fusion de la glace, parce que la structure de la cage est instable quand elle est vide.

Les hydrates de gaz peuvent se former en présence de molécules de gaz d'une taille allant de 0,48 à 0,90 nanomètres (1 nm =  $10^{-9}$  m). Il existe trois types de structure distincts : les structures I, II et H, aussi appelées sI, sII et sH. En règle générale, la structure formée dépend de la taille des plus grosses molécules de gaz présentes. La relation entre la structure et la taille présente des complexités considérables; par exemple, le méthane et l'éthane forment, individuellement, un hydrate sI, mais dans certaines combinaisons ils forment aussi un hydrate sII. Les structures rencontrées dans la nature sont le reflet de la composition du gaz naturel, l'abondance de chaque type de structure dépendant de la quantité relative de chaque molécule d'hydrocarbure déterminant la structure obtenue.

Dans les sédiments qui ne produisent que du méthane biogénique, c'est la structure sI qui prédomine et cette structure correspond effectivement à la ressource en hydrate de gaz en milieu marin de loin la plus répandue. Les matières produites par « craquage » thermique de composés carbonés organiques enfouis plus profondément et transportés dans des zones de stabilité pour les hydrates de gaz peuvent contenir un éventail plus large d'hydrocarbures, en plus du méthane. La présence de quantités importantes de propane et de butane entraîne la formation de structures sII, tandis que la présence en petites quantités de molécules d'hydrocarbures plus grandes entraîne la formation de structures sH. Cette dernière structure est apparentée, sur le plan structurel, à sII et les deux formes d'hydrates de gaz se trouvent souvent associés étroitement l'une à l'autre, même si elles sont parfois difficiles à différencier.



(Ripmeester, 2007)

Figure reproduite avec l'autorisation de John Ripmeester.

### Système minéral de l'hydrate de gaz naturel

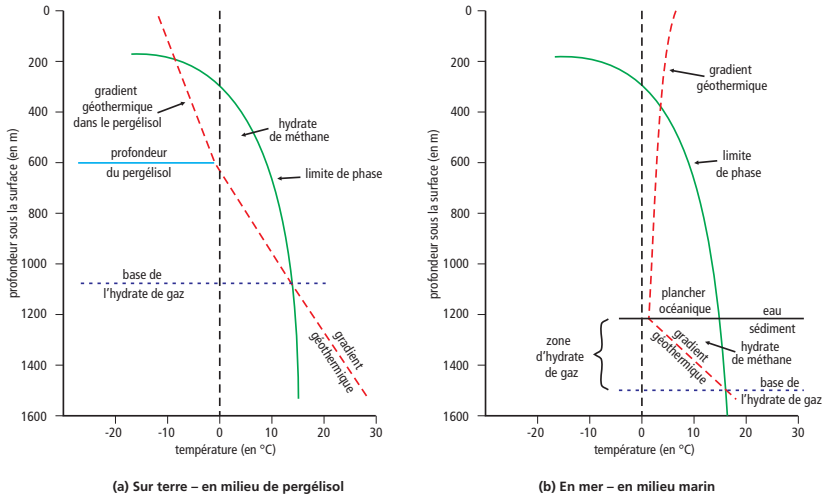
Première ligne – Cages qui se forment dans les structures d'hydrate de gaz en milieu naturel. En dessous de cette première ligne, on montre les trois types de structure observées pour l'hydrate de gaz dans la nature — structures I, II et H — et leurs structures tridimensionnelles. On montre les types d'hydrocarbures emprisonnés, ainsi que d'autres gaz naturels qui peuvent se retrouver dans les hydrates de gaz, habituellement à titre de composantes minoritaires (Ripmeester, 2007).

Les conditions de pression et de température dans lesquelles l'hydrate de gaz est stable existent dans les régions de pergélisol et sous la surface (et à la surface) des fonds marins sur les pentes continentales partout dans le monde. Les réservoirs potentiels d'hydrate de gaz sont des réservoirs de gaz peu profonds, à une profondeur généralement largement inférieure à 1 000 m, ce qui est à comparer aux réservoirs profonds d'hydrocarbures, qui sont à une profondeur généralement supérieure à 1 000 m. Les zones de stabilité pour l'hydrate de gaz, à la fois dans les environnements arctiques et marins, sont représentées dans la figure 2.1. La courbe continue (en vert) décrit les combinaisons de température et de pression dans lesquelles l'hydrate de gaz est stable<sup>8</sup>. Pour toutes les combinaisons de température et de pression à gauche des limites de cette phase — c'est-à-dire lorsque les températures sont plus faibles ou que les pressions sont plus élevées — l'hydrate de gaz est stable. La limite exacte dépend du type d'hydrate de gaz — c'est-à-dire varie selon qu'il s'agit d'une structure sI, sII ou sH<sup>9</sup>. La température augmente avec la profondeur quand on se situe en dessous de la surface de la terre ou de la surface du fond de la mer. Ce gradient géothermique est représenté sous la forme des lignes pointillées dans la figure 2.1. À mesure qu'on s'enfonce, le profil de température augmente et il finit par couper la frontière de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz. Cette intersection définit donc la limite de profondeur inférieure à laquelle l'hydrate de gaz peut se former dans la nature, c'est-à-dire la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz. Inversement, à mesure qu'on remonte (sous la surface du sol ou du plancher océanique), la pression diminue. La pression finit par diminuer au point que l'hydrate de gaz ne peut plus rester stable à la température qui règne dans la zone. L'intersection entre le gradient géothermique et la courbe de stabilité correspond à la limite supérieure de la couche d'hydrate de gaz. Ceci peut se produire, dans les milieux marins, au sein même de la colonne d'eau, comme dans le cas présenté dans la figure 2.1(b). L'hydrate de gaz flotte dans l'eau, ce qui veut dire que, s'il se forme dans la colonne d'eau, il va probablement remonter, par flottaison, jusqu'à une profondeur à laquelle il n'est plus stable et où il va alors se dissocier (« fondre »). La limite supérieure effective de la zone d'hydrate de gaz peut être calculée à l'aide des informations concernant la température et la pression de la subsurface et des connaissances dont on dispose concernant la composition du gaz emprisonné dans l'hydrate de gaz.

---

8 La pression est représentée indirectement dans la figure 2.1 par la profondeur — sous terre ou sous la mer — et augmente à mesure qu'on descend dans le schéma.

9 La zone de stabilité température-pression pour l'hydrate de type sII ou sH est beaucoup plus grande que pour l'hydrate de type sI. Pour toutes les structures d'hydrate de gaz, les conditions de stabilité sur le plan de la pression et de la température dépendent également de l'incorporation d'autres petites molécules de gaz, comme l'azote, le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone. Dans bon nombre des ouvrages sur les hydrates de gaz, les références à la « zone de stabilité de l'hydrate » ne correspondent en fait qu'à la zone de stabilité pour l'hydrate de méthane de structure sI.



(Collett, 2002)

Figures modifiées et reproduites avec l'autorisation de Timothy Collett.

**Figure 2.1**  
**Zones de stabilité de l'hydrate de gaz**

### Régions de pergélisol

Dans l'exemple de la figure 2.1(a), la zone de stabilité potentielle de l'hydrate de méthane a une épaisseur d'environ 890 m. Si l'on suppose qu'on a un gradient de pression hydrostatique, on peut en principe calculer la zone de stabilité selon la méthode qui suit. Tout d'abord, on fait une projection du profil de température sous le sol jusqu'à la base supposée de pergélisol, à environ 600 m dans l'exemple fourni. Le profil de température coupe la courbe de stabilité de l'hydrate de méthane à 100 pour cent à environ 200 m, ce qui correspond à la limite supérieure de la zone de stabilité. On fait une projection du gradient géothermique à partir de la base du pergélisol, à environ 600 m, qui coupe la courbe de stabilité de l'hydrate de méthane à 100 pour cent à environ 1 090 m dans cet exemple. Cela nous donne la limite inférieure de la zone de stabilité. La zone de stabilité se situe donc entre 200 m et 1 090 m, ce qui correspond à une épaisseur de 890 m dans cet exemple.

### Milieux en eaux profondes

Dans l'exemple de la figure 2.1(b), l'hydrate de méthane serait stable en dessous de 400 m environ, mais comme la profondeur de l'eau est de 1 200 m, l'hydrate se trouvera au niveau du plancher océanique ou en dessous, à 1 200 m. La zone de stabilité ira jusqu'à une profondeur d'environ 1 500 m, soit 300 m sous le fond de la mer. À cette profondeur, le gradient géothermique coupe la courbe de stabilité de l'hydrate de méthane.

En pratique, le calcul de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz est plus complexe que dans les descriptions schématiques ci-dessus. Les frontières de la phase (c'est-à-dire les courbes solides de la figure 2.1) dépendent également de la salinité de l'eau interstitielle et de la composition du gaz (Sloan et Koh, 2007). Les sels sont exclus de la structure cristalline, mais font augmenter, à une température donnée, la valeur de la pression d'équilibre pour la formation de l'hydrate de gaz (ce qui inhibe la formation de l'hydrate de gaz). La limite de la phase dans la figure 2.1 serait donc plus à gauche. Le degré d'inhibition dépend du type des sels présents et de leur concentration. Selon la quantité d'hydrocarbures plus complexes, les conditions pourraient favoriser la formation d'hydrates de structure sII ou sH, qui sont stables à des températures plus élevées et peuvent donc se former à des profondeurs plus grandes que l'hydrate de méthane de type sI.

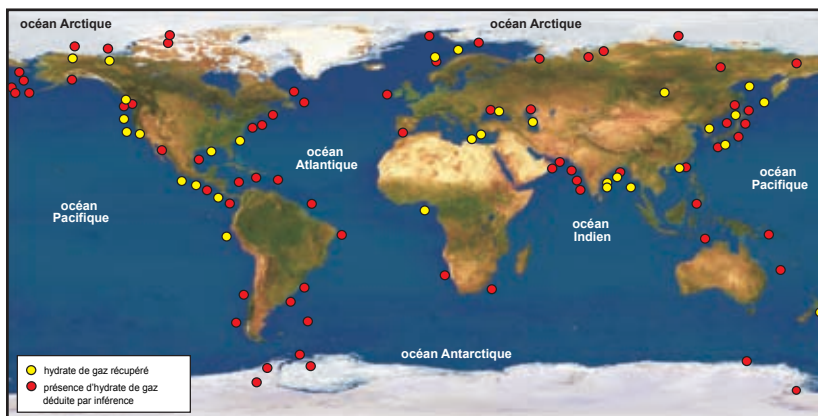
### **Encadré n°2 — Réflecteur de simulation du fond**

La base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz représente la frontière entre les sédiments contenant de l'hydrate de gaz et la couche de sédiments qui se trouve en dessous et qui contient du gaz libre. Une telle transition, quand elle est présente, engendre un vif contraste sur le plan de l'impédance acoustique, qui fait que les ondes sismiques sont réfléchies vers le haut. Cette « réflexion sismique » suit généralement la base de la zone de stabilité, à une certaine profondeur en dessous du fond de la mer. Elle traverse les plans de litage et imite la topographie du fond de la mer. On parle donc de réflecteur de simulation du fond (RSF). On a pu se servir de ces anomalies dans les sondages sismiques pour déduire la présence d'hydrate de gaz sur les marges continentales en mer (comme l'expliquent Kvenvolden, 1993; Collett, 2002). On a ainsi pu mettre en évidence des RSF à des profondeurs allant jusqu'à 1 100 m au-dessus du fond de la mer. Le consensus dans la communauté scientifique à l'heure actuelle est cependant que les RSF ne devraient être considérés que comme des signes positifs de la présence d'hydrate de gaz dans telle ou telle zone et non comme des outils permettant d'établir les quantités d'hydrate de gaz présentes.

Le milieu géologique joue également un rôle important. Lorsqu'on a un sable dont la porosité est élevée, par exemple, cela augmente la probabilité de trouver des gisements d'hydrate de gaz concentré. Les argiles à faible perméabilité, en revanche, réduisent le potentiel de formation d'hydrate de gaz concentré. Les systèmes à fracture peuvent également contenir des quantités importantes d'hydrate de gaz, comme dans les griffons froids (expédition 311 de l'IODP [Integrated Ocean Drilling Program]) et les réservoirs fracturés (expédition 01 du NGHP [National Gas Hydrate Program] de l'Inde). De surcroît, les chercheurs s'entendent de plus en plus sur le fait que, pour qu'il y ait accumulation d'hydrate de gaz, il faut la présence de tous les composants d'un système pétrolier (source, propagation, réservoir, charge, piège et couverture étanche), en plus de la nécessité de la présence d'une zone de stabilité pour l'hydrate de gaz, avec le gaz et l'eau disponibles. Certains chercheurs pensent aussi que l'hydrate de gaz peut constituer une partie de la couverture étanche dans un tel système naturel.

### Formation des hydrates de gaz

Bon nombre de programmes de recherche montrent que l'hydrate de gaz se forme naturellement dans les régions de pergélisol et sous le plancher océanique, dans les couches sédimentaires des marges continentales externes (voir figure 2.2). Il s'agit de zones reculées sensibles, ce qui rend plus difficile l'exploration, l'exploitation et la livraison du produit dans les marchés auxquels il est destiné.



(Kvenvolden et Rogers, 2005)

Figure reproduite avec l'autorisation de Keith Kvenvolden et Bruce Rogers.

### Figure 2.2

Localisation des formations connues et déduites par inférence d'hydrate de gaz en milieu marin profond et en milieu de pergélisol dans l'Arctique

## Hydrate de gaz en eaux profondes

Même si de vastes portions des marges continentales de la planète semblent renfermer des gisements d'hydrate de gaz, sa concentration dans la plupart des gisements en milieu marin — qui sont généralement des sections sédimentaires riches en argile présentant une faible perméabilité ou totalement imperméables — semble être faible (Collett, 2002). Les conditions dans lesquelles les concentrations en hydrate de gaz sont plus élevées sont les suivantes :

- dépôts associés aux griffons froids et aux grandes voies de suintement thermogéniques, comme on en voit sur la marge de Cascadia au large de l'Oregon (Tréhu *et al.*, 2003) et de l'île de Vancouver (Schwalenberg *et al.*, 2005; Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), dans le golfe du Mexique (MacDonald *et al.*, 1994; Sassen and MacDonald, 1994) ou dans la mer de l'Est / mer du Japon (Lee *et al.*, 2005)
- bassins sédimentaires avec un apport important de sédiments sablonneux à granulométrie grossière (comme on en a vu lors de l'expédition 01 du NGHP de l'Inde; Collett *et al.*, 2008), parce que l'hydrate de gaz se trouve en concentrations plus élevées dans les réservoirs plus conventionnels à dominante sablonneuse — ce qui constitue une situation qui ressemble davantage aux formations d'hydrate de gaz dans les milieux de pergélisol sur terre (Collett, 2002; Dallimore et Collett, 2005).

On est parvenu à récupérer des hydrates de gaz dans des carottes sédimentaires extraites à de faibles profondeurs, entre 10 et 30 m sous le fond de la mer, dans de nombreux endroits de la planète, y compris dans le golfe du Mexique, sur la marge continentale de Cascadia en Amérique du Nord, dans la mer Noire et dans la mer Caspienne, dans la mer d'Okhotsk et dans la mer du Japon. On a également trouvé des hydrates de gaz à des profondeurs plus grandes sous le fond de la mer le long de la côte sud-est des États-Unis, sur Blake Ridge; dans le golfe du Mexique; le long de la marge de Cascadia; le long de la fosse d'Amérique centrale; au large du Pérou et de l'Inde; et sur les marges est et ouest au large du Japon.

Au cours des dernières années, on a consacré un nombre croissant d'expéditions de forage océanique à grande profondeur en vue de faire une évaluation des accumulations d'hydrate de gaz en milieu marin et de comprendre les conditions géologiques de leur formation. Les projets les plus notables sont les suivants :

- le programme de forage océanique ODP (Ocean Drilling Program), avec :
  - i) ODP Leg 164 (Paull *et al.*, 1996), et
  - ii) ODP Leg 204 (Tréhu *et al.*, 2003)

- le programme intégré de forage océanique IODP (Integrated Ocean Drilling Program), avec l'expédition 311 (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006)
- des projets de forage axés sur les activités industrielles, dont le JIP (Joint Industry Project) du ministère de l'Énergie des États-Unis (Department of Energy, DOE) dans le golfe du Mexique (voir par exemple Ruppel *et al.*, 2008) et l'expédition 01 du NGHP de l'Inde (Collett *et al.*, 2006)
- des projets en cours ou prévus de forage en mer en Chine (Zhang *et al.*, 2007) et en Corée du Sud (Park *et al.*, 2008).

### Hydrate de gaz sur terre dans l'Arctique

D'après les études effectuées, l'hydrate de gaz en milieu de pergélisol peut exister à des profondeurs sous la surface de 130 m à 2 000 m environ. Sur terre, on a trouvé des hydrates de gaz dans les régions de pergélisol de l'Arctique et dans des lacs profonds comme le lac Baïkal en Russie (étudié par Kvenvolden, 1993; Collett, 2002). On a signalé des hydrates de gaz associés au pergélisol au Canada, en Alaska et au Nord de la Russie. On sait qu'il existe des hydrates de gaz sur terre dans le bassin de l'ouest de la Sibérie et on pense qu'il y en a dans d'autres régions de pergélisol du nord de la Russie. On dispose de preuves directes de la présence d'hydrate de gaz sur le versant nord de l'Alaska, suite à deux tests d'extraction de carottes (puits Northwest Eileen State-2, foré en 1972, et puits Mount Elbert 1, foré en 2007). On dispose de preuves indirectes, grâce aux diagraphies de puits et aux diagraphies en trou ouvert de l'industrie, indiquant qu'il existe de nombreuses couches d'hydrate de gaz dans les régions des champs pétroliers de Prudhoe Bay, de Kuparuk River et de Milne Point en Alaska (Collett, 1993). Les diagraphies de puits d'environ un cinquième des puits forés dans le delta du Mackenzie indiquent la présence d'hydrate de gaz et on peut déduire par inférence que plus de la moitié des puits des îles de l'Arctique canadien contiennent de l'hydrate de gaz (Judge *et al.*, 1994; Osadetz and Chen, 2005).

Deux des accumulations d'hydrate de gaz sous le pergélisol les plus étudiées sont :

- *le site de Mallik dans le delta du Mackenzie au Canada* – Le programme de recherche sur la production d'hydrate de gaz à Mallik en 2002, décrit plus en détail au chapitre 3, a permis d'obtenir la première étude moderne pleinement intégrée d'une accumulation d'hydrate de gaz existant à l'état naturel, avec évaluation du réservoir par câble métallique. Le Japon a collaboré avec le gouvernement du Canada sur un autre programme de tests à Mallik. Au total, il y a eu trois programmes à Mallik : en 1998, en 2002 et en 2006–2008.

- *le site de tests Mount Elbert, sur la fosse Eileen, au versant nord de l'Alaska* – Ce programme, sur lequel s'appuyait le projet de puits d'essai d'hydrate de gaz de Mount Elbert, parrainé par le DOE et par BP, a fourni des données cruciales concernant l'ingénierie des hydrates de gaz et les tests de production, ainsi que des données qui sont parmi les plus complètes concernant une accumulation d'hydrate de gaz en milieu arctique.

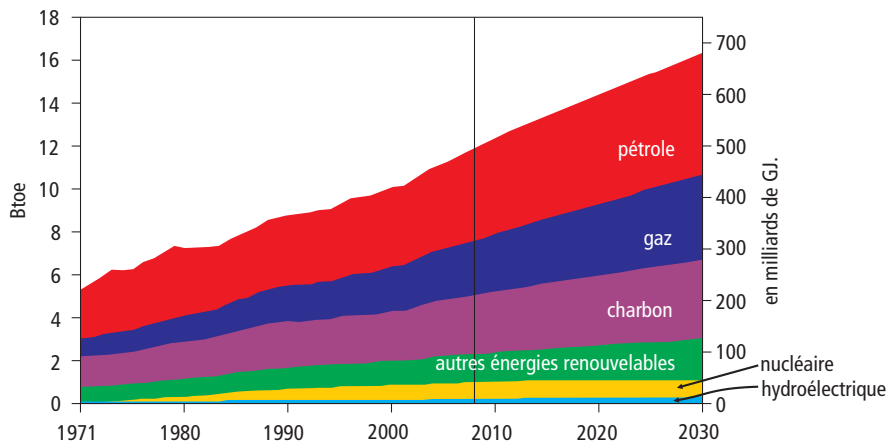
## **2.2 RÔLE POTENTIEL À L'AVENIR DANS LE DOMAINE ÉNERGÉTIQUE**

La viabilité commerciale de l'hydrate de gaz en tant que source d'énergie à l'avenir dépendra de l'offre et de la demande et donc des prix sur le marché énergétique (en particulier pour le gaz naturel) à moyen terme et à long terme. L'augmentation des richesses, de la population et des pressions de la compétition font que la demande en énergie est en augmentation à l'échelle mondiale. Pour répondre à cette demande croissante, il faudra surmonter les défis que représentent les pressions qui s'exercent sur les réserves conventionnelles de pétrole et de gaz, les contraintes environnementales de plus en plus strictes et les inquiétudes croissantes concernant la sécurité et le prix de l'énergie. Il est probable, en effet, que l'énergie et l'environnement soient deux des enjeux qui définiront le siècle présent.

Il ne fait guère de doute que la demande en énergie de la planète continuera d'augmenter, même si on améliore de façon substantielle l'efficacité énergétique, si les coûts réels de l'énergie augmentent et si les inquiétudes concernant l'impact de la production et de la consommation d'énergie sur le changement climatique prennent de l'ampleur. Les estimations de l'EIA (Energy Information Administration) du ministère de l'énergie des États-Unis et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indiquent que la demande énergétique globale va augmenter de 40 à 70 pour cent d'ici à 2030 (U.S. DOE, 2007; AIE, 2006). On s'attend à ce que 70 pour cent de l'augmentation prévue de la demande proviennent des pays en voie de développement. Si l'on devait prendre des mesures drastiques pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> et pour renforcer la sécurité sur le plan énergétique, l'augmentation totale s'en trouverait réduite, mais représenterait sans doute malgré tout une augmentation de plus d'un tiers de la consommation d'énergie de la planète aujourd'hui (AIE, 2006, p. 2-6).

Ces analyses indiquent également que plus de 80 pour cent de la croissance de la demande énergétique totale de la planète d'ici à 2030 sera couverte par les ressources en pétrole, en gaz naturel et en charbon (figure 2.3). On s'attend à ce que les carburants à base d'hydrocarbures conservent leur position dominante, en dépit de la croissance substantielle des différentes formes d'énergie renouvelable et autres énergies de

substitution — comme par exemple l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie issue de la biomasse <sup>10</sup>. On prévoit généralement que l'utilisation du gaz naturel augmentera plus rapidement que l'utilisation des autres carburants.



(The Energy Mix of a Sustainable Future © OCDE/AIE, 2006 « World Primary Energy Demand », p.2)  
 Figure modifiée et reproduite avec l'autorisation de l'OCDE et de l'AIE.

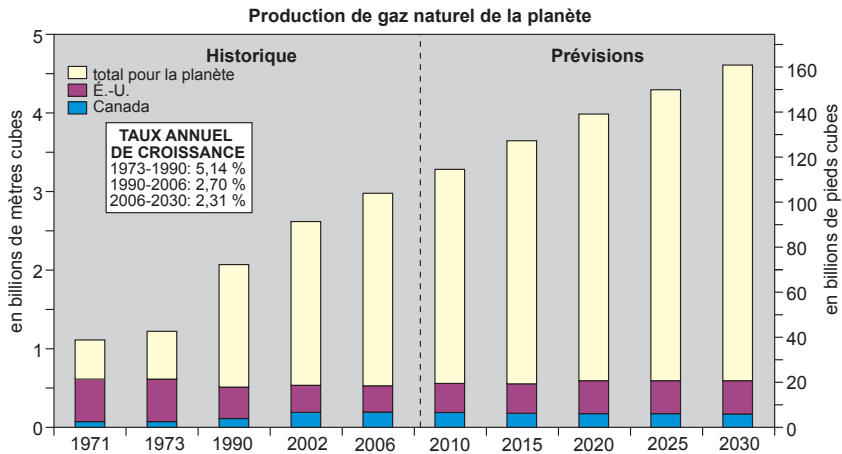
**Figure 2.3**  
**Demande d'énergie primaire de la planète<sup>11</sup> (en équivalents d'un milliard de tonnes de pétrole)**

L'AIE prévoit que la production planétaire de gaz augmentera d'environ 2,3 pour cent par an d'ici à 2030 (figure 2.4). Ce qui est implicite dans ces prévisions, c'est qu'on s'attend à ce que le gaz naturel, du fait que sa combustion émet nettement moins de CO<sub>2</sub> que celle du pétrole et du charbon, s'approprie une certaine part de la croissance de la consommation de pétrole et de charbon (U.S. DOE, 2007, p. 5, 39).

10 La production d'énergie, qu'il s'agisse des sources d'énergie conventionnelles ou d'autres sources d'énergie, est un secteur qui exige de grosses dépenses d'investissement. On dispose d'énormes infrastructures en place pour l'utilisation des carburants à base d'hydrocarbures (production d'électricité à partir du charbon, chauffage au gaz naturel, moteurs à combustion interne, etc.). Ces facteurs impliquent que la répartition des différentes formes d'approvisionnement en énergie ne peut évoluer que relativement lentement.

11 L'équivalent d'une tonne de pétrole (*tonne of oil equivalent* ou « toe ») est une unité d'énergie qui représente l'équivalent de la quantité d'énergie contenue dans une tonne de pétrole brut, soit environ 42 GJ. L'équivalent d'un milliard de tonnes de pétrole (*billion tonnes of oil equivalent* ou « Btoe ») représente l'équivalent de la quantité d'énergie dans un milliard de tonnes de pétrole brut.

Il y a de grandes réserves de gaz naturel dans le monde et ces réserves sont en augmentation<sup>12</sup>. D'après des estimations datant de janvier 2007, les réserves totales représentent 6 183 billions de pieds cubes (Tcf; soit  $175 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ). Mais il y a une disparité croissante entre les lieux de production du gaz et les lieux de consommation du gaz. Trois quarts des réserves de la planète se trouvent au Moyen-Orient (42 pour cent) et en Eurasie (33 pour cent), loin des régions où la demande en gaz naturel augmente le plus rapidement (U.S. DOE, 2007, p. 40). On prévoit que cette disparité entre l'offre et la demande sur le plan géographique soit de plus en plus compensée par l'utilisation de la liquéfaction du gaz naturel et de son transport vers les marchés sous cette forme; il est ensuite transformé à nouveau en gaz et injecté dans les systèmes existants de transmission et de distribution.



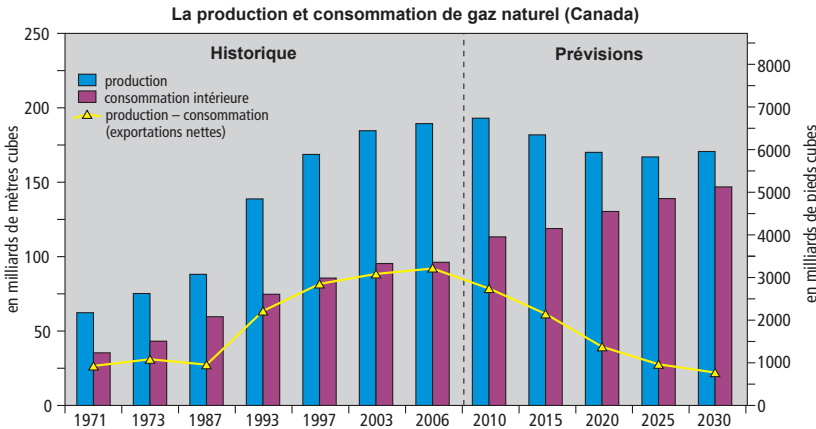
Source des données : 1971–2006 : données dérivées de AIE, *Informations sur le gaz naturel* (2007), site Web : [www.iea.org](http://www.iea.org). Prévisions : EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2007).

(Conseil des académies canadiennes)

### Figure 2.4 Production de gaz naturel de la planète – Historique et prévisions, avec production du Canada et des États-Unis

12 Le concept de « réserve » d'énergie d'hydrocarbures est un concept économique qui fait référence à la quantité de la ressource dont les explorations ont prouvé l'existence et qu'il est possible de produire d'après les prix et les coûts en vigueur au moment de l'estimation des réserves. Il est donc possible que les réserves de gaz naturel augmentent sur une période donnée, même si la production consomme une partie des réserves pendant cette période, du moment que les activités d'exploration ou les progrès technologiques permettent de confirmer qu'il existe des réserves de gaz susceptibles de faire l'objet d'une production commerciale plus grandes que les quantités de gaz consommées pendant la période.

En ce qui concerne le Canada, on s'attend à ce que la production de gaz naturel commence à diminuer après 2010, tandis que la consommation du pays continuera d'augmenter (voir figure 2.5). Ces prévisions impliquent que les exportations de gaz du Canada vers les États-Unis vont diminuer. Étant donné l'ordre de grandeur du volume et de la valeur de ces échanges, la baisse des exportations aurait un impact négatif substantiel sur la balance commerciale du Canada et sur les niveaux globaux d'activité économique dans les principales régions produisant du gaz. En ce qui concerne les États-Unis, les prévisions sont que le pays dépendra de plus en plus d'importations de gaz naturel liquéfié (GNL) pour remplacer l'approvisionnement en gaz naturel conventionnel des États-Unis et du Canada (voir dans l'encadré n° 3 la discussion sur les perspectives pour l'Amérique du Nord en matière de gaz naturel). C'est dans un tel contexte que la possibilité de produire du gaz en quantité importante à partir de l'hydrate de gaz devient tout particulièrement importante. Les ressources potentiellement grandes du Canada en hydrate de gaz pourraient représenter une contribution cruciale en vue de répondre à la demande en énergie de l'Amérique du Nord et de la planète au cours du siècle présent.



Source des données : 1971–2006 : données dérivées de AIE, *Informations sur le gaz naturel* (2007), site Web : [www.iea.org](http://www.iea.org). Prévisions : EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2007).

(Conseil des académies canadiennes)

**Figure 2.5**

**Historique et prévisions pour la production, la consommation et les exportations nettes de gaz naturel pour le Canada, 1971–2030**

Étant donné les incertitudes considérables concernant la viabilité et la contribution potentielle de l'hydrate de gaz, les prévisions officielles concernant l'approvisionnement en gaz dans la planète supposent que le gaz en provenance de l'hydrate de gaz ne sera pas disponible en quantités importantes avant 2030<sup>13</sup>. Néanmoins, étant donné l'ampleur potentielle de la ressource que représente l'hydrate de gaz, le fait qu'elle se répartit de façon relativement large dans la planète et que la sécurité énergétique représente une préoccupation croissante, il est probable que de nombreux pays, y compris le Canada, continueront de manifester un intérêt substantiel pour l'exploitation de cette ressource à long terme.

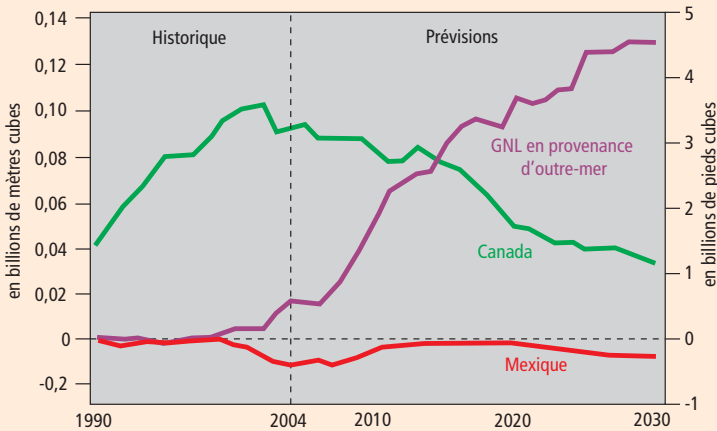
La pénurie de l'offre qui s'annonce pour l'Amérique du Nord (voir l'encadré n° 3) devrait constituer une source de motivation importante en vue de déterminer le potentiel de développement de l'hydrate de gaz. Dans la mesure où l'on s'inquiète d'une dépendance croissante vis-à-vis de l'approvisionnement en GNL en provenance de l'étranger et du risque que cela présente un coût supplémentaire important pour l'approvisionnement en gaz, il serait tout particulièrement intéressant d'exploiter les ressources en hydrate de gaz dans la région de l'Amérique du Nord.

---

13 L'Office national de l'énergie (ONE) du Canada, par exemple, déclare : « La probabilité de produire du méthane de façon commerciale au moyen des hydrates de gaz d'ici 2030 est très faible; ces derniers n'ont donc pas été inclus dans les estimations des ressources non classiques. » (ONE, novembre 2007, p. 28). De même, les prévisions d'ici à 2030 du dernier document *Energy Outlook* de l'U.S. DOE ne prennent pas du tout en compte la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz (U.S. DOE, 2008).

**Encadré n° 3 – Perspectives en Amérique du Nord pour le gaz naturel**

Sur la période allant de 2004 à 2030, on prévoit que la demande en gaz en Amérique du Nord augmentera de 27,6 Tcf (soit  $0,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ) à 36,8 Tcf (soit  $1,0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ), avec 73 pour cent de la demande en 2030 émanant des États-Unis, 14 pour cent émanant du Canada et 13 pour cent émanant du Mexique<sup>14</sup>. Même avec l'accès à l'approvisionnement en gaz naturel de la région du nord, il y aurait une pénurie croissante dans l'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord, qu'amplifierait la diminution attendue des exportations de gaz du Canada vers les États-Unis. On suppose que cette pénurie sera compensée par des importations de GNL en provenance de l'extérieur de l'Amérique du Nord (la figure ci-dessous se fonde sur le scénario de référence dans U.S. DOE, 2007, p. 39-46, 89).



(Energy Information Administration)  
 Source du graphique : Energy Information Administration (2007),  
 International Energy Outlook 2007. 42

14 Ces prévisions dépendent de suppositions concernant les taux de croissance et les prix de l'énergie à l'avenir. Par exemple, si la croissance économique devait être élevée, l'U.S. DOE estime que la demande totale en gaz en Amérique du Nord serait environ 5 pour cent supérieure au cas utilisé comme référence; si la croissance devait être faible, la demande serait environ 10 pour cent inférieure (U.S. DOE, 2007).

### Importations nettes de gaz naturel aux États-Unis par source, 1990–2030

Les prévisions concernant l'avenir lointain peuvent présenter des erreurs considérables; il semble néanmoins probable que les importations de GNL représenteront une source d'approvisionnement en gaz d'importance croissante en Amérique du Nord et que, dans un tel cas, les prix du gaz finiront par refléter les conditions de l'offre et de la demande à l'échelle de la planète tout entière, comme c'est le cas pour les prix du pétrole. On prévoit de nombreux terminaux de GNL, avec une capacité totale d'importation de 18,5 Tcf (soit  $0,5 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>). La plupart de ces terminaux se situent le long des régions de la côte est et sur la côte du golfe, avec quelques autres terminaux prévus pour la côte ouest, y compris un terminal à Kitimat, en Colombie-Britannique. La construction de ces installations représente cependant de nombreux défis, y compris des problèmes concernant le choix des sites et des augmentations rapides du coût des travaux. La question de savoir si les importations de GNL permettront de compenser entièrement la pénurie prévue dans l'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord n'est donc pas clairement résolue.

## 2.3 CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES POUR LA PLANÈTE

Le comité d'experts s'est vu confier la tâche d'évaluer *les défis à surmonter pour établir des opérations acceptables d'extraction des hydrates de gaz au Canada* et non de déterminer s'il faudrait oui ou non continuer d'exploiter les ressources en hydrocarbures pour produire des carburants à l'avenir. L'exploitation d'une source d'énergie, quelle qu'elle soit, a des impacts sur l'environnement, qu'il faut examiner soigneusement et comparer à ses avantages. Dans le cas de l'hydrate de gaz, les impacts peuvent se manifester à la fois au niveau local — avec les forages, l'extraction et le transport — et au niveau planétaire, avec la possibilité que le méthane lui-même (qui est un gaz dont l'effet de serre est très puissant) s'échappe ou avec la production de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), qui est un gaz dont l'effet de serre est moins puissant, lorsque le méthane produit est transformé par combustion ou dans d'autres processus. Le comité aborde, dans le contexte de la question qui lui a été posée, les impacts environnementaux prévisibles de l'extraction commerciale potentielle de l'hydrate de gaz à la fois sur le plan local et sur le plan planétaire. Nous abordons ces questions en détail au chapitre 5.

En raison de l'importance fondamentale des questions relatives au changement climatique lié aux gaz à effet de serre, nous fournissons dans l'encadré n° 4 ci-dessus un exposé rapide sur le méthane et sur les émissions de gaz à effet de serre. La question globale du rôle des hydrocarbures à l'avenir dans l'approvisionnement énergétique de la planète dépasse le cadre du présent rapport, mais on peut noter les prévisions officielles, citées dans la section précédente, qui indiquent que la demande en carburants à base d'hydrocarbures continuera d'augmenter au moins jusqu'en 2030. Les inquiétudes croissantes concernant les implications pour le changement climatique de l'augmentation de la concentration en CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère suscitent beaucoup de R-D dans le monde en vue d'élaborer des manières plus économiques et plus efficaces de réduire les émissions ou de piéger le CO<sub>2</sub>. Le degré de réussite de ces efforts aura un impact important sur la demande en gaz naturel à moyen terme et à long terme. Si, comme on s'y attend, les carburants à base d'hydrocarbures continuent d'être une composante importante de l'approvisionnement énergétique de la planète pendant au moins plusieurs décennies encore, le fait que le gaz naturel (et donc le gaz naturel produit à partir de l'hydrate de gaz) entraîne des émissions de CO<sub>2</sub> moins importantes fera sans doute de cette source d'énergie une solution plus attrayante que le charbon et le pétrole. Si on combine ces facteurs à des considérations concernant la sécurité de l'approvisionnement, on constate que la situation pourrait stimuler de façon importante le développement de l'hydrate de gaz à l'avenir. D'un autre côté, le développement et le déploiement rapide de technologies énergétiques de substitution qui n'émettraient pas de gaz carbonique pourrait diminuer considérablement l'appétit vorace du monde vis-à-vis des sources d'énergie à base de carbone et réduire ainsi l'intérêt du développement de l'hydrate de gaz.

#### ***Encadré n° 4 – Le méthane et les émissions de gaz à effet de serre***

L'extraction de méthane de l'hydrate de gaz peut affecter les émissions de gaz à effet de serre (a) directement lorsque le méthane se dégage à l'état gazeux dans l'atmosphère pendant la production, le conditionnement ou le transport, (b) indirectement lorsque la combustion du méthane en tant que carburant produit du CO<sub>2</sub> et (c) indirectement en raison de l'énergie « parasite » qui est nécessaire pour extraire et conditionner le méthane.

##### ***Dégagement direct de méthane***

Il y a des obstacles qui empêchent le méthane (qui se dégage des hydrates de gaz) d'atteindre l'atmosphère, parce que le méthane s'oxyde pour former du CO<sub>2</sub> dans l'océan et dans l'atmosphère (Kvenvolden, 1999; Archer, 2007; Reeburgh, 2007). Il y aurait inévitablement certaines « émissions fugitives »

découlant de fuites lors de la production et du transport, mais il est probable que de telles émissions ne seraient pas supérieures à celles produites par les puits de gaz naturel conventionnel. Pour les systèmes de gaz naturel existants, ces émissions représentent généralement entre 0,5 et 1,5 pour cent sur l'ensemble du parcours du puits au consommateur (Schultz *et al.*, 2003). L'évaluation des effets sur le climat de la planète de différents gaz est complexe, en raison du nombre de facteurs qui interviennent, comme l'absorption des rayonnements infrarouges, la durée moyenne pendant laquelle chaque gaz reste dans l'atmosphère, les composés produits lorsque le gaz finit par quitter l'atmosphère et les mécanismes de rétroaction. Pour comparer les effets relatifs de différents gaz à effet de serre, on utilise couramment le concept de *potentiel de réchauffement planétaire (PRP)*. Si le CO<sub>2</sub> constitue le composé de référence, alors le méthane a un PRP de 21–23 sur une période de 100 ans, ce qui signifie que, pour chaque unité de masse émise, le méthane est entre 21 et 23 fois plus puissant que le CO<sub>2</sub> en tant que gaz à effet de serre sur une période d'un siècle. Sur une période plus courte, l'impact relatif du méthane serait encore plus élevé, parce que le méthane a une demi-vie beaucoup plus brève que le CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Inversement, si on prend la moyenne sur des périodes plus longues, le PRP du méthane diminue par rapport au niveau de référence que représente le CO<sub>2</sub>. Il est clair que les émissions de méthane ont un impact beaucoup plus fort sur le changement climatique que les émissions de CO<sub>2</sub> de quantité comparable. Cependant, on a prêté une beaucoup plus grande attention à la réduction et à la limitation des émissions de CO<sub>2</sub> qu'à celles des émissions de méthane jusqu'à aujourd'hui, parce que le total des émissions de CO<sub>2</sub> est de loin supérieur à celui des émissions de méthane.

### *CO<sub>2</sub> produit par l'utilisation du méthane (p. ex. par combustion et reformation)*

La principale inquiétude, dans le contexte du changement climatique, concerne le CO<sub>2</sub> produit lors de l'utilisation du méthane, c'est-à-dire lorsqu'on le brûle pour produire de l'énergie. Le méthane (qui est le principal ingrédient du gaz naturel) est le carburant à base d'hydrocarbure qui a le ratio hydrogène/carbone le plus élevé de tous les carburants de ce type. Le résultat est que les émissions de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie sont inférieures pour le méthane que pour d'autres carburants à base de carbone, comme le pétrole et le charbon. Gough *et al.* (2002) indiquent que la quantité de carbone émise par unité d'énergie pour le charbon, le pétrole et le gaz naturel se décline comme suit : 27 kgC/GJ pour le charbon, 21 kgC/GJ pour le pétrole et 15 kgC/GJ pour le gaz naturel.

De surcroît, le niveau relatif des émissions pour les différents carburants dépend de facteurs comme la qualité du charbon (houille grasse ou lignite), la composition exacte du pétrole et du gaz naturel et l'efficacité des technologies utilisées pour produire l'énergie. À des fins d'illustration, les analyses du cycle de vie présentées par Denholm et Kulcinski (2004) indiquent que la moyenne des émissions de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie électrique produite (par rapport à 100 pour le charbon) est de 75 pour le pétrole et de 50 pour le gaz naturel. Par conséquent, à énergie équivalente, le gaz naturel produit environ moitié moins de CO<sub>2</sub> que le charbon et deux tiers du CO<sub>2</sub> produit par le pétrole. En l'absence de mesures de réduction de l'impact sur l'atmosphère, l'utilisation du gaz naturel en tant que carburant entraîne donc une diminution considérable des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à la combustion du charbon ou du pétrole.

#### *Émissions de gaz à effet de serre associées à la production et au conditionnement du méthane issu de l'hydrate de gaz*

Il y a d'autres émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie du gaz, qui découlent de la consommation d'énergie pour produire le méthane à partir de l'hydrate de gaz, conditionner le gaz et le comprimer pour le transport. Ces émissions varient selon la source, même pour le même carburant fossile, par exemple pour le GNL par rapport au gaz naturel conventionnel (Jaramillo *et al.*, 2007). En raison des difficultés supplémentaires que représentent la production de méthane à partir de l'hydrate de gaz, ces émissions « parasites » pourraient être plus élevées que pour le gaz naturel conventionnel. Mais le niveau réel des émissions dépendra des caractéristiques spécifiques de chaque exploitation et devra être estimé au cas par cas.

## **2.4 CONTRIBUTION DU CANADA DANS UN CONTEXTE PLANÉTAIRE**

Même si le Canada n'a pas de programme national officiel couvrant les hydrates de gaz à la fois en laboratoire et sur le terrain, le pays a apporté des contributions importantes à la recherche sur les hydrates. Les scientifiques du gouvernement — en particulier au Conseil national de recherches du Canada (CNRC) dans le domaine des sciences moléculaires et à RNCan pour les sciences de la Terre — ont collaboré de façon formelle et informelle les uns avec les autres et avec les chercheurs des universités et de l'industrie. Les scientifiques et les ingénieurs canadiens sont des chefs de file pour ce qui est d'élucider la structure chimique et les propriétés

physiques des hydrates de gaz et le Canada compte en son sein deux sites qui font partie des gisements naturels d'hydrates de gaz les plus étudiés sous le pergélisol et sous le plancher océanique, à Mallik et sur la marge de Cascadia, au large de la côte ouest. Il s'agit d'individus et de petits groupes qui, du fait de leur engagement personnel à long terme dans le domaine, ont effectué de travaux de recherche de calibre mondial sur les hydrates de gaz. L'encadré n° 5 fournit un résumé des points saillants de l'historique de la recherche et du développement sur les hydrates de gaz et des contributions importantes du Canada dans ce domaine du savoir. Vous trouverez un historique des activités dans le domaine des hydrates de gaz au Canada à l'annexe A.

### **Encadré n°5 — Chronologie des activités dans le domaine de l'hydrate de gaz au Canada**

	Recherches en laboratoire
	Travail sur le terrain
1906	Premier Canadien travaillant sur l'hydrate : Crowell-Bray constate que la réaction du $\text{ClO}_2$ dans l'eau forme un hydrate (aussi observé par Millon, 1843). Premier exemple indiquant que la formation d'un hydrate peut stabiliser un matériau réactif.
1923	Maass et Boomer (McGill) présentent le diagramme de phases de l'hydrate d'oxyde d'éthylène soluble dans l'eau.
années 1950	Robinson (UALberta) commence ses travaux sur l'hydrate pour l'industrie de conditionnement du gaz de l'Alberta.
années 1950	Glew (Dow Chemicals) utilise la technologie de l'hydrate pour concentrer des solutions aqueuses et présente des travaux de thermodynamique fondamentale sur l'hydrate.
années 1960	Les sociétés de pétrole et de gaz font des forages à travers des gisements d'hydrate sans vraiment s'en rendre compte. Panarctic Oils signale la présence d'hydrates lors d'explorations dans le nord, lorsqu'elle remarque la décomposition des hydrates dans les déblais de forage.
années 1960	Pinder (UBC) étudie la cinétique fondamentale des hydrates en ce qu'elle a de pertinent pour le dessalement de l'eau de mer.
années 1960	McDowell (UBC) est un pionnier de l'utilisation des techniques de résonance magnétique nucléaire (RMN) pour étudier les hydrates et Bertie (UALberta) commence à élaborer des techniques de spectroscopie à infrarouges à basse température.
1963– 1970	Davidson (CNRC) utilise la relaxation diélectrique pour mettre en évidence et caractériser les hydrates de gaz de molécules polaires dans des cages d'hydrate.
1970	Davidson et ses collègues (Garg, Gough, Ripmeester) effectuent des études diélectriques et des études de RMN sur la dynamique des hydrates-clathrates. Davidson publie l'article « Clathrate Hydrates » dans <i>Water. A Comprehensive Treatise, Vol 2</i> (1972).

**Encadré n°5 (suite)**

années	La CGC aide l'industrie à régler les problèmes des forages exploratoires dans le delta du Mackenzie, dans le sud de la mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique canadien; le groupe de Judge (Énergie, Mines et Ressources) dresse une carte détaillée des puits dans l'Arctique canadien présentant des indications de la présence de zones d'hydrates.
1970	
1972	Billy et Dick (Imperial Oil) signalent la présence de gaz dans les boues de forage tandis qu'ils pénètrent dans des réservoirs renfermant du gaz associés au puits d'essai Imp IOE Mallik L38 et, plus tard, au puits Imp Ivik J-26. Premiers comptes rendus publiés sur la présence d'hydrates de gaz à l'état naturel dans l'Arctique canadien.
1973	EMR, le CNRC et le MAI collaborent sur les questions de sécurité relatives aux hydrates dans le nord.
1974	Hitchon (Conseil de recherches de l'Alberta) fournit des évaluations des hydrates dans les bassins sédimentaires sur terre au Canada et dans le monde.
1976	Le groupe de Robinson élabore la célèbre équation Peng-Robinson pour calculer les propriétés à l'équilibre des mélanges de fluides, transformant par là les calculs routiniers de conception à partir de tableaux et de nomogrammes pour le traitement des ensembles de simulation.
1976	Bishnoi (UCalgary) enquête sur l'impact de la formation d'hydrates sur les épanchements de pétrole dans les eaux arctiques lors des éruptions incontrôlées des puits et montre que les bulles de gaz sous haute pression peuvent former de l'hydrate.
1979–80	Les manuels de forage des sociétés pétrolières opérant dans le nord comprennent des procédures pour gérer les hydrates (Dome Petroleum et Canadian Marine Drilling Ltd.).
1980	Davidson lance des recherches en laboratoire à l'aide de multiples techniques (RMN, diélectricité, diffraction de rayons X sur poudres, calorimétrie, modélisation informatique) sur les hydrates au CNRC, avec un groupe de recherche sur les hydrates élargi (Tse, Handa, Ratcliffe).
1980	Le groupe du CNRC découvre que les structures ne sont généralement pas prévisibles si on ne connaît que les gaz emprisonnés et les structures dominantes doivent être déterminées de façon expérimentale; il collabore avec le DOE des États-Unis pour caractériser des échantillons d'hydrate du golfe du Mexique et de Blake Ridge qui montrent que les hydrates de structure sI et sII existent dans la nature; il fournit les premières mesures directes des gaz occupant les cages d'hydrate et est un pionnier de l'utilisation de méthodes instrumentales pour déterminer la composition des hydrates; il synthétise et caractérise une nouvelle structure d'hydrate (sH) et prédit qu'on la trouvera à l'état naturel (ce qui est confirmé en 2007); il élabore de nouvelles approches avec la RMN pour caractériser les hydrates; et il fait un travail d'expérimentation et de modélisation sur la conductivité thermique des hydrates.
années	Un groupe de chercheurs universitaires (UofT) utilise pour la première fois au Canada des techniques d'imagerie géophysique électromagnétiques en milieu marin. Collaboration ultérieure avec la CGC.
1980	

**Encadré n°5 (suite)**

années 1980	La CGC inclut les hydrates dans son évaluation géophysique régionale de la mer de Beaufort. Elle poursuit ses travaux sur la modélisation géothermique et les études géologiques, géochimiques et géophysiques locales.
années 1980– 1990	Travaux de recherche parrainés par la CGC sur la présence d'hydrates au large de la côte est du Canada, d'après les diagraphies géophysiques de puits et les données sismiques.
années 1980– 1990	Le groupe de Bishnoi étudie la cristallisation des hydrates dans des conditions de haute pression, présente des données relatives à l'état d'équilibre des hydrates sur l'effet des inhibiteurs thermodynamiques et sur les modèles et les méthodes de calcul des propriétés thermodynamiques et des équilibres des hydrates. Étudie la cinétique de la formation et de la décomposition des hydrates. Élabore le modèle Kim-Bishnoi de décomposition des hydrates pour les modèles de simulation de non-équilibre dans les réservoirs, afin d'évaluer la production de gaz à partir de l'hydrate.
1983	Franklin (Panarctic Oils) fait breveter une nouvelle approche des forages à travers des zones d'hydrate.
	<i>Scientifiques canadiens (Hyndman, Chapman, Riedel) jouent un rôle important dans l'exploration et la définition des hydrates en milieu marin.</i>
1985– 1989	On déduit de données sismiques la présence d'hydrates de gaz à l'état naturel au large de l'île de Vancouver. Les chercheurs de la CGC trouvent des RSF dans des sondages sismiques à canaux multiples.
début années 1990	Les chercheurs CGC emploient pour la première fois des méthodes ÉM pour tenter de dresser des cartes des gisements d'hydrate.
années 1990	Englezos (UBC) présente le premier modèle numérique de transfert de chaleur prenant en compte les matériaux composites et les changements de phase du pergélisol pour calculer le temps nécessaire pour que les hydrates sous le pergélisol ou le plancher océanique commencent à réagir aux effets du réchauffement climatique.
années 1990	Buffet (UBC) montre que l'hydrate de gaz peut exister à l'état métastable au-dessous de la base habituelle de la zone de stabilité.
années 1990	Les scientifiques de la CGC élaborent des cellules de test des hydrates de gaz qui sont utilisées pour clarifier des variables clés concernant l'hydrate de gaz dans les réservoirs naturels – et utilisées ensuite pour élaborer un outil diélectrique permettant d'évaluer les quantités d'hydrate de gaz dans des spécimens en laboratoire et sur le terrain, ce qui a un impact sur l'élaboration de modèles numériques de la production de gaz à partir de l'hydrate.
années 1990	Le groupe du CNRC s'élargit (Enright, Moudrakovski, Udachin) et acquiert de nouvelles capacités d'expérimentation. Il entame son travail de détermination de la structure des hydrates par diffraction monocristalline, par spectroscopie à RMN avec du xénon hyperpolarisé, par microscopie à RMN et par imagerie à RMN pour étudier les processus caractérisant les hydrates.

**Encadré n°5 (suite)**

années 1990	Le CGC effectue des évaluations quantitatives de gisements d'hydrate de gaz dans le sud de la mer de Beaufort, dans le delta du Mackenzie, dans le sud de la vallée du Mackenzie et dans les îles de l'Arctique (en haute mer et sur les côtes).
fin années 1990	Nouveau réseau remorqué CSEM élaboré à UofT pour la cartographie des hydrates de gaz. Premières réussites en cartographie de résistivité et en évaluation des ressources d'hydrate de gaz en mer, puis mise en évidence et évaluation d'énormes dépôts d'hydrates de gaz.
1990–	Le groupe du CNRC (Tse, Klug et Handaa) effectue des travaux sur les hydrates à des pressions extrêmement élevées.
1992–2005	Des expéditions ODP/IODP dans le cadre de projets dirigés par la CGC sont consacrées à l'échantillonnage et à la mesure des hydrates de gaz au large de l'île de Vancouver.
1992–	La CGC dirige des programmes multidisciplinaires incluant des analyses géologiques, des analyses géophysiques, des analyses en laboratoire et des travaux de modélisation; estimation des quantités de gaz sous forme d'hydrate.
1998	Programme de puits de recherche à Mallik avec la JNOC (Japan National Oil and Gas Corporation) : la CGC élabore et teste des techniques de forage, de carottage et de diagraphie des gisements d'hydrate de gaz et extrait les premières carottes sous le pergélisol.
1998–2008	Les scientifiques de la CGC (Dallimore, Wright, Nixon) jouent le rôle de chefs de file dans les trois programmes internationaux à Mallik (1998, 2002, 2006–2008), qui permettent de tester des outils avancés de diagraphie pour quantifier les gisements d'hydrate de gaz dans les accumulations, pour déployer des appareils de contrôle dans le trou et pour tester la production d'hydrate de gaz par stimulation thermique et par dépressurisation.
2000	Un navire de pêche traîne près de 1,5 T d'hydrate de gaz de Barkley Canyon, ce qui révèle des pingos et d'énormes affleurements d'hydrates de structure II et H.
2000–	Pooladi-Darvish (UCalgary) modélise la formation d'hydrate et la décomposition de l'hydrate en milieu poreux.
2002	Programme de production d'hydrate de gaz à Mallik avec 7 partenaires internationaux de 5 pays; teste de nouvelles méthodes de carottage et un programme à la fine pointe de la technologie de diagraphie en puits ouvert, de diagraphie en puits tubé et de sondage sismique transversal; installe des détecteurs de distribution de la température avec câbles hors du cuvelage pour définir les champs thermiques; premiers tests de soutirage par pression à petite échelle et tests approfondis de stimulation thermique.
2003–2007	Trois expéditions de la CGC sont consacrées aux hydrates de gaz sur la marge de la côte est. On n'a pas encore récupéré d'échantillons, même si l'industrie en a récupéré.
2003–	Les échantillons d'hydrate récupérés sont régulièrement envoyés au CNRC pour qu'il les caractérise, y compris des échantillons de Cascadia en mer, de IODP 311, de la mer au large de l'Inde, de la mer du Japon, des sites sur terre à Mallik et à Mount Elbert, en Alaska. Le groupe du CNRC s'enrichit d'experts en géochimie (Lu); forme des scientifiques d'un certain nombre de pays, avec de nouveaux programmes sur les hydrates, élabore un protocole de laboratoire pour l'analyse des hydrates de gaz à l'état naturel.

**Encadré n°5 (suite)**

2003–	Walker (Queen's), Englezos (UBC) et des collaborateurs du CNRC explorent l'utilisation de protéines antigèle et d'autres biomatériaux pour maîtriser le développement des cristaux d'hydrate; il serait possible de les utiliser pour prévenir la formation de bouchons dans les canalisations.
2003–	L'Université McGill établit une chaire de recherche du Canada de niveau 2 sur les hydrates de gaz (Servio)
2004	On publie un article annonçant la mise en évidence de RSF au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve à l'aide de données sismiques de l'industrie.
2004–	Englezos (UBC) et le groupe du CNRC travaillent sur l'élaboration de technologies pour la séparation et l'entreposage des gaz dans les hydrates.
2006– 2007	On trouve de l'hydrate sH dans un échantillon en provenance de Cascadia.
2006– 2008	Programme de production d'hydrate de gaz à Mallik avec la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation : effectue des tests de production par dépressurisation. En 2007, on retourne dans deux puits de recherche forés antérieurement pour mettre en place un test de production et des puits d'injection d'eau. Les activités incluent l'installation et la mise à l'essai d'une nouvelle série d'appareils de contrôle dans les accumulations et un travail approfondi de diagraphie en puits ouvert et de diagraphie en puits tubé. En 2008, on produit du gaz pendant une période continue de six jours.

(Conseil des académies canadiennes)

Les travaux canadiens se sont appuyés sur d'importantes contributions de la communauté internationale dans le secteur, qui sont indiquées dans l'encadré n° 6.

**Encadré n°6 — CONTRIBUTIONS ANTÉRIEURES DE LA COMMUNAUTÉ INTERNATIONALE (DE 1810 AUX ANNÉES 1970) CONDUISANT À UNE COMPRÉHENSION DES FONDAMENTAUX D'HYDRATES DE GAZ**

1810	Davy (R.-U.) signale que le chlore dans l'eau gèle plus facilement que l'eau elle-même et met ainsi en évidence le premier hydrate-clathrate.
1823	Faraday (R.-U.) signale que l'hydrate de chlore a 10 molécules d'eau pour chaque molécule de Cl <sub>2</sub> .
1828	Lowig (Allemagne) observe de l'hydrate de brome.
1829	De la Rive (Suisse) découvre l'hydrate de SO <sub>2</sub> .
1856	Berthelot (France) synthétise les premiers hydrates organiques (de méthyle, de bromure et de chlorure).

**Encadré n°6 (suite)**

1882	Wroblewski (Pologne) découvre l'hydrate de CO <sub>2</sub> . <i>La recherche sur les hydrates émerge en tant que discipline distincte; Bakhuis Roozeboom, de Forcrand, Villard consacrent la majeure partie de leurs carrières de chercheurs aux hydrates.</i>
1884	Le Chatelier (France) applique l'équation de Clausius-Clapeyron à la formation de l'hydrate, permettant de calculer la température de formation.
1888– 1889	Villard (France) observe les hydrates de CH <sub>4</sub> , de C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> et de C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> .
années 1890	De Forcrand (France) signale l'existence d'hydrates doubles. <i>On reconnaît désormais que les hydrates liquides constituent une catégorie séparée des hydrates de gaz.</i>
1932	Von Stackelberg (Allemagne) lance 25 années de recherches sur la composition et la structure des hydrates.
1936– 1940	Nikitin (Russie) montre qu'il est possible de séparer des gaz nobles (Xe, Kr et Ar) en établissant une partition entre l'hydrate solide et la phase liquide en contact avec lui.
1934	Hammerschmidt (É.-U.) indique que c'est de l'hydrate et non de la glace qui forme des bouchons dans les canalisations; ceci mène à des études sur l'équilibre de phase et des procédures pour prédire la formation d'hydrate solide, ainsi que des recettes pour prévenir de telles formations (1940–1960; Deaton et Frost, Katz, Kobayashi [É.-U.]).
1951– 1952	Claussen (É.-U.), von Stackelberg (Allemagne) et Pauling et Marsh (É.-U.) utilisent la diffraction de rayons X pour montrer que les structures d'hydrate sont des clathrates.
1957	van der Waals et Platteeuw (Pays-Bas) formulent la théorie statistique des clathrates, qui forme le fondement de toutes les procédures de prédiction concernant les hydrates.
années 1960	L'Office of Saline Water des États-Unis lance des projets de dessalement de l'eau de mer à l'aide d'hydrates; nouveau cycle de détermination de la structure des hydrates par des méthodes de diffraction (Jeffrey [É.-U.]).
années 1960– 1970	Découverte des hydrates de gaz dans la nature. Des scientifiques de l'URSS et d'Amérique du Nord présentent des données indiquant l'existence d'hydrate sous le pergélisol et dans les sédiments marins au large. <i>Les approches expérimentales et informatiques des sciences et de l'ingénierie des hydrates sont désormais en place, ce qui permet de progresser rapidement dans les connaissances sur les hydrates.</i>

(Conseil des académies canadiennes)

Le comité a sondé, grâce à des contacts personnels, plusieurs autorités dans des programmes de recherche sur les hydrates de gaz dans un certain nombre de pays. Il a élaboré un questionnaire afin de mieux comprendre les contributions — par le passé et aujourd'hui — de divers programmes de recherche sur les hydrates de gaz de par le monde. Vous trouverez au tableau 2.1 un récapitulatif schématique des réponses de 27 organismes et groupes de recherche éminents sur les hydrates de gaz dans la communauté internationale, suivi d'une liste des points saillants de ces programmes. Dans les pays où l'hydrate de gaz a récemment émergé comme étant un domaine intéressant, les institutions ont accordé des financements importants, ce qui a permis de mettre en place des instituts de recherche en bonne et due forme sur les hydrates de gaz et de former des communautés de plus en plus larges de scientifiques qui s'appuient sur le savoir-faire émanant du Canada.

La principale force du Canada dans le domaine de la recherche sur les hydrates de gaz est qu'il dispose de personnes hautement qualifiées, qui apportent une contribution aux recherches à l'échelle de la planète, et qu'il tient beaucoup à la formation de chercheurs originaires de pays où les hydrates de gaz commencent à prendre de l'importance. Jusqu'à présent, du moins, à la différence de ce qui s'est passé aux États-Unis<sup>15</sup>, il n'y a eu que très peu d'investissements de l'industrie dans les hydrates de gaz tant que en source potentielle d'énergie au Canada. De surcroît, le Canada ne profite pas pleinement des possibilités de collaboration dans la communauté internationale. Par exemple, il n'est membre à part entière ni de l'IODP ni de l'ICDP (International Continental Drilling Program (ICDP)). Le Canada pourrait donc se retrouver marginalisé dans la communauté planétaire de la recherche sur les hydrates de gaz.

---

15 Aux États-Unis, on trouve deux partenariats avec l'industrie : le partenariat dirigé par Chevron dans le golfe du Mexique et le partenariat dirigé par BP sur le versant nord de l'Alaska.

**Tableau 2.1**  
Réponses au questionnaire sur la recherche sur l'hydrate de gaz à l'échelle internationale  
(questionnaire reproduit à l'annexe B)

Pays répondant	Chine		Allemagne		Inde		Japon		Corée		Norvège		Russie		Taiwan		R.-U.		É.-U.	
	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non	oui	non
<b>Motivation du programme / de la recherche</b>																				
Programme national de recherche?																				
sécurité de l'approvisionnement énergétique	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
environnement / changement climatique			X						X				X						X	
coopération avec d'autres programmes			X		X								X		X				X	
<b>Thèmes de recherche</b>																				
évaluation de l'énergie	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
modélisation et mise à l'essai de la production	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
évaluation des dangers			X										X		X		X		X	
implications pour le changement climatique			X						X		X		X		X		X		X	
entreposage et transport du gaz naturel	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
capture et piégeage du CO <sub>2</sub>	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
<b>Principaux acteurs</b>																				
agences gouvernementales	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
sociétés privées			X		X		X		X		X		X		X		X		X	
universités	X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	

(Conseil des académies canadiennes)

Les résultats s'appuient sur les réponses reçues des pays suivants : Chine (1), Allemagne (2),  
Indie (3), Japon (3), Corée (1), Norvège (2), Russie (3), Taiwan (2), Royaume-Uni (4), États-Unis (6).

## Points saillants des programmes nationaux sur les hydrates de gaz

À NOTER : Ces points saillants s'appuient principalement sur les résultats de notre sondage auprès de la communauté internationale. Le comité est conscient du fait qu'il ne s'agit pas d'une liste exhaustive et qu'il est possible qu'il existe des contributions importantes qui ne figurent pas dans cette section.

### Allemagne

- Le gouvernement lance un programme national intitulé « Les hydrates de gaz dans le géosystème » en 2000.
- L'Allemagne participe à des expéditions internationales à Hydrate Ridge, dans le golfe du Mexique, dans la mer Noire, dans le delta du Congo et sur la marge du Chili.
- L'Organisation allemande des hydrates de gaz (OAHG) est lancée en 2007 par le gouvernement et des organismes de recherche et inclut parmi ses membres plusieurs sociétés du secteur privé.

### Chili

- La Fondation pour le développement scientifique et technologique du Chili finance un programme national sur l'hydrate de gaz, intitulé « L'hydrate de gaz sous-marin : une nouvelle source d'énergie pour le XXI<sup>e</sup> siècle » en 2001.
- L'université catholique pontificale de Valparaiso effectue, en collaboration avec des chercheurs des États-Unis, d'Europe, du Japon et du Canada, des relevés sur le terrain de l'hydrate de gaz en milieu marin au large du Chili (Grevermeyer *et al.*, 2003; Schwalenberg *et al.*, 2004).

### Chine

- Le gouvernement établit le Centre pour la recherche sur l'hydrate de gaz (CRHG) à Gangzhou en 2004.
- Le programme GMGS-1, qui est le premier programme de forage de puits d'hydrate de gaz, se termine en 2007 pour la Commission de géologie marine de Guangzhou, la Commission géologique de Chine et le ministre des Terres et des Ressources de la République populaire de Chine.
- Le programme GMGS-1 révèle d'épaisses couches sédimentaires riches en hydrate de gaz juste au-dessus de la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz dans trois des huit sites explorés par forage.

## Corée

- Le MOCIE (ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie) de la Corée soutient un programme national fort sur l'hydrate de gaz, avec des organismes de recherche gouvernementaux et des partenaires dans l'industrie.
- Le programme vise à assurer une production commerciale de gaz à partir de l'hydrate de gaz d'ici à 2015 et à fournir un approvisionnement en gaz naturel pendant 30 ans.
- Le projet de R-D sur l'hydrate de gaz de la Corée commence en 2000 dans la mer de l'Est et le bassin d'Ulleung : deux phases sont terminées et deux autres sont prévues d'ici à 2014.
- Le projet lance la première expédition de forage à grande profondeur dans le bassin d'Ulleung en 2007.
- On prévoit de nouveaux forages d'ici à 2010–2012.

## États-Unis

- La loi dite *Methane Hydrate Research and Development Act* entre en vigueur en 2000 et elle fait l'objet de nouvelles autorisations jusqu'à 2010, dans le cadre de l'article 968 de la loi dite *Energy Policy Act* de 2005.
- Le DOE mène les activités de R-D sur l'hydrate de gaz avec six autres agences fédérales.
- Le DOE finance tout un éventail d'enquêtes en laboratoire en vue de déterminer les propriétés physiques et chimiques des hydrates de gaz.
- Les activités de recherche financées par le DOE font des progrès importants dans le domaine de la simulation de la production d'hydrate de gaz.
- L'USGS (U.S. Geological Survey) maintient également des programmes actifs de recherche sur l'hydrate de gaz depuis le début des années 1980, qui se concentrent sur la compréhension des facteurs géologiques et géochimiques affectant la formation d'hydrate de gaz dans les milieux marins et sous le pergélisol de l'Arctique.
- En 1995, l'USGS effectue la première évaluation du volume de gaz renfermé sous la forme d'hydrate de gaz dans les régions en haute mer et sur les côtes aux États-Unis.
- En 2008, le MMS (Minerals Management Service) des États-Unis publie une évaluation géologique basée sur les risques du volume de gaz renfermé sous la forme d'hydrate de gaz dans le golfe du Mexique (<http://www.mms.gov/revaldiv/GasHydrateAssessment.htm>).

- Les principales études sur le terrain sont :
  - le projet *Hot Ice* du DOE/Mauer/Anadarko sur le versant nord de l'Alaska, achevé en 2004
  - le projet industriel conjoint du DOE et de Chevron dans le golfe du Mexique (entamé en 2002 et toujours en cours)
  - le projet du DOE et de BP sur le versant nord de l'Alaska
  - la station de surveillance des fonds marins dans le golfe du Mexique du MMS/NOAA/DOE/USGS.
- Les États-Unis collaborent à des programmes internationaux sur le terrain, y compris :
  - le projet à Mallik en 2002
  - IODP Leg 204 et l'expédition 311 le long de la marge de Cascadia
  - l'expédition de forage et d'échantillonnage de la DGH de l'Inde en 2006 dans l'océan Indien
  - les relevés géophysiques et géochimiques le long de la marche du Chili.

## France

- L'Institut français du pétrole étudie les dangers présentés par l'hydrate de gaz et l'École nationale supérieure des mines de Saint-Étienne effectue des travaux de recherche sur les problèmes d'ingénierie de l'hydrate de gaz.

## Inde

- La Direction générale des hydrocarbures (DGH) coordonne le NGHP (National Gas Hydrate Program), qui est contrôlé par un comité directeur présidé par le secrétaire au pétrole et au gaz naturel.
- L'expédition NGHP 01 se déroule d'avril à août 2006 avec la collaboration de la DGH, de l'USGS et du Consortium des enquêtes scientifiques sur l'hydrate de méthane :
  - Elle effectue des carottages et fore 39 trous dans 21 sites. Elle pénètre dans des sections représentant plus de 9 250 m.
  - Elle trouve des hydrates de gaz dans les bassins de Krishna-Godavari, de Mahanadi et d'Andaman.
  - Elle récupère 2 850 m de carottes pour les faire analyser par des experts internationaux.
  - On propose une deuxième expédition de forage du NGHP pour 2009–2010 en vue de forer et de sonder les gisements d'hydrate de gaz à dominante sablonneuse les plus prometteurs.

## Japon

- Le ministère du commerce international et de l'industrie du Japon (anciennement MITI – Ministry of International Trade and Industry) établit le Programme national du Japon sur les hydrate de gaz en 1995. Il s'agit du premier programme sur les hydrates de gaz de large envergure dans le monde.
- La JOGMEC (Japan Oil Gas & Metals National Corp.) élabore un programme fortement intégré de R-D sur les hydrates de gaz, combinant la recherche fondamentale et les études sur le terrain.
- Les relevés sismiques confirment la présence des RSF étendus dans la fosse de Nankai.
- Les cinq premières années du Programme national du Japon sur les hydrate de gaz débouchent sur des forages très rapprochés dans la fosse de Nankai, en 1999–2000, pour extraire des carottes et pour faire des analyses géophysiques.
- Le METI lance le Programme japonais d'exploitation de l'hydrate de méthane en 2001, en vue d'évaluer le potentiel des gisements d'hydrate de méthane sous la mer dans la région de la fosse de Nankai en tant que ressource. Ce programme.
  - inclut un programme de forage de multiples puits pour 16 sites en 2004
  - extrait des carottes pour analyser des sables renfermant des hydrates de gaz
  - prévoit des tests sur le terrain en 2009 et l'élaboration de technologies de production commerciale d'ici à 2016.
- La JOGMEC joue un rôle de leader dans les trois phases du programme de recherche à Mallik dans le delta du Mackenzie au Canada.

## Nouvelle-Zélande

- Le groupe directeur sur les hydrates de gaz de la Nouvelle-Zélande (N.-Z.) élabore à l'heure actuelle une stratégie pour le développement commercial des ressources en hydrate de gaz de la N.-Z. et vise à apporter les justifications commerciales et scientifiques d'ici à 2009–2011 concernant un site de démonstration des technologies de l'hydrate de gaz en mer dans un endroit approprié au large de la côte est de l'île du Nord.

## Norvège

- L'évaluation des dangers de l'hydrate de gaz, les implications pour le changement climatique et la capture et le piégeage du CO<sub>2</sub> sont les principaux facteurs motivant les recherches sur l'hydrate menées par l'industrie, par les agences gouvernementales et par les universités de Bergen et de Trømsø.

### Royaume-Uni

- Le NOC (National Oceanographic Centre) de Southampton et l'université de Birmingham observent des gisements d'hydrate de gaz dans la nature et les étudient. L'université Heriot-Watt et l'université de Coventry étudient les problèmes de maintien du débit.
- Le projet HYDRATECH géré par l'Union européenne est établi en vue d'élaborer des techniques de quantification des gisements d'hydrate de méthane sur les marges continentales d'Europe, avec un accent sur l'élaboration de techniques sismiques permettant de mettre en évidence et de quantifier les gisements d'hydrate de méthane le long de la marge de Norvège.

### Russie

- Le pays affirme avoir produit  $5 \times 10^9 \text{ m}^3$  (0,18 Tcf) de gaz à partir d'hydrate de gaz dans le champ de Messoyakha depuis 1969.
- Le laboratoire de géologie de l'hydrate de gaz à VNIIOkeangeologiya publie en 1980 des estimations des réserves mondiales d'hydrate de gaz, qui sont conformes aux autres estimations les plus souvent citées.
- VNIIOkeangeologiya publie des études faites sur le terrain dans l'Atlantique nord, dans la mer Noire, dans la mer Caspienne et dans la mer d'Okhotsk au large de l'île de Sakhalin Island.

### Taiïwan

- La Commission géologique centrale mène des recherches sur l'hydrate de gaz et est en train de mettre au point un programme national.
- Le gouvernement lance un programme de quatre ans en 2007 envue d'étudier les gisements d'hydrate de gaz en mer.

### 3. QUANTITÉ ET LOCALISATION DE L'HYDRATE DE GAZ AU CANADA

#### 3.1 ESTIMATIONS DES QUANTITÉS D'HYDRATE DE GAZ

##### ESTIMATIONS À L'ÉCHELLE DE LA PLANÈTE

La quantité de gaz naturel renfermé dans les accumulations d'hydrate de gaz dans le monde est énorme. Les estimations sont des hypothèses et s'étalent sur trois ordres de grandeur, allant d'environ  $2,8 \times 10^{15} \text{ m}^3$  à  $8 \times 10^{18} \text{ m}^3$  (soit entre 100 000 et 280 000 000 Tcf) (voir tableau 3.1). D'après des rapports récents (Milkov *et al.*, 2003), le volume total de gaz emprisonné dans les accumulations d'hydrate de gaz dans le monde est de l'ordre de  $3 \text{ à } 5 \times 10^{15} \text{ m}^3$  (soit entre 110 000 et 180 000 Tcf), ce qui représente entre un septième et un quart de certaines des estimations les plus souvent citées (étude de Kvenvolden, 1993). Par comparaison, on estime que les accumulations de gaz naturel conventionnel, y compris les réserves et les ressources planétaires potentiellement récupérables, représentent environ  $4,4 \times 10^{14} \text{ m}^3$  (soit 16 000 Tcf; Ahlbrandt, 2002), soit environ un dixième de l'estimation de Milkov concernant la quantité de gaz renfermé dans les hydrates de gaz. Autrement dit, même les estimations les plus basses indiquent que l'hydrate de gaz pourrait représenter une source potentiellement beaucoup plus vaste de gaz naturel que les accumulations conventionnelles.

Plusieurs études se sont concentrées sur l'évaluation de la quantité totale d'hydrate de gaz sur les marges en mer. La toute première évaluation provient de Trofimuk *et al.* (1973). Milkov *et al.* (2003) résument toutes les évaluations jusqu'en 2003, révisent l'évaluation de la quantité totale de méthane renfermé dans les dépôts naturels d'hydrate de gaz, qui était de  $21 \times 10^{15} \text{ m}^3$  (soit 740 000 Tcf) de méthane à l'état gazeux (c'est-à-dire à température et à pression normales), et proposent une estimation plus faible de  $1 \text{ à } 5 \times 10^{15} \text{ m}^3$  (soit entre 35 000 et 180 000 Tcf) de gaz<sup>16</sup>. Quel que soit le soin pris à estimer la composition du gaz, la saturation moyenne de l'hydrate de gaz, la porosité des sédiments et l'envergure latérale et verticale de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz, il reste de grandes incertitudes. À mesure qu'on obtient de nouveaux résultats lors de forages, il faut réviser ces estimations de la quantité disponible dans les accumulations. Comme on dispose

---

16 Lorsque le méthane se dégage d'un volume donné d'hydrate de gaz à l'état solide, son volume se multiplie par 150 à 170 à température et à pression normales (Kvenvolden, 1999). Par conséquent,  $10^{15} \text{ m}^3$  (35 000 Tcf) de méthane à l'état gazeux équivaut à un volume de  $\sim 6 \times 10^{12} \text{ m}^3$  ( $\sim 220$  Tcf) d'hydrate de gaz à l'état solide.

de très peu d'ensembles de données issus de forages et de carottages<sup>17</sup>, il est encore difficile, à l'heure actuelle, de fournir une estimation fiable du volume total des gisements naturels d'hydrate de gaz. Il est également difficile d'évaluer la quantité d'hydrate de gaz présente sur une marge donnée, en raison de l'hétérogénéité des milieux sédimentologiques le long de chaque marge. L'expédition 311 de l'IODP a montré que les dépôts d'hydrate de gaz variaient de façon importante, même à des échelles de quelques dizaines de mètres (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006). L'extrapolation à partir de l'échelle locale peut s'avérer non fiable si on ne dispose pas de connaissances supplémentaires concernant l'échelle d'hétérogénéité.

### Tableau 3.1

**Estimations mondiales de la quantité de gaz dans les hydrates de gaz en milieu continental (sur terre) et en milieu océanique (à température et pression normales; 101,3 kPa et 20 °C**

#### Hydrates en milieu continental

(x 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> )	(Tcf)	Référence
14	490	Meyer (1981)
31	1 000	Mclver (1981)
57	2 000	Trofimuk <i>et al.</i> (1977)
740	26 000	MacDonald (1990)
34 000	1 200 000	Dobrynin <i>et al.</i> (1981)

#### Hydrates en milieu océanique

(x 10 <sup>15</sup> m <sup>3</sup> )	(Tcf)	Référence
1 à 5	35 000 et 180 000	Milkov <i>et al.</i> (2003)
3,1	110 000	Mclver (1981)
5 à 25	180 000 et 880 000	Trofimuk <i>et al.</i> (1977)
20	706 000	Kvenvolden (1988a)
21	740 000	MacDonald (1990)
40	1 400 000	Kvenvolden et Claypool (1988)
120	4 200 000	Klauda et Sandler (2005)
7 600	270 000 000	Dobrynin <i>et al.</i> (1981)

17 Les données proviennent principalement d'expéditions de forage coordonnées dans le cadre de l'ODP (Legs 146, 164, 204) et de l'IODP (expédition 311), ainsi que l'expédition 01 récente du NGHP de l'Inde.

Les évaluations globales ci-dessus concernent la quantité totale de gaz présent dans les accumulations sous forme d'hydrate et *non* la quantité de gaz qu'on pourrait réellement produire à partir des accumulations d'hydrate de gaz de la planète. Il faudra beaucoup plus de travaux encore pour peaufiner les estimations du volume total d'hydrate de gaz et pour quantifier les volumes de gaz qu'il serait possible de produire. (Voir la discussion au chapitre 4 concernant les facteurs influençant la capacité de produire du gaz à partir de l'hydrate de gaz.) En dépit de ces grandes incertitudes, il est instructif de faire des comparaisons des ordres de grandeur avec les estimations des ressources en gaz naturel conventionnel *récupérables* (tableau 3.2). Les données des tableaux 3.1 et 3.2 ne sont pas strictement comparables — parce qu'on ne sait pas quelle fraction du gaz en provenance de l'hydrate de gaz pourrait s'avérer être récupérable — mais l'importance du potentiel de l'hydrate de gaz est évidente.

**Tableau 3.2**

**Estimations de la quantité récupérable de gaz naturel conventionnel**

	(x 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> )	(Tcf)	Référence
Quantité restante de gaz naturel conventionnel récupérable (monde)	440	16 000	Ahlbrandt (2002)
Total des réserves initiales de gaz naturel conventionnel (Canada)	5,9	210	ONE (2007)
Réserves restantes établies de gaz naturel conventionnel (Canada)	1,6	57	ONE (2007)

**Estimations des quantités au Canada**

Le Canada bénéficie du fait que deux des projets d'étude de l'hydrate de gaz naturel sur le terrain les plus intensives se situent dans le nord de la marge de Cascadia (au large de l'île de Vancouver) et aux puits de recherche sur les dépôts d'hydrate de gaz sous le pergélisol de Mallik, dans le delta du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest). Ces études ne sont cependant que d'échelle locale. Il n'existe que peu de recherches évaluant la répartition géographique et le volume total de l'hydrate de gaz au Canada. Les évaluations de ce type se fondent toutes sur des extrapolations à partir d'études locales et sur les connaissances dont on dispose concernant les endroits où les hydrates de gaz *pourraient* se trouver. Pour pouvoir estimer la quantité totale d'hydrate de gaz présente dans une région géographique, quelle qu'elle soit, il faut faire des suppositions concernant la nature des gisements d'hydrate de gaz, le contexte géologique de la région et le système pétrolier (voir l'annexe technique à la fin de ce chapitre, qui fournit de plus amples renseignements sur le système pétrolier). Bien que les gisements d'hydrate de gaz soient hautement

hétérogènes, comme l'ont montré les études récentes sur la côte ouest (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), les estimations ne tiennent pas compte, généralement, des variations de la concentration en hydrate de gaz, de la porosité des strates du réservoir, des régimes de température et de pression, de la composition du gaz et de la salinité de l'eau interstitielle. Étant donné la variabilité naturelle de tous ces facteurs, les estimations du volume d'hydrate de gaz s'évaluent sur plusieurs ordres de grandeur.

Majorowicz et Osadetz (2001) estiment que le volume total de méthane emprisonné dans les dépôts d'hydrate de gaz au Canada se situe entre  $10^{12}$  et  $10^{14}$  m<sup>3</sup> (soit entre 35 et 3 500 Tcf). La fiabilité de cette estimation est limitée du fait que l'analyse ne tient pas compte des conditions géologiques et tectoniques locales et des caractéristiques du bassin. Néanmoins, malgré ces limitations, les estimations sont utiles dans un sens plus général, parce qu'elles indiquent que la réserve d'hydrocarbures est potentiellement vaste et pourrait, d'après les auteurs, être équivalente en ordre de grandeur aux ressources en gaz naturel conventionnel au Canada. Ces mêmes auteurs estiment que ces ressources en gaz naturel conventionnel seraient d'environ  $27 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup> (soit environ 950 Tcf). L'ONE estime que le potentiel du Canada en gaz naturel conventionnel est, en dernière analyse, de  $14,2 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup> (soit environ 500 Tcf) (*Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation/Évaluation du marchés de l'énergie*, avril 2004).

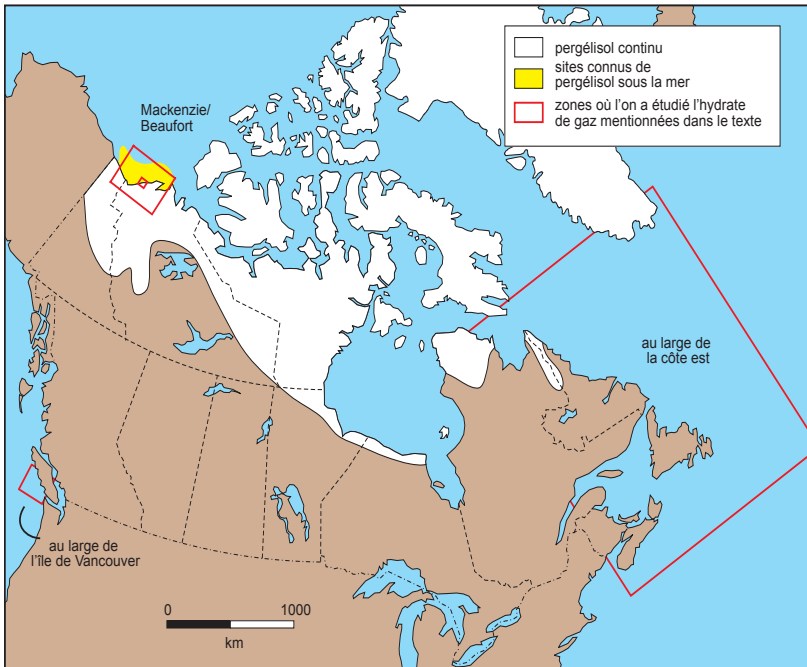
Pour surmonter certaines des limitations de l'étude de 2001, Osadetz et Chen (2005) peaufinent l'évaluation de la région du delta du Mackenzie/de la mer de Beaufort en introduisant des contraintes supplémentaires. Ils prennent en compte un indice d'intensité tectonique pour diverses sous-régions — par exemple, pour décrire les failles qui pourraient fournir des voies de propagation pour le méthane gazeux. L'étude d'Osadetz et Chen (2005) fournit des estimations dans les mêmes limites que celles fournies par Majorowicz et Osadetz (2001), de  $10^{12}$  à  $10^{13}$  m<sup>3</sup> (soit de 35 à 350 Tcf) de gaz dans les accumulations pour la région du delta du Mackenzie/de la mer de Beaufort. Il n'existe pas de résumé détaillé équivalent pour le nord de la marge de Cascadia au large de l'île de Vancouver, en dépit de nombreuses études détaillées sur cette marge (dont nous parlons ci-dessous). Les résultats de ces deux études de Majorowicz et Osadetz (2001) et d'Osadetz et Chen (2005) sont résumés au tableau 3.3. On a effectué des études supplémentaires pour la région au large de la côte est (Majorowicz et Osadetz, 2003), comme nous l'expliquons ci-dessous.

**Tableau 3.3**  
Total des estimations du volume de gaz dans l'ensemble des régions d'hydrate de gaz du Canada

	delta du Mackenzie / mer de Beaufort	archipel Arctique	côte est	côte ouest
Majorowicz et Osadetz (2001)	(x 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> ) 2,4 – 87 (Tcf) 85 – 3 000	19 – 620 670 – 22 000	19 – 78 670 – 2 800	3,2 – 24 110 – 850
Osadetz et Chen (2005)	(x 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> ) (Tcf) 8,8 – 10,2 310 – 360	pas d'estimation	pas d'estimation	pas d'estimation
Techniques et outils ayant servi à obtenir les estimations	2001 : données des diagraphies, modélisation thermique de la zone de stabilité; intervalle obtenu en utilisant l'intervalle possible des valeurs des taux de porosité, de concen- tration et d'occupation 2005: facteur supplé- mentaire de complexité géologique et approche probabiliste pour déterminer les estimations	données des diagraphies, modélisation thermique de la zone de stabilité; intervalle obtenu en utilisant l'intervalle possible des valeurs des taux de porosité, de concentration et d'occupation	données des diagraphies, modélisation thermique de la zone de stabilité; intervalle obtenu en utilisant l'intervalle possible des valeurs des taux de porosité, de concentration et d'occupation	données des diagraphies, modélisation thermique de la zone de stabilité, estimations des concentration grâce aux forages de l'ODP, à la réparti- tion des RSF

### 3.2 LOCALISATION DES HYDRATES DE GAZ

Au Canada, on a étudié les hydrates de gaz à la fois sur les marges continentales et dans les régions du pergélisol (voir figure 3.1). On dispose de plus d'informations sur la côte est et le nord, principalement en raison de la localisation physique des deux laboratoires naturels du Canada, à savoir Cascadia (côte ouest) et Mallik (Arctique). Cependant, il est certain qu'il y a d'autres endroits au Canada avec des hydrates de gaz que ceux qui ont été étudiés ou mis en évidence sur cette carte.



(Majorowicz et Osadetz, 2001)

AAPG © 2001 Figure adaptée et reproduite avec l'autorisation de l'AAPG.

Toute autre utilisation de cette figure exige l'autorisation de l'AAPG.

#### Figure 3.1

#### Évaluations régionales des gisements d'hydrate de gaz au Canada

Veillez noter que, si cette carte montre les trois régions sur lesquelles les évaluations se sont concentrées jusqu'à présent, il est possible qu'on trouve de l'hydrate de gaz dans d'autres zones de la marge.

Il est clair qu'il est nécessaire de cartographier davantage les gisements et de faire des recherches sur les hydrates de gaz sur toutes les marges. En dépit de recherches approfondies dans certains sites spécifiques et de la grande qualité des travaux canadiens dans ce domaine, on ne dispose pas d'études approfondies concernant les marges côtières et les régions du pergélisol au Canada pour ce qui est des hydrates de gaz. Il convient de noter, cependant, que l'on fait couramment des estimations des autres ressources minérales sans dresser de carte de tous les sites où on en trouve et il ne serait pas pratique d'essayer de dresser une carte de tous les gisements d'hydrates bassin par bassin, en raison de la longueur des côtes du Canada. Il existe cependant deux exemples en Corée du Sud et à Taïwan, où, grâce à des programmes nationaux très forts, on a analysé l'ensemble des marges en mer à l'aide de données sismiques en 2D et en 3D, en suivant une grille, sur plusieurs années (voir par exemple Liu *et al.*, 2006; Park *et al.*, 2008). De plus, le MMS des États-Unis a récemment diffusé une étude évaluant le potentiel d'existence de gisements d'hydrates de gaz dans l'ensemble du golfe du Mexique (Minerals Management Service, 2008).

La meilleure façon d'étudier la répartition des gisements d'hydrate de gaz est d'utiliser à la fois la méthode sismique et la méthode électromagnétique, même si les estimations produites par ces méthodes ne peuvent être confirmées que quand on les calibre à l'aide des diagraphies de puits ou des carottes. En milieu marin, la détection de l'hydrate de gaz à l'aide de techniques de détection géophysique à distance est assez difficile, mais faisable. En raison de la complexité géologique des environnements sur terre, l'analyse sismique est beaucoup plus difficile.

Vous trouverez à la fin de ce chapitre une annexe technique fournissant une vue d'ensemble des divers outils géoscientifiques servant à cartographier et à caractériser les dépôts d'hydrate de gaz.

## Régions marines du Canada

On sait qu'il existe de l'hydrate de gaz au long de toutes les marges canadiennes en milieu marin — au large de l'île de Vancouver au nord de la marge de Cascadia, au large de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que dans la mer de Beaufort. On n'a récupéré d'échantillons d'hydrate de gaz, pour l'instant, que

sur la côte ouest<sup>18</sup>. Les études sur les côtes de l'Arctique et de l'Atlantique ont été bien moins approfondies jusqu'à présent.

Traditionnellement, on utilise, dans les milieux marins, le RSF pour déduire la présence et la concentration d'hydrate de gaz. Des études plus récentes sur la côte ouest ont montré que l'hydrate de gaz pouvait exister sans RSF (voir, par exemple, Yuan et Edwards, 2000) et qu'il pourrait y avoir un RSF sans qu'il y ait beaucoup d'hydrate de gaz présent au-dessus de cette réflexion sismique (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006; *Gas hydrates transect*, 2006). Cependant, le consensus dans la communauté scientifique à l'heure actuelle est que le RSF ne constitue qu'un indicateur de premier niveau concernant la présence potentielle d'hydrate de gaz dans une zone et non un moyen de quantifier la ressource. On pense que la réflexion observée dans les profils sismiques indique principalement la présence de gaz libre sous la zone de stabilité de l'hydrate de gaz.

En dépit de ses limitations en tant qu'outil pour faire des estimations fiables de la concentration, le RSF reste le premier indicateur de la présence d'hydrate de gaz. De nouvelles analyses au large de l'Inde, dans le golfe du Mexique et sur le versant nord de l'Alaska montrent que la cartographie et la détection des réservoirs sablonneux — c'est-à-dire l'approche traditionnelle pour les systèmes pétroliers dans les bassins présentant un intérêt (voir annexe) — sont nécessaires pour détecter les strates du réservoir (principalement du sable) qui pourraient contenir de l'hydrate de gaz. Cette cartographie ne peut s'accomplir qu'à l'aide de données sismiques en 3D de grande qualité.

Comme nous le décrivons dans l'annexe de ce chapitre, les effets les plus importants de l'hydrate de gaz dans la zone de stabilité elle-même sont l'augmentation des propriétés élastiques (puisque un solide remplace un fluide) et de la résistivité électrique (puisque un isolant électrique remplace un conducteur). Ainsi, on peut étudier la répartition de l'hydrate de gaz sur une grande zone à l'aide de méthodes sismiques<sup>19</sup> et de méthodes d'électromagnétisme à source contrôlée (CSEM) qui

---

18 On a récupéré des échantillons lors de l'expédition 311 de l'IODP (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), d'un carottage à piston spécifique sur une région à grand flux appelée « griffon Bullseye » (Riedel *et al.*, *Gas hydrates transect*, 2006) et à Barkley Canyon, où l'on a découvert d'énormes monticules d'hydrate de gaz à l'aide d'analyses vidéo télécommandées du fond (Chapman *et al.*, 2004), après qu'un chalutier de pêche a accidentellement déplacé une quantité estimée à 1,5 tonnes d'hydrate de gaz au fond de la mer (Spence *et al.*, 2001)

19 Les méthodes sismiques analysent la vitesse des ondes de compression (ou l'impédance par inversion) ou la vitesse des ondes transversales à l'aide d'analyses à composantes multiples (voir par exemple Yuan *et al.*, 1996; Dai *et al.*, 2004; Lu et McMechan, 2004; Hobro *et al.*, 2005).

détectent la résistivité électrique (voir, par exemple, Yuan et Edwards, 2000; Schwalenberg *et al.*, 2005). De surcroît, l'analyse détaillée du site — avec des mesures des flux de chaleur, des relevés magnétiques et des analyses des modules d'élasticité des fonds océaniques — aide à mieux caractériser tel ou tel dépôt particulier et à décrire les propriétés physiques des sédiments (voir, par exemple, Willoughby *et al.*, 2005; Novosel *et al.*, 2005; Riedel *et al.*, *Gas hydrates transect*, 2006; Enkin *et al.*, 2007).

En dépit de recherches approfondies effectuées dans certains endroits spécifiques et de la grande qualité des travaux et du leadership du Canada dans ce secteur, les marges canadiennes n'ont pas été bien étudiées et cartographiées pour ce qui est de la présence d'hydrate de gaz dans les différentes régions. Sur la côte est, il y a eu peu de recherches sur l'hydrate de gaz. Cependant, il existe de vastes séries de données sismiques et — contrairement à ce qu'indique l'étude de Majorowicz et Osadetz en 2001 — la faible densité latérale des RSF pourrait indiquer que la répartition du gaz libre sous la zone d'hydrate de gaz varie. Bien qu'il soit possible que l'hydrate de gaz existe malgré l'absence de RSF, il faudrait d'autres moyens de détection géophysique pour définir l'étendue de l'hydrate de gaz (voir l'annexe à la fin de ce chapitre). Jusqu'à présent, ces techniques de cartographie géophysique n'ont été que peu utilisées sur la côte est (Shimeld *et al.*, 2004; Mosher *et al.*, 2005). Sur la côte ouest, il y a eu des études locales intensives, mais peu d'activités de cartographie sur la marge, et une bonne partie des données sismiques est soit ancienne (datant de 1989 ou d'avant) ou de qualité relativement faible.

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, il est nécessaire de cartographier les gisements de façon élargie et de faire des recherches sur l'hydrate de gaz sur toutes les marges. Les études sur le terrain pourraient profiter d'un ensemble commun et bien entretenu d'appareils d'étude géophysique avec la machinerie lourde associée. De surcroît, il y a de fortes limitations dans les occasions de faire des relevés, en raison (a) d'un manque de navires de recherche, (b) d'un manque de savoir-faire technique, qui était autrefois fourni par RNCAN par l'intermédiaire de la Commission géologique du Canada (CGC), (c) du coût élevé des relevés et (d) des restrictions environnementales — par exemple sur la taille des sources sismiques — y compris les problèmes relatifs aux moratoires sur la côte ouest (décrits au chapitre 5) concernant les activités d'exploration en mer<sup>20</sup>.

---

20 Les moratoires concernant la côte ouest ne s'appliquent pas aux recherches théoriques.

Bien que les concentrations d'hydrate de gaz dans la plupart des accumulations en milieu marin semblent être faibles (voir, par exemple, Collett, 2002), il y a de plus en plus de données indiquant qu'il existe des dépôts enrichis d'hydrate de gaz en milieu marin associés aux griffons froids (zones de propagation gazeuse excessive; voir encadré n°8) et aux grands écoulements thermogéniques, comme on en voit sur la marge de Cascadia au large de l'Oregon (Tréhu *et al.*, 2003) et au large de l'île de Vancouver (Schwalenberg *et al.*, 2005; Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), dans le golfe du Mexique (MacDonald *et al.*, 1994; Sassen et MacDonald, 1994) ou dans la mer de l'Est / mer du Japon (Lee *et al.*, 2005). L'étude sur le terrain de la marge de Cascadia décrite ci-dessous est un bon exemple.

### Côte est

Les recherches sur l'hydrate de gaz sur la côte est du Canada sont, jusqu'à présent, très limitées. Par le passé, on pensait qu'il y avait plus d'hydrate de gaz sur la côte est que sur la côte ouest, en raison de l'évaluation régionale de Majorowicz et Osadetz (2003). Ils ont compilé les informations sur les puits connus dans toute la région et définit ceux où il était probable qu'il y ait de l'hydrate de gaz. Seuls 18 puits sur plus de 100 puits examinés présentent les conditions permettant probablement la formation d'hydrate de gaz<sup>21</sup>. Plus de 90 pour cent des puits disponibles se situent dans des eaux de moins de 300 m de profondeur et se situent donc en dehors de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz. L'interprétation de l'hydrate de gaz issu des puits industriels est d'autant plus limitée dans les centaines de mètres juste au-dessous du fond de la mer du fait qu'on ne dispose pas habituellement de diagraphies géophysiques. La réévaluation de la zone de stabilité de l'hydrate de méthane a conduit Majorowicz et Osadetz (2003) à conclure que certaines des zones d'hydrate de gaz mises en évidence antérieurement par Judge *et al.* (1990) et Smith *et al.* (2001) se situaient en dehors des limites normales garantissant la stabilité de l'hydrate de méthane. Majorowicz et Osadetz font l'hypothèse que ces zones plus profondes correspondent à des hydrates de gaz de type sII contenant des hydrocarbures plus lourds, d'origine thermogénique.

Dernièrement, les efforts se sont concentrés sur la détection et la cartographie des RSF dans les données sismiques (Mosher *et al.*, 2006; Shimeld *et al.*, 2006). Il y a peu d'éléments indiquant l'existence de RSF au large de la côte est du Canada. Thurber Consultants (1986) signale des RSF dans la zone de Gjoa (détroit de Davis), dans la zone de Bjarni (plateau du Labrador), à Gander Block et à Sackville Spur. Les analyses détaillées des données sismiques le long du plateau néo-écossais ne

---

21 Quatre puits sur le plateau continental du Labrador, neuf dans le secteur de Grand Banks et cinq sur le plateau néo-écossais.

montrent que deux principales zones de présence de RSF, à Haddock Channel et à Mohican Channel (Shimeld *et al.*, 2004; Mosher *et al.*, 2005; voir figure 3.3).

Les études des endroits où l'on trouve des RSF sont complétées par des analyses spéciales à l'aide de séismomètres sur le plancher océanique [SPO] (LeBlanc *et al.*, 2007). Les données fournies par un SPO peuvent servir à décrire la structure de vitesse à petite échelle autour du site où est déployé le SPO. Les analyses autour de Mohican Channel indiquent que la vitesse observée augmente au-dessus du RSF, ce qui pourrait indiquer des concentrations en hydrate de gaz entre deux et six pour cent de l'espace interstitiel, avec une concentration de gaz libre de moins d'un pour cent en dessous du RSF. Il faut noter qu'il s'agit de la seule analyse détaillée de la structure de vitesse sur la côte est, de sorte qu'il serait probablement sans intérêt de faire des estimations pour la région à partir de cette étude.

Les analyses récentes d'un ensemble de données sismiques en 3D fournies par l'industrie dans la région autour de Mohican Channel montrent des structures de type griffon, avec de fortes indications de flux de méthane localement renforcé et la présence potentielle de fortes accumulations d'hydrate de gaz, semblables à celles observées sur la marge de Cascadia (Mosher *et al.*, 2005).

Les données et les enquêtes existantes ne sont pas concluantes pour ce qui est des ressources potentielles en hydrate de gaz dans cette région et il faudra faire des recherches plus avancées, en particulier avec des échantillonnages directs lors de forages et de carottages à grande profondeur. On pourrait réinterpréter les ensembles de données existants pour rechercher des réservoirs sablonneux, selon l'approche plus récente des systèmes pétroliers (voir annexe).

## Côte ouest

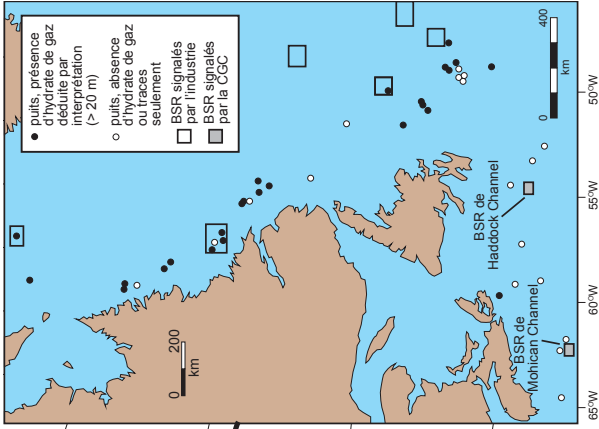
Cela fait plus de deux décennies qu'on étudie des gisements naturels d'hydrate de gaz au large de l'île de Vancouver. À la différence de la côte est, on dispose de données de diagraphies de puits de deux expéditions de forages de recherche ODP/IODP (Westbrook *et al.*, 1994; Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), qui nous aide à déterminer l'existence probable d'hydrate de gaz. La présence d'hydrate de gaz a tout d'abord été déduite des données sismiques rassemblées en 1985 et en 1989 (voir, par exemple, Hyndman et Spence, 1992). Par la suite, ODP Leg 146 (Westbrook *et al.*, 1994) et l'expédition 311 de l'IODP (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006) ont fourni d'abondantes données quantitatives, avec des

échantillonnages directs de carottes contenant de l'hydrate de gaz et des preuves indirectes de l'existence d'hydrate de gaz en raison de l'augmentation des vitesses sismiques et des résistivités électriques dans les diagraphies des puits, de la dessalure intensive des eaux interstitielles et de la réduction des températures notée dans l'imagerie infrarouge de la carotte récupérée.

S'il existe des ensembles de données de cartographie géophysique, ces données sont réparties de façon limitée sur l'ensemble de la marge. La plupart des données sismiques datent de plusieurs décennies, sont de qualité variable et ne sont pas archivées de façon approfondie. Les données de l'imagerie CSEM sont rares. La répartition a été cartographiée principalement à partir d'un RSF et, comme pour la côte est, on pourra effectuer une meilleure évaluation de la quantité d'hydrate de gaz renfermée dans ces dépôts en complétant les données de réflexion sismique par d'autres méthodes géophysiques.

Le prisme d'accrétion — c'est-à-dire le biseau de sédiments raclés sur le plateau continental du Pacifique lors de sa subduction sous le plateau Juan de Fuca (figure 3.2) — au large de l'île de Vancouver a fait l'objet de nombreuses études géologiques et géophysiques en mer au cours des deux dernières décennies. La forte abondance d'hydrate de gaz dans le prisme d'accrétion sédimentaire s'explique du fait des fluides interstitiels riches en méthane dans la section sédimentaire sur le plateau Juan de Fuca, qui sont expulsés par les forces tectoniques vers le haut et entrent ainsi dans la zone de stabilité de l'hydrate de gaz (Hyndman et Davis, 1992).

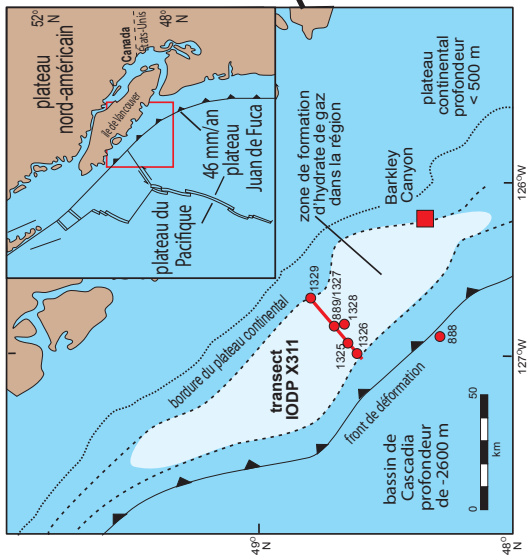
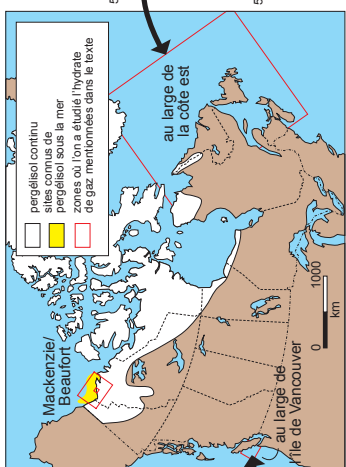
On a utilisé un certain nombre de méthodes géophysiques, géotechniques et géologiques pour détecter et caractériser l'hydrate de gaz, y compris des forages scientifiques, l'imagerie sismique à 2D et à 3D à canal unique ou à canaux multiples, les analyses des modules d'élasticité des fonds océaniques, les relevés CSEM, le SPO, les déterminations des flux de chaleur, les carottages à piston avec des mesures des propriétés physiques des sédiments et des analyses géochimiques des fluides interstitiels, des observations vidéo des fonds océaniques et des échantillonnages à l'aide d'un sous-marin sans équipage appelé ROPOS (*remotely operated platform for ocean science*). Spence *et al.* (2000) et Hyndman *et al.* (2001) ont fourni des résumés. Ces études comprennent des relevés de vaste envergure sur une grande zone dans le voisinage du site 889 de l'ODP et des relevés ciblés à petite échelle sur des structures de griffon initialement mises en évidence dans les données sismiques (Riedel *et al.*, 2002; Riedel, 2007). La région est bien adaptée à la comparaison des forces de diverses méthodologies et fournit l'occasion de calibrer les données en fonction du contenu d'hydrate tel qu'il a été mesuré lors de l'expédition récente 311 de l'IODP. La marge de Cascadia est l'un des gisements naturels d'hydrate de gaz les mieux étudiés dans le contexte des marges continentales de par le monde.



(Shimeld et al., 2004)  
Reproduite avec l'autorisation de John Shimeld.

**Figure 3.3**

Cette carte montre la localisation des RSF signalés sur la côte est du Canada dans les études de l'industrie (carrés vides) et dans les analyses détaillées de la CGC (carrés gris). Elle montre également la localisation des puits de l'industrie où l'on a déduit, par interprétation, la présence d'hydrates de gaz (cercles noirs) et l'absence d'hydrate de gaz (cercles blancs). (Version modifiée d'une figure de Shimeld et al., 2004). Pour plus de détails, voir le corps du texte.



(Hyndman, R. D., 1995)  
Reproduite avec l'autorisation des Presses scientifiques du CNRC.

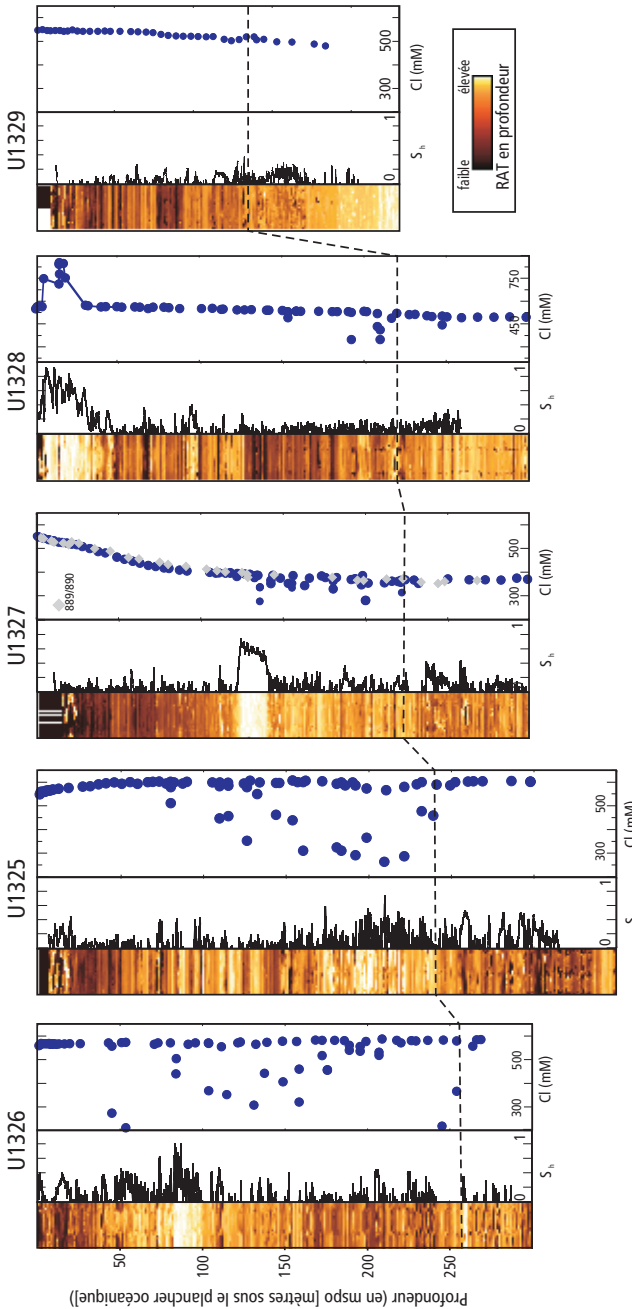
**Figure 3.2**

La zone en gris indique la région d'hydrate de gaz ayant fait l'objet d'études intensives, sur le nord de la marge de Cascadia, au large de l'île de Vancouver; on a déduit la présence de l'hydrate de gaz par inférence de l'observation de RSF dans d'anciennes données sismiques. Les forages scientifiques de l'expédition 311 de l'IODP et du site 889 de l'ODP et le site 888 de référence « sans hydrate de gaz » de l'ODP sont indiqués en rouge. On a observé d'énormes affaissements d'hydrate de gaz au site de Barkley Canyon (carré rouge).

Les résultats les plus importants de l'expédition 311 de l'IODP sont les suivants :

- Il y a considérablement plus de sable que ce qu'on pensait, ce qui fournit les strates de réservoir nécessaires avec une grande porosité et une grande perméabilité pour avoir de grandes quantités d'hydrate de gaz.
- L'hydrate de gaz se forme principalement dans les formations riches en sable et est quasiment absent des sédiments à granulométrie fine (dans les limites de résolution des outils et des techniques employés pour quantifier les concentrations). La présence d'hydrate de gaz dépend donc principalement de la lithologie (c'est-à-dire du type de formation sédimentaire et de ses caractéristiques physiques sur le plan de la granulométrie).
- Le RSF n'a pas de rapport avec la concentration en hydrate de gaz dans la zone de température et de pression stables et ne constitue qu'un indicateur de premier niveau concernant la présence potentielle d'hydrate de gaz.
- Tous les sites présentent un niveau élevé d'hétérogénéité pour ce qui est de la présence d'hydrate de gaz. Il n'est pas possible de tracer les contours des couches individuelles contenant de l'hydrate de gaz entre puits adjacents sur des distances de plus que quelques dizaines de mètres, au mieux. Il faut donc se méfier si on veut faire des extrapolations à partir d'observations de forages à petite échelle pour obtenir des estimations d'échelle régionale.

Les formations d'hydrate de gaz sur la marge de Cascadia sont beaucoup plus compliquées qu'on ne le pensait auparavant (figure 3.4).



(Riedel et al., 2006)  
 Figure reproduite avec l'autorisation de Michael Reidel.

**Figure 3.4**

Résultats du transect de carottage et de diagraphie de l'expédition 311 de l'IODP sur le nord de la marge de Cascadia (de Riedel et al., 2006). La figure montre les résultats de résistivité au trépan (RAT) pour tous les sites de forage le long du transect (U1326, U1325, U1327 et U1329), ainsi que pour le site du griffon froid (U1328), obtenus lors de diagraphies réalisées au cours du forage (LWD, logging-while-drilling), et les concentrations en hydrate de gaz (S<sub>h</sub>, lignes noires) et les profils de chlorinité de l'eau interstitielle (points bleus) qu'on peut dériver de ces résultats.

Les valeurs élevées de résistivité électrique (apparaissant dans l'image de RAT sous la forme d'une couleur blanche) correspondent à un contenu élevé d'hydrate de gaz. La base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz apparaît sous la forme d'une ligne pointillée et coïncide avec le RSF. Les images de la RAT, les concentrations et les profils de chlorinité dérivés soulignent le caractère extrêmement hétérogène des dépôts d'hydrate de gaz au large de la côte ouest du Canada quand on va d'un puits à un autre. On n'observe pas de couche uniforme renfermant de l'hydrate de gaz au dessus du BSR (comme on a pu l'avancer par le passé). Chaque site de forage présente un profil géochimique et une répartition de l'hydrate de gaz bien particuliers.

Il est apparent que les facteurs géologiques jouent un grand rôle — soit du fait de la lithologie soit en raison des systèmes de faille/fracture — et il y a également un haut niveau de variabilité et de complexité sur le plan latéral. Bien que les résultats de l'expédition 311 de l'IODP aient fourni de nouvelles données prometteuses concernant la présence de dépôts d'hydrate de gaz en milieu marin au large de l'île de Vancouver, il reste des problèmes à surmonter pour évaluer la quantité totale d'hydrate de gaz qui pourrait se trouver sur la côte ouest. Par exemple, la salinité très variable des fluides interstitiels le long du transect du forage fait qu'il est difficile de définir les profils de résistivité selon la profondeur qui pourraient servir de référence au-delà du voisinage immédiat du trou de forage, ce qui présente des difficultés pour l'interprétation des données des relevés CSEM (voir figure 3.4). Dans certains cas, l'hydrate de gaz apparaît aussi dans les fractures et non comme un matériau de remplissage des espaces interstitiels.

L'observation des gisements d'hydrate de gaz remplissant des fractures montre qu'il faut faire preuve de soin lorsqu'on applique des relations empiriques (comme la « loi d'Archie » aux données de résistivité ou bon nombre de relations sismiques pour les données de vitesse) qui supposent implicitement que l'hydrate de gaz est un matériau de remplissage des espaces interstitiels. Les méthodes sismiques supposent qu'on connaît la courbe de vitesse d'un arrière-plan sans hydrate de gaz pour déduire les concentrations par inférence, ce qui est difficile à évaluer dans les zones de lithologie très variable et les estimations de concentration (comme pour les méthodes de résistivité) supposent que l'hydrate de gaz est un matériau de remplissage des espaces interstitiels.

### **Encadré n°7 – Integrated Ocean Drilling Program (IODP)**

L'IODP est un programme coopératif de forage géologique en milieu marin lancé en 2004 pour effectuer des recherches sur les processus dans la terre. Il a pour but de résoudre les problèmes des sciences de la Terre en récupérant des échantillons de sédiments et de roches en dessous des fonds océaniques et en utilisant les trous de forage ainsi obtenus pour effectuer des mesures et des expériences dans les trous. L'hydrate de gaz n'est qu'un des aspects sur lesquels les recherches de l'IODP se concentrent.

L'IODP s'appuie sur des travaux effectués antérieurement dans le cadre du DSDP (Deep Sea Drilling Project), lancé en 1968, et de l'ODP, lancé en 1985. L'ODP était financé par la NSF (National Science Foundation) des États-Unis, avec 22 partenaires internationaux, et était dirigée par le JOIDES (Joint

Oceanographic Institutions for Deep Earth Sampling)<sup>22</sup>. L'ODP s'est servi d'un navire de forage pour récupérer des échantillons de sédiments à des profondeurs de jusqu'à 2 000 m au-dessous des fonds océaniques.

L'ODP comprend un important navire de recherche et de forage (le navire japonais *Chikyu*), qui est le plus grand navire de recherche jamais construit, et des expéditions de mission spéciale sur des plates-formes spécifiques pour accéder à des zones complexes auxquelles il est impossible d'accéder avec un grand navire de forage (comme les bancs de corail et les zones arctiques recouvertes en permanence par de la glace, qui exigent l'aide de brise-glaces). Le *Chikyu* utilise des techniques de forage vertical, qui sont plus efficaces dans les grandes profondeurs. Le forage vertical inclut la capacité de « sceller » le trou de forage si l'on rencontre des conditions dangereuses. Cette capacité de forage vertical permet d'accéder à diverses nouvelles régions ciblées qu'on estimait trop dangereuses pour les forages, en raison de la possibilité d'avoir des conditions instables sous les fonds océaniques — c'est-à-dire des hydrocarbures ou d'autres fluides/gaz sous haute pression. Au fil des ans, les recherches en collaboration du DSDP, de l'ODP et de l'IODP ont conduit à l'exploration de plus de 800 sites (Hayes, 2008).

Le Canada était un membre actif de l'ODP par le passé et de nombreux scientifiques canadiens ont été en mesure de participer directement aux expéditions du navire de forage. Les changements récents dans les conditions de financement et dans le climat politique ont cependant conduit à une réduction de la participation du Canada à l'IODP et limité la participation des scientifiques canadiens à un chercheur par an autorisé à bord des navires de forage. Le manque de financement a également conduit à la fermeture du bureau canadien de l'ODP en 2003. Le consortium canadien de forage en mer (Canadian Consortium for Ocean Drilling, CCOD) est une communauté basée dans les universités qui a été formée pour maintenir la participation des chercheurs aux activités de forage océanique. Le CCOD compte désormais 14 membres, RNCan et 13 universités dans le pays.

L'IODP offre une plate-forme exceptionnelle pour la collaboration internationale, pour la mise en commun des connaissances et pour la formation des scientifiques de demain en géosciences en milieu marin. Le fait que le Canada n'est pas membre de l'IODP limite sa capacité de rester à la fine pointe en R-D, en particulier dans des domaines importants comme les études climatiques, qui ont un impact global sur la société.

---

22 Voir : [www.odplegacy.org/science\\_results](http://www.odplegacy.org/science_results).

### **Encadré n°8 – « Zones vierges » sismiques et griffons froids**

On s'est tout particulièrement intéressé, au cours des 10 dernières années, à plusieurs zones sismiques dites « zones vierges » (où il est impossible d'obtenir des images sismiques cohérentes). On a initialement observé une série de zones vierges au large de l'île de Vancouver, avec des diamètres se situant entre 80 et 400 m, à l'aide d'une section sismique à canaux multiples en 3D à haute résolution. On a trouvé de l'hydrate de gaz à l'aide d'un appareil de carottage à piston lors de l'expédition 311 de l'IODP à différents endroits dans la plus grande des zones vierges. Il existe plusieurs modèles en concurrence, comme celui d'une cheminée de gaz avec peu d'hydrate de gaz (Wood *et al.*, 2002), celui de fractures hydrauliques avec des bulles de gaz libre au sein des fractures (Zühlsdorff et Spiess, 2004) et celui de lentilles, de fractures et de conduits riches en hydrate de gaz (Riedel *et al.*, 2002; *Gas hydrates transect*, 2006), pour expliquer le caractère vierge de ces zones, ce qui prouve qu'il est nécessaire de compléter les études sismiques à l'aide d'autres techniques d'imagerie et d'échantillonnage.

Comme l'imagerie sismique est masquée dans les griffons froids (zones de propagation gazeuse excessive), on a déployé des techniques géophysiques supplémentaires dans ces griffons pour déterminer leurs caractéristiques physiques avec plus de précision. Schwalenberg *et al.* (2005) signalent de grandes anomalies dans les résistivités électriques sur les griffons froids, qui s'expliquent du fait de la présence d'hydrate de gaz (isolant électrique) qui remplace l'eau de mer salée (conductrice). Willoughby *et al.* (2005) signalent que le module de cisaillement — plus élevé là où l'hydrate de gaz solide remplace les fluides interstitiels — est également anormalement élevé sur les sites de griffons. Ces résultats et leurs interprétations ont été confirmées par l'expédition 311 de l'IODP, qui a montré que la section supérieure de 40 m du plus grand griffon froid était principalement composée d'hydrate de gaz.

Les recherches sur les marges continentales partout dans le monde ont désormais confirmé ces résultats obtenus antérieurement par le Canada. Les griffons froids, mis en évidence par les zones sismiques vierges dans le champ de stabilité de l'hydrate de gaz, sont des formations qui suscitent souvent l'intérêt (voir, par exemple, Gorman *et al.*, 2002; Lee *et al.*, 2005; Haacke *et al.*, 2007; Liu et Flemings, 2007; Park *et al.*, 2008; Westbrook, 2008). Avec l'ajout d'autres techniques d'imagerie géophysique, comme celles dans lesquelles le Canada est un pays pionnier, ces énormes dépôts locaux et la quantité totale d'hydrate de gaz qu'ils contiennent peuvent être évalués avec une plus grande précision.

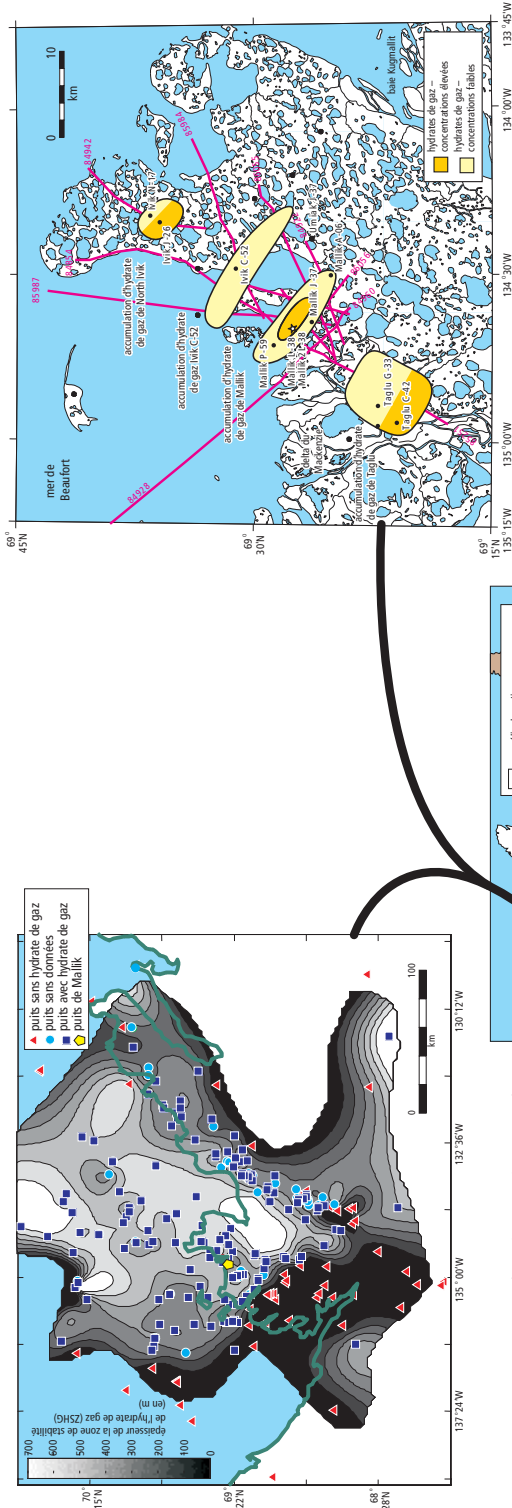
Majorowicz et Osadetz (2001) estiment que la quantité moyenne d'hydrate de gaz présent sur la côte est du Canada se situe entre  $3,2 \times 10^{12}$  et  $24 \times 10^{12} \text{ m}^3$  (soit entre 110 et 850 Tcf), d'après des calculs régionaux de l'épaisseur de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz, des porosités moyennes et des concentrations en hydrate de gaz. Yuan et Edwards (2000) ont tenté de définir des contraintes pour la concentration et la quantité d'hydrate de gaz dans la région autour du site 889 de l'ODP. Les relevés CSEM des fonds océaniques ont servi à déterminer la répartition latérale des résistivités observées qui sont associées aux hydrates de gaz. Yuan et Edwards (2000) ont ainsi découvert que les résistivités électriques sur une grande zone sont comparables à celles qu'on trouve dans les diagraphies par câble métallique du site 889 de l'ODP. Ils ont élaboré des modèles du contenu d'hydrate de gaz sous la surface en se basant sur la courbe de résistivité d'arrière-plan supposée d'Hyndman *et al.* (1999) et ont interprété les augmentations de la résistivité pour dire qu'elles correspondaient à des proportions de 17 à 26 pour cent d'hydrate de gaz (dans l'espace interstitiel). Cependant, l'expédition 311 plus récente de l'IODP a montré que les concentrations en hydrate de gaz dans ce site étaient probablement très faibles (entre 0 et 5 pour cent) et a défini une nouvelle courbe de référence pour la résistivité (Riedel *et al.*, *Proceedings of the IODP*, 2006), même si on a observé une plus grande hétérogénéité d'un trou de forage à l'autre au site U1327 (près du trou 889). En dépit de ces nouveaux résultats dans les trous de forage et d'une certaine hétérogénéité à l'échelle de 10 mètres, les données CSEM indiquent clairement que, à une échelle de plusieurs centaines de mètres latéralement, les résistivités et donc, par inférence, les concentrations en hydrate de gaz sont assez uniformes. Il faudrait revisiter l'interprétation du contenu d'hydrate de gaz à partir des données CSEM à la lumière des nouvelles données obtenues par forage lors de l'expédition 311.

### Le milieu de pergélisol au Canada

On a fait plusieurs tentatives en vue de préciser le potentiel global de l'Arctique canadien — incluant la plate-forme marine de Beaufort, le delta du Mackenzie et l'archipel Arctique — pour ce qui est des hydrates de gaz, à l'aide de modélisations thermiques du champ de stabilité de l'hydrate de gaz, combinées à des observations des diagraphies de puits sur terre et en mer (voir, par exemple, Majorowicz et Osadetz, 2001; Osadetz et Chen, 2005). On a noté des formations d'hydrate de gaz à partir de l'interprétation de diagraphies géophysiques dans le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et dans les îles Arctiques (Bily et Dick, 1974; D&S Petrophysical Consultants, 1983; Hardy et Associates (1978) Ltd., 1984; Thurber Consultants, 1986, 1988; Judge *et al.*, 1994; Dallimore *et al.*, 1999; Dallimore et Collett, 2005).

Voici quelques-uns des principaux résultats dans les milieux de pergélisol :

- Dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, on a conclu par déduction ou par inférence à la présence d'hydrate de gaz dans 29 pour cent des puits à l'aide de diagraphies géophysiques de plus de 200 forages (D&S Petro-physical Consultants, 1983; Thurber Consultants, 1986, 1988; Smith et Judge, 1993, 1995).
- Dans la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort (d'après plus de 200 forages), il y a plus d'hydrate de gaz au large, où on pense que 45 pour cent des puits de forage contiennent de l'hydrate de gaz, que sur terre, où on pense que seuls 14 pour cent des puits en contiennent (Judge *et al.*, 1994). (Voir figure 3.5.)
- Dans l'archipel Arctique, il y a une présence probable d'hydrate de gaz dans 52 pour cent des 168 puits de forage creusés dans le bassin de Sverdrup (Hardy Associates Ltd., 1984; Majorowicz et Osadetz, 2001).
- Dans l'Arctique, il y a plus de chances de trouver de l'hydrate de gaz dans les couches sablonneuses ou les sédiments à granulométrie plus grossière (voir, par exemple, Collett *et al.*, 1999; Dallimore et Collett, 1998, 2005; Medioli *et al.*, 2005).
- Bien qu'on ait signalé la présence d'hydrate de gaz dans de nombreux puits de forage partout dans l'Arctique, certaines des preuves sont douteuses et les données ne sont pas concluantes — par exemple, concernant la question de savoir si ce qu'on observe est un gisement d'hydrate de gaz ou une réserve de gaz libre — en raison du manque de connaissances concernant l'ampleur verticale de la zone de stabilité contenant de l'hydrate de gaz (Majorowicz et Osadetz, 2001).
- Les études effectuées dans les années 1980 et au début des années 1990 sur terre et en mer dans la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort montrent la présence d'hydrate de gaz en dessous de la couche épaisse de pergélisol (de 300 à 700 m).



(Osadetz et Chen, 2005)  
Reproduite avec l'autorisation  
de Osadetz et Chen, 2005.

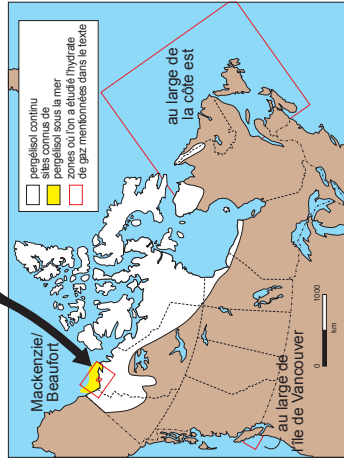
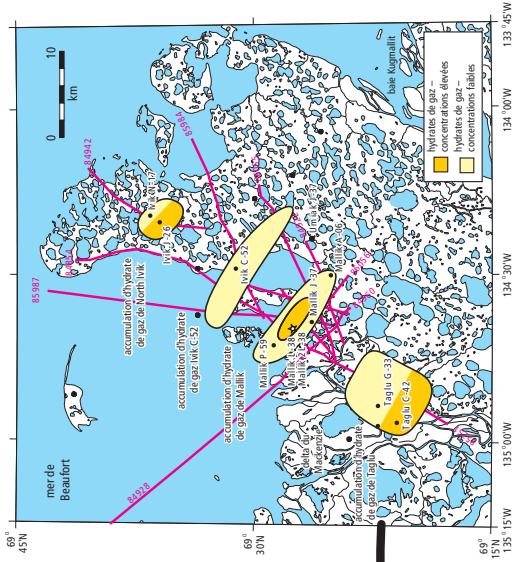
**Figure 3.5**

Carte de calcul de l'épaisseur de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz si (en mètres) par rapport aux données concernant la présence d'hydrate de gaz dans les puits de la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort (figure tirée de Osadetz et Chen, 2005). La côte est indiquée en vert.

**Figure 3.6**

Cette carte montre les accumulations d'hydrate de gaz de Taglu, Mallik et Ivik sur l'île Richards analysées par Collett *et al.* (1999). Les diverses accumulations étaient à l'origine divisées en deux zones, l'une où l'on supposait que la concentration en hydrate de gaz était élevée, supérieure à 80 % (jaune foncée), l'autre où l'on supposait qu'elle était plus faible, entre 50 et 60 % (jaune clair). Pour plus de détails sur les estimations des volumes et les comparaisons avec les évaluations plus récentes sur la région Maillik L-38, voir le corps du texte.

(Collett *et al.*, 1999)  
Reproduite avec l'autorisation  
de Timothy Collett.



En dépit de la force et de l'importance de ces études, les estimations présentées dans le tableau 3.3 restent hypothétiques. On manque de cartographies géophysiques approfondies des gisements d'hydrate de gaz dans l'Arctique canadien, qui aideraient à valider les estimations présentées par Majorowicz et Osadetz (2001) et par Osadetz et Chen (2005). Ceci est dû en partie au fait que les méthodes sismiques restent limitées dans leur capacité de détecter l'hydrate de gaz dans ce milieu ou du moins nécessitent un travail approfondi d'interprétation. Le terrain à la surface dans la région rend également difficile l'acquisition de données sur le terrain. On n'observe pas clairement de RSF dans les milieux arctiques sur terre. Les techniques électromagnétiques qui ont permis de mettre en évidence des accumulations d'hydrate de gaz en milieu marin n'ont pas été utilisées dans l'Arctique pour détecter et quantifier les accumulations d'hydrate de gaz, en partie en raison de la complexité de l'imagerie électrique sous une couche épaisse de pergélisol. On utilise cependant fréquemment ces techniques pour détecter l'épaisseur du pergélisol ou la dégradation et les structures internes de ce pergélisol (voir, par exemple, Palacky et Stephens, 1992; Todd et Dallimore, 1998; Craven *et al.*, 2003).

### Projet de Mallik

Mallik est l'un des gisements d'hydrate de gaz en milieu de pergélisol les mieux étudiés dans le monde (Dallimore et Collett, 1998, 2005). On a découvert de l'hydrate de gaz pour la première fois à Mallik en 1971–1972, lors de l'interprétation de diagraphies de puits et d'essais en cours de forage effectués par Imperial Oil Ltd. au puits Mallik L-38 (Bily et Dick, 1974). On a effectué d'autres études sur l'hydrate de gaz en milieu arctique sous le pergélisol dans les années 1980 et au début des années 1990, sur terre et en mer dans la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort (Weaver et Stewart, 1982; Judge, 1986; Judge et Majorowicz, 1992). Toutes ces études ont montré qu'il existait de l'hydrate de gaz sous la couche épaisse de pergélisol (de 300 à 700 m).

La première évaluation du volume d'hydrate de gaz propre au site dans la région de Mallik a été effectuée par Collett *et al.* (1999) à l'aide de données sismiques à grande échelle sur l'île Richards, dans le delta du Mackenzie (figure 3.6), puis de deux projets d'inversion d'impédance sismique à l'aide de données sismiques en 3D (Bellefleur *et al.*, 2006, 2008). Les résultats de ces évaluations sont résumés dans le tableau 3.4. La première évaluation de Collett *et al.* (1999) définit les volumes approximatifs d'hydrate de gaz pour les accumulations de Mallik, de Taglu et d'Ivik (figure 3.6), d'après les résultats de diagraphies de puits obtenues dans 11 puits de la région. Les extrapolations latérales sur les épaisseurs des couches uniformes, la porosité et les concentrations à mesure qu'on s'éloigne des sites des puits se fondent sur 13 profils régionaux de réflexion sismique fournis par Imperial Oil Ltd.

Une évaluation plus détaillée de l'accumulation de Mallik, fondée sur l'inversion d'impédance acoustique (voir les informations plus détaillées sur l'inversion d'impédance acoustique en annexe) des données sismiques en 3D en surface (Bellefleur *et al.*, 2006), montre que l'accumulation de Mallik couvre probablement une zone beaucoup plus petite et que de grandes failles compartimentent la zone autour des puits de Mallik, ce qui rend l'extrapolation latérale à partir des diagraphies de puits extrêmement difficile (Brent *et al.*, 2005). On a récemment peaufiné l'inversion d'impédance acoustique originelle, en établissant de meilleurs liens avec les diagraphies de puits et les éléments structurels, et défini un nouveau volume pour l'hydrate de gaz (Bellefleur *et al.*, 2008). Cette nouvelle inversion a également permis de montrer que, dans le secteur des données sismiques en 3D, il existe peut-être deux autres accumulations prometteuses, à proximité des puits P-59 et A-06 à Mallik. Cependant, ces nouvelles accumulations potentielles ont également une taille et une couverture restreintes et ne sont pas reliées latéralement.

La différence entre l'estimation du volume d'hydrate de gaz des évaluations de Bellefleur *et al.* (2006 et 2008) et celle de l'évaluation de Collett *et al.* (1999) découle principalement d'une réduction de l'étendue latérale dans laquelle on pense qu'il existe de l'hydrate de gaz dans la zone de Mallik. Les suppositions concernant la concentration, la porosité et l'épaisseur sont semblables dans tous les cas. Les accumulations près des puits Mallik P-59 et A-06 définies par Bellefleur *et al.* (2008) semblent être de taille grossièrement comparable à celles autour du puits Mallik 5L-38. Si on inclut ces deux autres accumulations, on triple l'estimation du volume total d'hydrate de gaz signalée dans le tableau 3.4 pour l'évaluation de Bellefleur *et al.* (2008), mais cela ne représente malgré tout qu'environ cinq pour cent de l'évaluation de Collett *et al.* (1999).

### Tableau 3.4

Récapitulatif des estimations des volumes d'hydrate de gaz associés aux accumulations sur l'île Richards, dans le delta du Mackenzie

Assessment	Gas hydrate accumulation (solid volume)			
	Mallik	Taglu	Ivik	
Collett <i>et al.</i> (1999)	(x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (MMcf)	670 24 000	70 2 500	400 14 000
Bellefleur <i>et al.</i> (2006)	(x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (MMcf)	1* 35	N/A	N/A
Bellefleur <i>et al.</i> (2008)	(x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (MMcf)	10* 350	N/A	N/A

\*zone Mallik L-, 2L-, 3L-, 4L-, 5L-38 seulement; sans les accumulations à proximité de Mallik A-06 et P-59..

Le premier grand programme de recherche scientifique à Mallik s'est déroulé en 1998 avec la collaboration du Canada, du Japon et des États-Unis. Le site de forage JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 a été établi (Dallimore *et al.*, 1999). Pendant le projet de 1998, on a récupéré les toutes premières carottes d'hydrate de gaz sous le pergélisol et rassemblé d'abondantes données géophysiques, géochimiques et géologiques dans le trou. En 2001–2002, le programme de puits de recherche sur la production d'hydrate de gaz à Mallik a foré trois autres trous : un puits principal de carottage (dans lequel on a fait des tests de production) et deux puits d'observation pour faire le suivi d'un test de production thermique (Dallimore et Collett, 2005). Ce projet de 2002 a également inclus un ensemble de tests de soutirage à petite échelle (Satoh *et al.*, 2005; Hancock, Dallimore *et al.*, 2005; Hancock, Okazawa *et al.*, 2005; Anderson *et al.*, 2005) et les modélisations numériques s'y rapportant (Kurihara, Funatsu *et al.*, 2005; Kurihara, Ouchi *et al.*, 2005; Hong et Pooladi-Darvish, 2005; Moridis *et al.*, 2005). Ces études fournissent des informations détaillées sans précédent sur la répartition de l'hydrate de gaz et de toutes les autres matières dans les puits, ainsi que sur leurs propriétés physiques et chimiques.

Les trois programmes à Mallik (1998, 2002 et 2006–2008) ont fourni l'occasion de tester un vaste éventail de technologies, y compris des outils avancés de diagraphie de puits pour évaluer les quantités d'hydrate sur place, le déploiement d'appareils de contrôle dans les trous pour mesurer les réactions des réservoirs aux tests de forage et de production et les tout premiers tests de production d'hydrate de gaz observés scientifiquement, par stimulation thermique et par dépressurisation. Bien que ces programmes aient été conçus pour tester la production d'hydrate de gaz, ils n'étaient pas conçus comme des tests de production conventionnels de type de ceux utilisés par l'industrie pour évaluer le potentiel de récupération à des fins commerciales. Au lieu de cela, on a effectué des expériences contrôlées à court terme pour tester la réaction de l'hydrate de gaz aux changements de pression et de température et pour fournir des données cruciales sur le plan de l'ingénierie, en vue d'élaborer des simulateurs de production d'hydrate de gaz, de définir leurs contraintes et de les calibrer. Il serait alors possible d'utiliser ces simulateurs pour faire des prévisions concernant la réaction à long terme de l'hydrate de gaz au-delà de la durée et des conditions des tests proprement dits.

Les principaux résultats et les principales implications des trois programmes scientifiques internationaux à Mallik se résument ainsi :

- Les hydrates de gaz à Mallik sont limités à certaines unités lithologiques dans les sables et dans le gravier et la répartition latérale et verticale est régie par la répartition de ces formations lithologiques.

- La formation régionale dans ce site est définie par le contexte structurel du plan anticlinal et par les nombreuses failles, qui forment des parcours pour la propagation gazeuse et un mécanisme de piégeage.
- Les résultats de Mallik et des études sismiques montrent que l'hydrate de gaz n'est pas réparti de façon homogène dans toute la région, en dépit de conditions thermiques favorables.
- Le cadre tectonique limite considérablement les possibilités d'extrapolation et l'extrapolation n'est probablement valable que dans un rayon de quelques centaines de mètres autour des sites des puits (Bellefleur *et al.*, 2006).
- Les tests de production à petite échelle par simulation thermique effectués en 2002 sur le terrain montrent une réaction des formations d'hydrate de gaz dans les zones concernées mais montrent également les limitations s'appliquant au transfert de chaleur quand on s'éloigne du trou de forage.
- Les tests de production à petite échelle par soutirage effectués en 2002 sur le terrain montrent que les formations dans les zones d'hydrate de gaz réagissent de façon favorable dans la perspective d'une production durable.
- Le test de production par soutirage de 2008 a permis d'obtenir un débit soutenu de méthane sur une période de temps limitée.

Les limitations saisonnières concernant l'accès aux infrastructures empêchent l'organisme de tests de production à long terme à Mallik.

### 3.3 BESOIN D'EXPLORATIONS PLUS APPROFONDIES

Ce chapitre a permis de souligner l'absence de projets de cartographie géophysique en vue de mieux délimiter les accumulations d'hydrate de gaz au Canada sur toutes les côtes et dans l'Arctique. Il existe divers outils de cartographie géophysique, qui ont déjà été utilisés avec succès pour délimiter des dépôts d'hydrate de gaz connus sur la côte ouest du Canada le long du transect de forage de l'expédition 311 de l'IODP (méthodes sismiques, CSEM et analyse des modules d'élasticité) et autour des sites de forage Mallik 5L-38 (méthodes sismiques). D'autres applications des mêmes outils existent sur la scène internationale — par exemple dans le golfe du Mexique (Dai *et al.*, 2004) et sur le versant nord de l'Alaska (Hunter *et al.*, 2007; Inks *et al.*, 2008). En dépit de ces réussites, la plupart (sinon l'ensemble) des techniques géophysiques de détection à distance dépendent d'informations issues de la « réalité sur le terrain », c'est-à-dire obtenues dans le cadre de forages et de carottages, pour pouvoir fournir des estimations fiables.

Pour parvenir à une estimation plus fiable des accumulations et des volumes d'hydrate de gaz au Canada, il faut des études intensives sur le terrain, combinées à des carottages et des forages ponctuels, en particulier dans les régions encore sous-représentées, comme la côte est et les îles de l'Arctique. L'acquisition de nouvelles

données géophysiques est compliquée dans bon nombre de ces régions en raison de restrictions que le climat impose pour l'accès aux zones concernées ou de limitations s'appliquant à l'utilisation de ces outils en vue de protéger l'environnement — comme les moratoires sur la côte ouest, dont nous parlons au chapitre 5. Il est important de mettre au point un équipement d'analyse géophysique à la fine pointe de la technologie et d'assurer l'entretien de cet équipement. Comme bon nombre des régions qui nous intéressent ont été cartographiées par le passé par l'industrie lors de la recherche de gisements d'hydrocarbures conventionnels, il serait peut-être possible de faire participer le secteur privé de façon plus étroite aux activités d'exploration en vue de mettre en évidence des dépôts d'hydrate de gaz dans les régions peu explorées du Canada.

Étant donné les restrictions qui s'appliquent aux ressources financières et au nombre de personnes qualifiées au Canada — quand on les compare, par exemple, aux États-Unis ou au Japon, où les programmes consacrés à l'hydrate de gaz sont beaucoup plus vastes et beaucoup plus agressifs — le Canada pourrait envisager de participer davantage aux collaborations internationales, comme l'IODP et l'ICDP. Grâce à une meilleure collaboration avec les pays qui ont des programmes nationaux sur l'hydrate de gaz et des plans concernant de nouvelles activités de forage de recherche et de cartographie géophysique dans un avenir proche, les scientifiques canadiens pourraient profiter du savoir acquis, qui serait applicable aux projets canadiens.

Il est important d'obtenir une estimation fiable de l'ordre de grandeur des accumulations d'une ressource énergétique, parce que cela a une très grande importance quand il s'agit de justifier les investissements nécessaires au développement de cette ressource. Pour définir l'ordre de grandeur des réservoirs d'hydrocarbures conventionnels, on s'appuie sur une combinaison de techniques industrielles concernant la géologie, la géophysique, la pétrophysique et les réservoirs. On effectue l'évaluation en une série d'étapes, dans laquelle les résultats de chaque étape servent à déterminer si l'étape suivante est justifiée ou non. Dans la première phase, on utilise des techniques géologiques et géophysiques pour mettre en évidence les réservoirs potentiels<sup>23</sup>. Ensuite, on utilise le forage de puits d'exploration et de délimitation

---

23 Cette étude comprend généralement l'identification de la roche-mère, des voies de propagation, des roches-réservoirs associées, du mécanisme de piégeage et de la séquence appropriée des événements pour la formation possible d'un réservoir d'hydrocarbure. Pour les hydrates de gaz, il faut également prendre en compte la pression et la température de la ressource envisagée, de telle sorte que, selon la composition chimique du gaz et la salinité de l'eau, on puisse prédire la profondeur à laquelle pourraient se trouver les hydrates (voir figure 2.1 et Collett). Si ce processus indique un potentiel suffisant, alors on utilise des mesures sismiques de faible précision, puis de haute précision et on interprète ces mesures afin de déterminer la localisation des pièges individuels et d'évaluer l'ampleur de l'accumulation de la ressource.

pour confirmer la présence du réservoir d'hydrocarbure et déterminer le type et la taille de l'accumulation de l'hydrocarbure<sup>24</sup>. On a fait beaucoup d'efforts en vue d'améliorer la fiabilité de ces techniques pour ce qui est de mettre en évidence les réservoirs et de les quantifier, mais il faut faire plus de R-D pour augmenter la fiabilité des estimations de l'ordre de grandeur des ressources d'hydrate de gaz. Néanmoins, il y a des réussites qui semblent indiquer qu'on est en train de développer les techniques géologiques et géophysiques jusqu'à un point où elles permettent d'évaluer les ressources d'hydrate de gaz avec suffisamment de certitude pour pouvoir justifier le forage de puits d'exploration et de délimitation. Par exemple, Dai *et al.* (2008) disent qu'on a réussi à utiliser des techniques géophysiques pour mettre en évidence une accumulation d'hydrate de gaz et faire une estimation de sa concentration dans un endroit particulier du golfe du Mexique, avant de forer des puits; les mesures obtenues suite au forage se sont avérées être très proches de l'évaluation faite avant le forage. Dans d'autres cas, cependant, il s'est avéré essentiel de disposer des données issues du forage de puits. La difficulté qu'il y a à évaluer l'ordre de grandeur de la ressource à partir des informations géophysiques uniquement (sans données issues de forages) n'affecte pas exclusivement les hydrates de gaz. Par exemple, l'utilisation de ce qu'on appelle les « indicateurs directs d'hydrocarbures » pour évaluer l'ordre de grandeur des ressources en hydrocarbures conventionnels reste controversée.

Depuis le début des années 1980, on reconnaît que l'évaluation du volume des hydrocarbures dans les accumulations est intrinsèquement incertaine et dépend par conséquent d'une approche probabiliste. En l'absence d'informations issues du forage de puits, l'incertitude concernant l'estimation des volumes d'hydrate de gaz reste grande. Le degré de réussite des méthodes géologiques et géophysiques pour évaluer l'ordre de grandeur des ressources en hydrate de gaz (soit le volume dans les accumulations soit le volume qui serait techniquement récupérable) continue de faire débat et dépend de nombreux facteurs qui compliquent les choses et qu'il faut évaluer au cas par cas. Même si les progrès dans ce domaine sont rapides, l'évaluation de l'ordre de grandeur de ressources en hydrate de gaz au Canada est avant tout limitée du fait du manque d'études géologiques et de mesures géophysiques ciblées sur les accumulations potentielles d'hydrate de gaz, ainsi

---

24 Le forage des puits d'exploration permet de déterminer le type de fluide, de quantifier la roche-réservoir et de déterminer sa porosité et la saturation des fluides grâce à des techniques de diagraphie et de carottage, mais aussi de faire une estimation de la productivité des puits à l'aide de carottages et de tests de débit. Les puits de délimitation servent ensuite à déterminer les contacts entre fluides et l'étendue de la surface, à caractériser l'hétérogénéité et à mieux caractériser l'ordre de grandeur de la ressource et sa productivité. Les connaissances acquises sont utiles dans les modèles géologiques, qui permettent de caractériser les unités de débit et les connexions entre les réservoirs, afin de modéliser les réservoirs et le débit.

que du fait de l'existence de problèmes techniques et scientifiques non résolus concernant spécifiquement les accumulations d'hydrate de gaz, comme l'effet du pergélisol sur la qualité des données.

## **ANNEXE DU CHAPITRE – TECHNIQUES ET MÉTHODES À LA FINE POINTE DE LA TECHNOLOGIE POUR L'EXPLORATION DES ACCUMULATIONS D'HYDRATE DE GAZ**

### **1. Outils et méthodes géologiques**

Si l'exploration des accumulations d'hydrate de gaz est à bien des égards semblable à l'exploration des accumulations d'autres hydrocarbures, les propriétés spécifiques des hydrates de gaz pourraient bien conduire à l'utilisation de nouvelles techniques ou de versions modifiées des techniques existantes. La définition d'un système pétrolier d'hydrate de gaz est encore relativement récente (voir, par exemple, Boswell et Collett, 2006; Boswell *et al.*, 2007), mais elle est de plus en plus acceptée.

L'analyse des systèmes pétroliers (ASP) est généralement une approche combinée qui utilise les données géochimiques, géologiques et hydrologiques dans un bassin pour établir un modèle conceptuel et une simulation de l'évolution du bassin : formation originelle du bassin, subsidence, événements structuraux et tectoniques, formation de l'hydrocarbure, voies de propagation et position dans l'échelle de temps géologique

L'ASP et les outils de modélisation des bassins contraignent le spécialiste de l'exploration à utiliser un petit nombre de modèles fonctionnels indiquant où l'hydrocarbure pourrait se trouver dans le bassin. L'ASP et la modélisation répondent à la question de savoir si l'hydrocarbure était disponible dans le bassin avant, pendant ou après la formation du piège. L'ASP aide à minimiser les risques de l'exploration, en évaluant les zones d'exploration dans le bassin qui présentent le plus grand potentiel et le plus petit potentiel de contenir des réservoirs d'hydrocarbure.

Les aspects de l'ASP concernant spécifiquement l'hydrate de gaz sont la définition de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz en cartographiant le régime de pression et de température, la cartographie de la répartition régionale et de l'épaisseur des strates appropriées pour former des réservoirs (par exemple la quantité de sable), la définition des éléments structuraux, la définition des voies possibles de propagation des fluides (failles et fractures) et la définition des couvertures étanches (c'est-à-dire des couches d'argile imperméable) et des pièges.

## 2. Techniques de carottage et analyse des carottes pour les réservoirs d'hydrate de gaz

On a élaboré plusieurs techniques de carottage au cours des deux dernières décennies pour des applications spécialisées dans le domaine des hydrates de gaz. La plupart des techniques faisant intervenir un carottage en profondeur (à une profondeur > 100 m) ont été élaborées uniquement par l'ODP et par l'IODP.

Les carottes contenant de l'hydrate de gaz ont d'abord été étudiées à l'aide de caméras infrarouges pour détecter les points froids résultant de la dissociation des hydrates de gaz (voir, par exemple, Long *et al.*, 2004). On a élaboré des routines spéciales d'échantillonnage pour les sédiments contenant de l'hydrate de gaz, parallèlement aux expéditions de recherche consacrées aux hydrates de gaz de l'ODP et de l'IODP. Ces routines spéciales faisaient intervenir l'échantillonnage géochimique des eaux interstitielles (principalement pour en déterminer la teneur en chlore) et l'échantillonnage géochimique des gaz (gaz dans les chambres de pression et dans les espaces vides), ainsi que l'échantillonnage microbiologique.

On a élaboré plusieurs techniques spéciales de carottage sous pression et plusieurs routines non destructrices de test et d'imagerie dans le cadre de l'ODP et de l'IODP (voir, par exemple, Schultheiss *et al.*, 2004; Holland et Schultheiss, 2008). Il est possible d'extraire des carottes de jusqu'à 1 m de longueur à l'aide de ces outils spéciaux dans les conditions de pression existant sur place. Grâce à une surveillance attentive de la température, on peut conserver les échantillons de sédiments dans les conditions garantissant la stabilité de l'hydrate de gaz.

## 3. Outils et méthodes géophysiques

D'un point de vue historique, c'est la méthode de réflexion sismique qui a été la technique géophysique la plus couramment utilisée pour détecter les gisements d'hydrate de gaz dans la nature. Cette méthode a fait ses preuves pour ce qui est d'étudier rapidement de grandes étendues, mais nous savons désormais qu'il n'est pas possible de déduire la concentration en hydrate de gaz de l'intensité des réflexions d'un RSF et que l'absence de RSF ne prouve pas l'absence d'hydrate de gaz. Les études CSEM sont en train de devenir plus courantes et sont un excellent complément pour les données de réflexion sismique. Il convient d'utiliser ces deux méthodes ensemble lorsque cela est possible, parce qu'elles servent chacune à détecter des propriétés physiques différentes de la subsurface, de sorte qu'elles fournissent chacune une évaluation indépendante de la concentration en hydrate de gaz dans le même secteur.

La méthode de la **réflexion sismique** permet de détecter des changements dans les propriétés acoustiques de la subsurface, notamment sur le plan de la vitesse du son, et permet ainsi de faire des inférences concernant les structures géologiques et les dépôts dans le milieu. Selon les paramètres d'acquisition de la réflexion sismique — notamment la fréquence et la profondeur de la source et du récepteur — la résolution latérale et verticale des données sismiques peut aller de moins d'un mètre à plusieurs dizaines de mètres. En milieu marin, on utilise souvent la réflexion sismique pour déterminer la présence d'un RSF, qui, dans la plupart des cas, indique la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz. Il est impossible, cependant, de déduire de la force de la réflexion du RSF la concentration en hydrate de gaz. La présence d'un RSF indique la présence (et non la concentration) de gaz libre sous la zone de stabilité de l'hydrate de gaz et la possibilité qu'il y ait de l'hydrate de gaz au-dessus de la limite. Il convient de noter qu'il semble ne pas y avoir de RSF dans la plupart (sinon dans la totalité) des provinces d'hydrate de gaz sur terre. L'utilisation des données sismiques est rendue difficile par la présence de gaz libre ou dans les structures géologiques complexes qui modifient la réponse sismique, comme les griffons froids (zones de propagation gazeuse excessive; voir encadré n° 8).

Grâce à des étapes de traitement spéciales, comme l'inversion d'impédance (voir ci-dessous), on peut utiliser les données sismiques pour quantifier les concentrations d'hydrate de gaz. Pour obtenir des résultats fiables, cependant, il faut calibrer les données sismiques à l'aide d'informations issues des diagraphies de puits (vitesse et densité). Les chercheurs signalent des inversions réussies dans quelques zones, y compris le golfe du Mexique (Dai *et al.*, 2004), le delta du Mackenzie (Bellefleur *et al.*, 2006) et le versant nord de l'Alaska (Inks *et al.*, 2008). Les Japonais ont réussi à faire des inférences concernant la présence d'hydrates de gaz dans la fosse de Nankai, grâce à la fois à des données sur l'amplitude et des données sur la vitesse dans l'intervalle (Tsuji *et al.*, 2004; Fujii *et al.*, 2005).

**Sismogrammes à composantes multiples.** Grâce au déploiement de récepteurs sismiques sur le fond de l'océan appelés « séismomètres sur le plancher océanique » (SPO) ou « câbles sur le plancher océanique » (CPO), il est possible de déduire, par inférence, la structure de vitesse acoustique et de vitesse des ondes de cisaillement de la subsurface avec plus de détails qu'avec les autres techniques déployées en surface. Ces techniques basées au fond de l'océan utilisent un récepteur stationnaire et une source mobile (un canon à air, par exemple) remorquée et activée à partir d'un navire en surface. Avec cette technique, il est possible d'obtenir des déviations beaucoup plus grandes qu'avec les flûtes sismiques remorquées, ce qui permet de faire des analyses de la vitesse plus précises. Le contact direct entre le(s) récepteur(s) et le fond de l'océan rend possible la détection de l'énergie des ondes de cisaillement directement. Il y a eu de nombreuses applications de la technique des SPO dans les

sciences universitaires et à RNCan sur plusieurs provinces d'hydrate de gaz, y compris au Canada (voir, par exemple, Hobro *et al.*, 2005, au nord de la marge de Cascadia; LeBlanc *et al.*, 2007, sur la côte est). La technologie des CPO, cependant, est encore limitée du fait du coût énorme de l'équipement et de son déploiement. On signale des applications de la technologie des CPO dans le golfe du Mexique (voir, par exemple, Hardage *et al.*, 2002) et sur la marge de Norvège (Andreassen *et al.*, 2003; Bünz *et al.*, 2005).

**L'impédance sismique (ou acoustique)** est le produit mathématique de la vitesse du son et de la densité du matériau de transmission. On applique l'inversion d'impédance acoustique aux données de réflexion sismique. On utilise les données sur la vitesse acoustique et la densité obtenues dans les diagraphies pour calibrer les données sismiques au site du puits en question et on fait ensuite des extrapolations de ces informations à l'échelle régionale. Ceci permet d'interpréter les propriétés physiques qui dépendent de la quantification de la concentration en hydrate de gaz (la vitesse acoustique, par exemple) à une échelle plus régionale, pour faire des estimations de la taille des réservoirs.

Les méthodes d'**imagerie d'électromagnétisme à source contrôlée (CSEM)** permettent de cartographier la résistivité électrique de la subsurface. On crée un champ électromagnétique variable dans le temps à proximité du fond de la mer et on induit des courants de Foucault dans l'eau de mer et dans les sédiments du fond de la mer. En dessous du fond de la mer, les courants sont transmis par des ions à travers l'eau salée conductrice dans l'espace interstitiel dans les sédiments. La progression de ces courants au fil du temps permet de mesurer la conductivité électrique de la sous-section. On fait des mesures des champs électrique et magnétique associés à ces courants depuis un endroit éloigné. On peut déduire de ces données la structure de résistivité des sédiments. Comme les hydrates de gaz sont des isolants électriques et remplacent l'eau interstitielle, qui est conductrice, ils peuvent faire augmenter de façon importante la résistivité électrique et cela permet donc de faire des inférences concernant la concentration en hydrate de gaz.

Les expériences CSEM fournissent des données qui sont totalement indépendantes des données sismiques. À la différence des études de réflexion sismique, les données CSEM ne sont pas entravées par la présence de gaz libre. Cependant, les données CSEM ne permettent pas, à elles seules, de faire la distinction entre les différentes causes possibles d'augmentation de la résistivité (gaz libre, eau interstitielle dessalée, porosité réduite, etc.). Bien que les données CSEM soient sensibles à l'effet combiné de la résistivité et de l'épaisseur de la cible, elles sont tout particulièrement utiles pour évaluer la concentration et la répartition de l'hydrate de gaz. La complexité

géologique du milieu arctique complique l'application directe de la technique CSEM. Il est difficile d'obtenir des images de l'hydrate de gaz en dessous de la couche de pergélisol, qui n'est pas conductrice. Si on arrivait à faire une étude bien conçue par imagerie CSEM en milieu arctique, cela permettrait cependant de cartographier la zone non conductrice d'hydrate de gaz sous le pergélisol; mais personne n'a encore réalisé de telle étude.

Les **relevés magnétotelluriques (MT)** se servent des variations dans les champs électrique et magnétique pour sonder la structure d'impédance électrique en profondeur de la terre, qui peut être grandement affectée par la présence d'hydrate de gaz non conducteur. Ces variations se produisent souvent dans la nature, mais on peut aussi se servir de sources artificielles. En règle générale, les relevés MT ont une moins bonne résolution spatiale, mais une bien meilleure capacité de sondage que les méthodes à source contrôlée. On a récemment effectué un relevé MT à Mallik, mais les résultats n'étaient pas disponibles au moment de la publication de ce rapport.

Les analyses des **modules d'élasticité des fonds océaniques** se servent de la relation entre la pression induite sur le fond de la mer par les vagues de surface se produisant naturellement et le mouvement associé du fond de la mer. On rassemble ces données en mesurant les déplacements sous pression du fond de la mer au fil du temps. Les données sur l'élasticité sont tout particulièrement sensibles au module de cisaillement en fonction de la profondeur des sédiments sous-jacents. Lorsque l'hydrate de gaz, semblable à de la glace, déplace l'eau interstitielle fluide, le module de cisaillement (et, par conséquent, la vitesse des ondes de cisaillement) dans les sédiments augmente. Les données sur l'élasticité permettent donc de décrire la concentration et la répartition de l'hydrate de gaz en évaluant la vitesse des ondes de cisaillement impliquée dans les mesures à long terme au fil du temps du déplacement ou de l'accélération et de la pression (Willoughby et Edwards, 1997, 2000; Willoughby *et al.*, 2005).

#### 4. Techniques de diaggraphie

La diaggraphie fait référence à une technique de la géophysique des trous de forage, dans laquelle on fait descendre des outils spéciaux dans le trou pour mesurer les propriétés physiques de la subsurface. Dans l'étude des hydrates de gaz, il y a plusieurs propriétés physiques qui nous intéressent tout particulièrement en vue de faire une estimation de la concentration en hydrate de gaz : la vitesse acoustique et la vitesse des ondes de cisaillement, la résistivité électrique et la porosité.

D'autres paramètres de la diagraphie (comme la densité des rayons gamma) peuvent aider à définir la lithologie du milieu (shale ou sable, par exemple, pour indiquer la granulométrie), qui est également un facteur de discrimination de premier ordre pour faire des estimations concernant la présence d'hydrate de gaz. La présence de l'hydrate de gaz modifie en profondeur les propriétés physiques des sédiments qui en contiennent. La vitesse acoustique et la vitesse des ondes de cisaillement, ainsi que la résistivité électrique, augmentent fortement par rapport à un milieu sans hydrate de gaz. Dans le cas de la résistivité électrique, cette augmentation peut être de plusieurs ordres de grandeur. Si on la combine à la porosité, on peut évaluer la ressource afin de déterminer la quantité totale d'hydrate de gaz présente dans les sédiments qui nous intéressent.

## 5. Outils de laboratoire

On utilise divers outils de laboratoire en géochimie et en physique-chimie pour caractériser l'hydrate de gaz. Plusieurs systèmes à autoclave permettent de mesurer les propriétés physiques des sédiments contenant de l'hydrate de gaz dans des simulations des conditions sur place. Ces mesures fournissent des données de calibration pour les analyses des diagraphies et des données sismiques et les estimations des concentrations en hydrate de gaz. On trouve les résultats de mesures sur des sédiments contenant de l'hydrate de gaz à l'aide de ces divers systèmes dans Winters *et al.* (1999), Kulenkampff et Spangenberg (2005), Priest *et al.* (2005) et Uchida *et al.* (2005). L'hydrate de gaz récupéré dans des gisements naturels peut être entreposé dans des contenants d'azote liquide ou des contenants sous pression et on peut faire les analyses suivantes en laboratoire : observation visuelle – morphologie de l'hydrate; décomposition à température programmée dans un contenant sous pression – pression et température de la zone de stabilité; analyse du gaz (quantité et composition) – chromatographie / spectrométrie de masse du gaz; analyse des isotopes gazeux (spectrométrie de masse à haute résolution) – origine du gaz (thermogenèse / biogenèse); taux eau/sédiment et analyse de la taille des interstices – saturation en eau; diffraction des rayons X – structure et paramètres des cellules élémentaires de l'hydrate de gaz; spectroscopie à résonance magnétique nucléaire (RMN)  $^{13}\text{C}$  – structure, composition et répartition de l'hydrate de gaz dans le cristal (nombre d'hydratation); spectroscopie Raman – structure de l'hydrate de gaz et homogénéité de l'échantillon; calorimétrie – caractéristiques de la décomposition de l'hydrate de gaz.

À partir du niveau de saturation de l'eau et de la composition de l'hydrate de gaz, on peut obtenir la conversion de l'eau en hydrate de gaz. Pour les échantillons qui ont subi une dissociation de l'hydrate de gaz pendant la récupération de la carotte, on utilise couramment l'analyse de la composition chimique de l'eau interstitielle — en particulier la détermination des concentrations en Cl et en SO<sub>4</sub> — pour faire une estimation de la conversion de l'eau en hydrate de gaz dans les sédiments. Dans un tel cas, il faut un appareil d'extraction de l'eau interstitielle et une chromatographie d'échange d'ions.

## 4. LA PRODUCTION DU GAZ NATUREL À PARTIR DE L'HYDRATE DE GAZ

### 4.1 DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS AU CANADA

Le chapitre 3 décrit les connaissances actuelles concernant les estimations de la quantité et de la localisation de l'hydrate de gaz au Canada. Le point suivant à aborder concerne les facteurs qui ont un impact sur le potentiel d'exploitation commerciale du gaz naturel issu de l'hydrate de gaz. En raison du manque d'expérience en matière de production commerciale à l'échelle industrielle, on peut évaluer la productibilité du gaz à partir de l'hydrate de gaz par analogie à la technologie utilisée dans la commercialisation d'autres ressources non conventionnelles — comme, par exemple, le méthane de houille (MH) et les sables bitumeux<sup>25</sup>. Il convient de souligner que, une fois que le gaz a été dissocié de la phase hydratée et récupéré dans le puits, il se comporte comme du gaz naturel conventionnel, dont la manipulation et la commercialisation sont bien connus.

Les connaissances actuelles concernant l'hydrate de gaz sont équivalentes aux connaissances qu'on possédait concernant le méthane de houille (MH) ou les sables bitumeux il y a trois décennies environ. Cette analogie va au-delà du fait qu'ils sont tous classés comme étant des ressources non conventionnelles et potentiellement très abondantes. Tant pour le MH que pour l'hydrate de gaz, par exemple, le gaz naturel est piégé (ou adsorbé) au sein d'une structure solide dont il faut le libérer pour pouvoir en assurer la production. Dans un cas comme dans l'autre, on peut libérer le gaz naturel en réduisant la pression, ce qui peut être facilité par la production des fluides associés (eau ou gaz).

L'un des facteurs communs motivant le développement de l'hydrate de gaz et des autres hydrocarbures non conventionnels examinés ici est le volume important de la ressource au Canada, qui, dans le cas des hydrates de gaz, comme on l'a vu au chapitre 3, pourrait être d'un ou de plusieurs ordre(s) de grandeur plus élevé que le volume des ressources en hydrocarbures conventionnels.

---

25 Comme on l'a vu au chapitre 3, il n'existe qu'un exemple connu de production à long terme à partir d'un gisement naturel d'hydrate de gaz dans le monde : dans le champ de Messoyakha, on estime qu'environ un tiers de la quantité totale de gaz produite provient d'hydrates de gaz (Makogon, 1981). Plusieurs études semblent indiquer, cependant, que l'hydrate de gaz pourrait ne pas avoir joué un rôle important dans la production de gaz au champ de Messoyakha (voir Collett et Ginsburg, 1998). À l'exception de Messoyakha et de tests de production à court terme à Mallik et à Mt. Elbert dans l'accumulation Eileen en Alaska, on ne connaît aucun autre exemple de production à partir de réservoirs d'hydrate de gaz.

S'il a fallu plusieurs décennies pour que le MH et les sables bitumeux deviennent commercialement viables (Bolger et Isaacs, 2003; *Carte routière de la technologie des gaz non classiques*, 2006), il est trop tôt pour décider si les perspectives en matière de développement de la ressource que constitue l'hydrate de gaz seront plus longues ou plus courtes. Le développement du MH et des sables bitumeux a nécessité de nouvelles technologies. En Alberta, par exemple — à l'exception de la petite fraction des réserves de sables bitumeux qui sont suffisamment près de la surface pour pouvoir faire l'objet d'une exploitation minière —, pour parvenir à une production commerciale il a fallu développer la technologie des puits horizontaux et le concept de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV; pour de plus amples renseignements sur le DGMV, voir l'encadré n°9). On peut s'attendre que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz soit facilitée (peut-être de façon importante) par des idées innovantes et originales (Sloan, 2003; *Carte routière de la technologie des gaz non classiques*, 2006), mais le présent chapitre concentre exclusivement son attention sur les technologies *disponibles à l'heure actuelle* pour la production d'hydrocarbures<sup>26</sup>. Si l'on a pu suggérer des techniques de récupération de l'hydrate de gaz à l'aide de méthodes n'ayant pas recours à des puits (par exemple, à l'aide de techniques d'exploitation minière), comme nous l'expliquons à la partie 4.2, le comité n'envisage ici que les techniques ayant recours à des puits qui sont plus couramment utilisées pour la production d'hydrocarbures.

---

26 Cette discussion ne comprend pas certaines méthodes avancées de production de pétrole et de gaz élaborées récemment, parce que les projets de production d'hydrate de gaz ne les ont pas prises en compte et ne les ont pas évaluées jusqu'à présent. Les hydrates de gaz qui se situent à proximité de sites de production de pétrole et de gaz conventionnels pourraient offrir des possibilités de mise à l'essai de méthodes comme les méthodes de chauffage dans le trou (combustion sur place, chauffage électromagnétique, chauffage électrique au fond du puits, etc.), de techniques avancées de forage et de conditionnements complexes dans le trou (puits horizontaux, puits latéraux multiples, etc.).

### **Encadré n° 9 – Développement des sables bitumeux**

L'examen rapide qui suit du développement des sables bitumeux récapitule certains des facteurs qui ont conduit à l'élaboration de technologies efficaces pour la production de pétrole à partir de réservoirs souterrains de sables bitumeux.

Les recherches fondamentales, les recherches en laboratoire et les travaux de modélisation (dont feu Roger Butler, de l'Université de Calgary, a été le pionnier, en 1994) ont abouti au concept de DGMV pour l'exploitation des sables bitumeux. L'AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology and Research Authority) du gouvernement de l'Alberta a facilité la mise à l'essai de cette technologie dans une installation d'essai souterraine (IES). Cette mise à l'essai a prouvé que le DGMV était une technologie viable pour l'exploitation commerciale des sables bitumeux, tout en mettant en évidence un certain nombre d'autres développements technologiques qui étaient nécessaires.

Le site de l'IES, avec un gisement continu de sable hautement perméable et à forte teneur en bitume, présentait les caractéristiques d'un site idéal pour le DGMV. D'après S. Asgarpour, président de la PTAC [Petroleum Technology Alliance Canada] (communication personnelle, juin 2007), les investissements directs du gouvernement et le fait que le gouvernement était propriétaire du projet Syncrude et des usines de traitement Husky ont favorisé les investissements dans le traitement et l'exploitation minière. L'investissement du gouvernement a eu lieu à un moment où le prix du pétrole était bas. Le fait d'avoir un nouveau régime de redevances pour les sables bitumeux a également beaucoup aidé, dans la mesure où, avant le remboursement, la redevance du gouvernement était limitée à un pour cent du revenu brut. Autrement dit, le gouvernement a partagé les risques des investissements de départ avec les promoteurs et réduit leur part de risque. C'est grâce au régime de redevances qu'il y a eu d'énormes investissements dans les sables bitumeux et leur traitement. On estime que le gouvernement de l'Alberta a dépensé plus de 600 millions de dollars pour développer les technologies d'exploitation minière et les technologies utilisés sur place dans les gisements, dont plus de 80 millions de dollars pour l'élaboration de la technologie du DGMV. (Vous trouverez un compte rendu détaillé du rôle du gouvernement de l'Alberta dans le développement des sables bitumeux dans Bolger et Isaacs, 2003 et dans les publications de l'AERI [Alberta Energy Research Institute]).

D'après l'expérience acquise grâce aux puits de forage expérimentaux à Mallik et ailleurs, il semblerait que la plupart des problèmes relatifs au forage et à la complétion<sup>27</sup> des puits pour extraire l'hydrate soient prévisibles et puissent être réglés à l'étape de conception des installations, y compris grâce à l'utilisation

- de fluides de forage congelés ayant la composition chimique appropriée pour limiter la décomposition de l'hydrate de gaz pendant le forage (voir détails à la partie 4.4 ci-dessous)
- de méthodes d'élimination du sable afin de restreindre les coulées de sable dans le trou de forage
- de ports pour injecter des produits chimiques et de dispositions pour le chauffage à proximité du trou de forage, afin d'éliminer tout bouchon qui pourrait se former en raison de la congélation ou de la reformation de l'hydrate de gaz
- d'appareils de contrôle pour mesurer la pression et la température.

Hancock, Okazawa *et al.* (2005) prévoient que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz exigerait des pompes pour enlever l'eau produite lorsque l'hydrate se dissocie (lorsqu'il « fond ») ou l'eau qui pourrait coexister avec l'hydrate et des compresseurs pour le transport du gaz ainsi produit<sup>28</sup>. Les campagnes au Japon et en Inde ont réussi à forer des dizaines de puits d'hydrate de gaz en l'espace de quelques mois (Matsuzawa *et al.*, 2006). Il faut cependant acquérir une expérience à long terme pour pouvoir mieux saisir la gravité des problèmes associés à la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz, y compris les problèmes relatifs aux coulées de sable. Néanmoins, il semble que la technologie nécessaire existe ou qu'on puisse compter sur son élaboration à l'avenir pour surmonter de tels problèmes. Les problèmes pourraient affecter la rentabilité économique des opérations, mais on ne s'attend pas à ce qu'ils soient techniquement insurmontables (Bement *et al.*, 1998).

---

27 La complétion d'un puits peut se définir comme étant une série d'opérations mécaniques effectuées en vue d'obtenir et de maintenir un transfert effectif de fluide(s) entre le réservoir et le trou du puits.

28 L'eau peut être un produit de la dissociation de l'hydrate de gaz ou de l'eau qui coexiste avec l'hydrate. Hancock *et al.* (2005) prévoient qu'il faudrait produire le gaz à partir de l'hydrate de gaz à une pression qui soit la plus basse possible (afin d'obtenir le taux maximum de décomposition de l'hydrate), ce qui exigerait une compression du gaz pour le transport.

## 4.2 PRODUIRE DU GAZ NATUREL À PARTIR DE L'HYDRATE DE GAZ

L'hydrate de gaz au Canada s'est formé dans différents contextes, avec différentes caractéristiques, qui ont des implications importantes pour la productibilité. D'après les connaissances actuelles, l'évaluation technique de la productibilité s'effectue le plus facilement si l'hydrate se trouve dans des formations sablonneuses à des températures supérieures au point de congélation de l'eau, que ce soit en dessous du pergélisol ou dans les sables marins. Il est possible d'établir des voies pour le flux de gaz (et sa production) dans les sédiments à granulométrie grossière (sables) qui ne sont pas gelés.

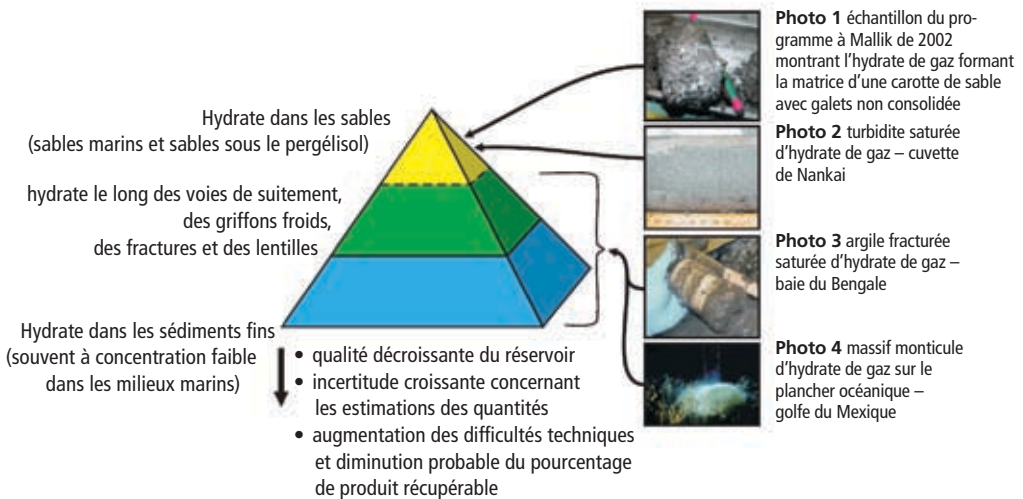
L'hydrate de gaz peut aussi se trouver, dans de faibles concentrations, dans des sédiments fins — par exemple des couches d'argile et de limon, qui contiennent souvent de l'hydrate de gaz en faible concentration — ainsi que dans des fractures, des veines et de petites lentilles. Il peut être possible d'obtenir un flux de gaz dans de tels systèmes à l'échelle locale, mais il n'est pas établi que ces supports perméables soient des étendues continues, ce qui est nécessaire pour pouvoir produire une quantité importante de gaz à partir de l'hydrate, et les analogies avec la production des autres hydrocarbures sont limitées. Enfin, l'analyse de la présente partie concernant la productibilité ne tient pas compte des énormes quantités d'hydrates qui se concentrent dans et autour des griffons sous-marins. Le manque de connaissances concernant les incertitudes sur le plan technique et environnemental et en matière de sécurité qui entourent l'exploitation potentielle de telles sources signifie qu'il n'est pas possible d'évaluer leur productibilité au moment présent<sup>29</sup>.

La hiérarchie de faisabilité pour la production de gaz naturel à partir d'hydrate peut s'illustrer schématiquement sous la forme d'une pyramide (voir figure 4.1). On utilise différentes couleurs pour représenter les hydrates de gaz présents dans différents sédiments (ou dans différentes conditions). La distance verticale par rapport à la pointe de la pyramide correspond, de façon qualitative, à la facilité relative de la production. Les hydrates qui se trouvent au sommet de la pyramide sont les hydrates de gaz dans des sables à une température plus élevée que la température de congélation de l'eau (en mer ou sous le pergélisol). La base de la pyramide contient les hydrates de gaz se trouvant dans des sédiments à granulométrie fine qui présentent une faible perméabilité.

---

29 On pense cependant que, à long terme, les activités de R-D exploreront des idées originales pour l'exploitation des hydrates de gaz dans tous les contextes.

Tout naturellement, les expérimentations et l'exploration se concentreraient tout d'abord sur les gisements se situant au sommet de la pyramide<sup>30</sup>. On peut s'attendre à ce que ces gisements sablonneux soient ceux qui présentent le moins de complications sur le plan technique et qu'on puisse donc évaluer la productibilité avec une fiabilité raisonnable. Conformément à ces observations, une étude récente de l'hydrate de gaz dans le golfe du Mexique, effectuée par le ministère de l'Intérieur des États-Unis, a comporté une évaluation des volumes d'hydrate de gaz dans tous les types de gisements indiqués à la figure 4.1. Mais l'examen plus approfondi des facteurs techniques et économiques dans le golfe du Mexique ne prendra en compte que les gisements d'hydrate de gaz dans le sable.



(Boswell et Collett, 2006)

Figure modifiée et reproduite avec l'autorisation de Ray Boswell et Timothy Collett.

(Photo 1: Photo reproduite avec la gracieuse permission du programme de R-D de Mallik de 2002;

Photo 2 : reproduite avec la gracieuse permission du consortium de recherche MH21 du Japon;

Photo 3 : reproduite avec la gracieuse permission de l'expédition 01 du NGHP de l'Inde;

Photo 4 : reproduite avec la gracieuse permission Ian R. MacDonald, Texas A&M University – CorpusChristi)

### Figure 4.1

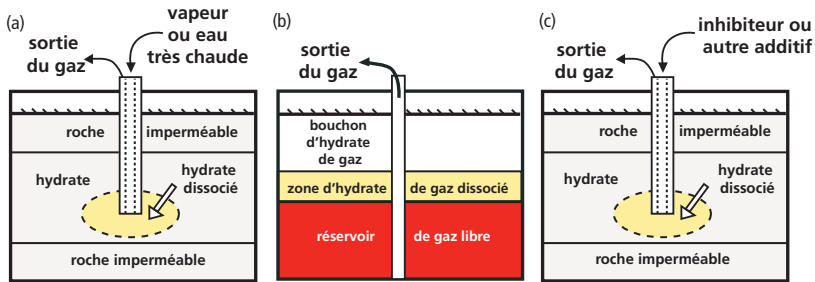
**Représentation schématique de la productibilité technique de la ressource, du plus facile au plus difficile, avec le plus facile au sommet**

30 Les informations disponibles à l'heure actuelle ne permettent pas d'indiquer la proportion des réserves d'hydrate de gaz du Canada qui tomberait dans chacune des trois catégories de la figure 4.1.

### Méthodes potentielles de production

La production de gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz est difficile, en partie parce qu'il s'agit d'un solide. Les méthodes proposées pour récupérer le gaz naturel commencent généralement par dissocier (ou « faire fondre ») le réservoir d'hydrate de gaz pour obtenir du gaz naturel et de l'eau dans le réservoir. On récupère ensuite le gaz via le puits. Cette méthode est analogue à la production de gaz à partir du charbon, où le gaz se dégage du charbon dans le réservoir et est ensuite extrait.

Comme l'hydrate de gaz n'est stable que dans certaines conditions de température et de pression, les deux techniques le plus couramment proposées pour produire du gaz à partir de l'hydrate de gaz s'appuient sur une modification des conditions de pression et de température (Makogon, 1981; Sloan, 1998). La stimulation thermique chauffe l'hydrate de gaz au-delà de sa zone de stabilité, tandis que la dépressurisation fait baisser la pression en dessous du point d'équilibre de l'hydrate de gaz à la température ambiante. Il existe une troisième technique, consistant à modifier les conditions de stabilité de l'hydrate de gaz en injectant un inhibiteur, comme du méthanol ou du glycol, ou un autre additif (Makogon, 1981).



(Collett, 2002)

Figure modifiée et reproduite avec l'autorisation de Timothy Collett.

**Figure 4.2**

**Représentation schématique des méthodes de production de l'hydrate de gaz : (a) injection thermique; (b) dépressurisation; (c) inhibiteur ou autre additif**

Les premières évaluations économiques montrent que la récupération du gaz par injection d'un inhibiteur est probablement la méthode la plus chère (Collett et Kuuskraa, 1998) et qu'il y aurait un coût élevé sur le plan environnemental du fait de l'utilisation de grandes quantités d'un produit chimique comme le méthanol. À volume égal de gaz produit, la stimulation thermique est nettement plus chère que la dépressurisation (Collett et Kuuskraa, 1998). Si les premières études fondées sur

des calculs d'équilibre énergétique (Holder *et al.*, 1982) semblaient indiquer que la quantité d'énergie qu'on peut produire à partir de réservoirs typiques d'hydrate de gaz est de nombreuses fois supérieure à la chaleur requise pour décomposer l'hydrate, un certain nombre d'études de modélisation effectuées par la suite ont montré que l'efficacité du transfert de chaleur du trou du puits au gisement d'hydrate de gaz en dissociation dans les profondeurs du réservoir était si faible qu'il faudrait inventer de nouvelles solutions pour que les techniques de stimulation thermique fonctionnent (Collett, 2002)<sup>31</sup> ou bien les combiner à d'autres méthodes. Les études comme celle de Collett et Kuuskraa (1998), combinées à des modélisations indiquant des taux relativement élevés de production de gaz — de plus de  $0,1 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/jour pour certains réservoirs (Moridis, 2003; Hong et Pooladi-Darvish, 2005) — ont concentré l'attention des chercheurs sur la dépressurisation. On considère généralement qu'il s'agit de la méthode la plus prometteuse sur le plan économique pour produire du gaz à partir de l'hydrate de gaz. Dans la décomposition par dépressurisation, la production dans le trou du puits entraîne un flux de fluide et, par conséquent, une réduction de la pression au sein du réservoir. Cette réduction de la pression, lorsqu'elle se transmet au fluide entourant les particules d'hydrate de gaz dans les interstices, déstabilise l'hydrate de gaz. Le gaz ainsi produit s'écoule vers le trou du puits et ensuite vers la surface.

La décomposition de l'hydrate de gaz en gaz et en eau est endothermique — c'est-à-dire qu'elle absorbe de la chaleur et entraîne donc un refroidissement du milieu. Par conséquent, il est possible qu'un dispositif de décomposition continue de l'hydrate de gaz nécessite également une source de chaleur. Si on n'introduit pas de source artificielle de chaleur dans le réservoir, il faut que la chaleur de décomposition soit fournie par le réservoir contenant l'hydrate de gaz et la formation qui l'entoure. D'après les études effectuées, le transfert de chaleur pourrait être l'étape de contrôle du taux de production dans le processus global de décomposition (Selim et Sloan, 1990; Hong et Pooladi-Darvish, 2005). Pour que la méthode de dépressurisation, appliquée par elle-même, parvienne à produire des taux élevés de production de gaz, il faut, par conséquent, (a) réduire la pression sur un volume suffisamment grand de sédiment contenant de l'hydrate de gaz et (b) disposer d'une source de chaleur.

Le *potentiel* de productibilité pour le gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz peut être évalué en s'appuyant sur une analogie avec la production d'autres hydrocarbures

---

31 Comme indiqué antérieurement, des méthodes thermiques efficaces, comme l'utilisation de fluides géothermiques, pourraient être élaborées à l'avenir pour la production de gaz à partir des réservoirs d'hydrate de gaz.

ou bien à l'aide d'études de modélisation calibrées en fonction d'expériences en laboratoire et de tests à court terme sur le terrain dans des gisements naturels d'hydrates de gaz. En règle générale, la modélisation et les évaluations expérimentales permettent de définir une estimation de la quantité de gaz récupérable à partir des hydrates de gaz. Il n'est possible d'obtenir des estimations plus réalistes qu'après des mises à l'essai et des essais préalables à l'exploitation. La discussion qui suit se concentre principalement sur la technique de dépressurisation, mais bon nombre des facteurs pertinents s'appliquent également aux autres méthodes, y compris la stimulation thermique.

Le document de 2006 intitulé *Carte routière de la technologie des gaz non classiques*, feuille de route pour les technologies relatives aux nouveaux gaz, suggère que la mise en évidence des « sites idéaux » (c'est-à-dire des endroits où les conditions sont particulièrement favorables) soit l'un des deux principaux objectifs de la recherche à long terme dans le domaine des gaz non conventionnels. Cette approche à deux branches, faisant intervenir parallèlement l'exploitation ciblée sur le terrain de sites idéaux (avec des mesures incitatives du gouvernement) et des activités de R-D à long terme dans les universités et les autres organismes de recherche, s'est avérée être une bonne approche dans le développement du MH aux États-Unis, ainsi que dans le développement des sables bitumeux en Alberta. Même dans les sables non gelés, il reste une grande variation d'un gisement à l'autre concernant la question de savoir s'il pourrait être exploité. Dans les lignes qui suivent, nous examinons les facteurs affectant la productibilité sur le plan technique et économique dans les gisements d'hydrate de gaz dans des sables non gelés, afin de mettre en évidence (a) des réservoirs particuliers d'hydrate de gaz qui pourraient être considérés comme des « sites idéaux » et (b) les exigences particulières sur le plan technologique pour que l'exploitation de ces points idéaux et de sites moins attrayants soit rentable à l'avenir<sup>32</sup>.

La productibilité du gaz à partir de l'hydrate de gaz est affectée par un certain nombre de facteurs géologiques et géophysiques :

- disponibilité et type de fluide libre (eau liquide ou gaz naturel) en contact avec l'hydrate de gaz
- épaisseur de la phase de fluide libre
- température, pression, composition du gaz et salinité (ces paramètres déterminent la stabilité de l'hydrate de gaz)
- disponibilité d'une couche étanche

---

32 La preuve du succès de la technologie du DGMV au site de l'installation d'essai souterraine (un site idéal) a constitué un très grand pas dans l'exploitation commerciale des sables bitumeux à l'aide du DGMV

- perméabilité et porosité du réservoir
- concentration en hydrate de gaz
- épaisseur du réservoir et volume de l'intervalle d'hydrate de gaz
- lithologie (type de formation sédimentaire et caractéristiques physiques sur le plan de la granulométrie)
- hétérogénéité du réservoir d'hydrate de gaz (répartition spatiale de la concentration d'hydrate de gaz, propriétés de la roche, etc.).

Il faut disposer de connaissances concernant ces facteurs pour pouvoir évaluer les accumulations d'hydrate de gaz au Canada et les classer par ordre de priorité et, en particulier pour mettre en évidence quelques sites idéaux pour commencer qu'on pourra utiliser pour en apprendre davantage. La disponibilité et le type de fluide sous l'hydrate de gaz a une grande importance, parce que le volume d'hydrate de gaz auquel on pourra accéder à l'aide d'une technique de production comme la dépressurisation — et le taux de transfert de chaleur nécessaire pour que l'hydrate de gaz se dissocie — sont fortement affectés par la présence d'un fluide sous-jacent. Les réservoirs d'hydrate de gaz qui semblent être les plus prometteurs sont ceux qui ont du gaz libre sous-jacent.

### **Productibilité avec gaz libre sous-jacent**

Lorsqu'il y a du gaz libre sous-jacent, la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz peut se faire de façon semblable à ce qui se fait dans un réservoir d'hydrocarbure conventionnel, en extrayant le gaz libre sous-jacent. Cette extraction déclencherait une réduction de la pression et donc une décomposition à l'interface entre l'hydrate et le gaz libre. Le fait d'avoir du gaz libre rend plus facile l'obtention d'une grande surface pour le transfert de chaleur et d'un grand volume d'hydrate de gaz en dissociation. Le gaz produit par la dissociation de l'hydrate de gaz remplace le gaz extrait par en dessous et prolonge la durée de vie du réservoir de gaz libre.

Makogon (1981) indique que, dans le réservoir de Messoyakha, en Sibérie — où une partie du réservoir consiste en du gaz libre sous la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz — l'extraction du gaz conventionnel sous-jacent a conduit à la décomposition de l'hydrate de gaz au-dessus, par dépressurisation spontanée. La seule difficulté technique signalée dans ce cas concerne les bouchons qui se forment fréquemment quand il se forme de la glace ou que l'hydrate de gaz se reforme, ce qui nécessite l'injection de solutions antigel. Plusieurs études indiquent, cependant, que l'hydrate de gaz pourrait ne pas avoir joué un rôle significatif dans la production de gaz dans le champ de Messoyakha (voir Collett et Ginsburg, 1998); il n'est donc pas possible de tirer de conclusions définitives de cet exemple.

La modélisation indique que, pour une accumulation d'hydrate de gaz avec gaz sous-jacent, une portion importante de l'hydrate de gaz se décomposerait de façon naturelle, à des taux prometteurs (Masuda, 1993; Collett et Moridis, 2003; Hong et Pooladi-Darvish, 2005; Mohanty *et al.*, 2006). Certaines de ces études semblent indiquer que l'épaisseur du gaz libre sous-jacent n'a pas d'importance. Du moment qu'il existe une couche de gaz libre sur une surface importante en dessous des sables contenant de l'hydrate de gaz, il serait possible de réduire la pression et de disposer de suffisamment de chaleur pour obtenir des taux de production de gaz raisonnablement élevés. Ces études semblent indiquer qu'il pourrait y avoir besoin d'agents antigel ou de chaleur, mais seulement localement autour des trous de forage, du moment que les conditions de fonctionnement sont telles qu'on parvient à éviter un refroidissement trop important (Pooladi-Darvish, 2004)<sup>33</sup>.

Les méthodes de prédiction du rendement des réservoirs d'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent sont désormais arrivées à un point où l'on est parvenu à élaborer de simples modèles technologiques des réservoirs, analogues à ceux élaborés pour les réservoirs d'hydrocarbure conventionnels. Ces modèles permettent de déterminer les taux de production de gaz et le potentiel de récupération de l'hydrate de gaz (Gerami et Pooladi-Darvish, 2006; 2007). Ils incorporent une estimation basée sur les probabilités et prenant en compte les incertitudes relatives aux propriétés associées aux réservoirs d'hydrate de gaz. Il ne semble pas qu'il y ait d'obstacle technique fondamental à l'exploitation des réservoirs d'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent. Ceci confirme la possibilité que l'on puisse réaliser la production de gaz à partir de tels « sites idéaux » dans les 10 années à venir (Sloan, 2003). Il reste des incertitudes, cependant, concernant la fiabilité des modèles utilisés, ainsi que des modèles numériques plus sophistiqués, pour prédire le rendement des réservoirs d'hydrates, parce que ces modèles n'ont pas été confrontés à des données rassemblées sur le terrain à long terme. Au lieu de cela, ces modèles font en ce moment l'objet de comparaisons les uns avec les autres dans des études coordonnées par le DOE des États-Unis, avec des interactions entre spécialistes de la modélisation du Canada, des États-Unis et du Japon (Wilder *et al.*, 2008).

---

33 Un refroidissement trop important pourrait permettre à l'hydrate de gaz de se préserver, parce qu'une fine couche d'eau serait produite suite à la décomposition et gèlerait autour de la particule d'hydrate de gaz, ce qui empêcherait qu'elle poursuive sa décomposition (Handa, 1986a; Ershov et Yakushev, 1992; Yakushev et Collett, 1992). De même, cette eau gelée pourrait boucher la matière poreuse et limiter ainsi le flux de fluide et la poursuite de la décomposition.

## Productibilité avec eau libre sous-jacente

Lorsque le fluide sous-jacent est de l'eau, on peut déclencher la dépressurisation en extrayant (c'est-à-dire en enlevant) l'eau. La manipulation de l'eau extraite soulève des problèmes d'ordre environnemental et économique et la présence de l'eau limite la production de gaz (ce qui exige l'utilisation d'un équipement de pompage supplémentaire). D'après une étude de modélisation prenant en compte des estimations du coût de l'infrastructure et de l'exploitation, la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz avec eau libre sous-jacente est moins attrayante, sur le plan économique, que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz avec gaz sous-jacent (Hancock, Okazawa *et al.*, 2005). Le fait d'avoir une grande zone d'eau pourrait restreindre l'ampleur de la réduction de la pression dans le réservoir, du fait que l'eau se déplacerait vers le trou de forage. Cependant, on ne comprend pas encore très bien le rapport entre l'étendue et la perméabilité des sables contenant de l'eau et le potentiel de récupération du gaz à partir de l'hydrate de gaz. Il faudra plus de recherches pour mieux comprendre les enjeux économiques et environnementaux de telles exploitations. En dernière analyse, il faudra des mises à l'essai et des tests sur le terrain préalables à l'exploitation pour prouver qu'il est possible de récupérer le gaz de ces hydrates de gaz sur le plan technique et économique.

## Productibilité sans fluide sous-jacent

Le taux de production de gaz à partir des réservoirs d'hydrate sans fluide libre sous-jacent — c'est-à-dire des réservoirs entourés de couches sédimentaires imperméables tant au-dessus qu'en dessous — reste incertain. En présence de gaz libre sous-jacent, comme on l'a vu ci-dessus, la baisse de pression créée au niveau du trou de forage se propage rapidement dans la zone de gaz libre et affecte l'hydrate de gaz qui se trouve au-dessus sur une grande surface. Sans fluide sous-jacent, il faut que la baisse de pression au niveau du trou de forage se propage à travers la zone d'hydrate de gaz elle-même. Il est beaucoup moins facile d'avoir un flux de fluide et une baisse de pression (quantifiée par la perméabilité) dans une roche partiellement remplie d'hydrate de gaz solide que dans la même roche remplie de fluide.

Les mesures faites à Mallik (Hancock, Dalimore *et al.*, 2005; Kurihara *et al.*, 2005) et celles faites à Mount Elbert, en Alaska (Wilder *et al.*, 2008) indiquent que la perméabilité effective en présence d'hydrate de gaz est de quatre à six ordres de grandeur plus faible qu'en l'absence d'hydrate de gaz solide. Comme le confirme les puits d'essai à Mount Elbert en Alaska (Hunter *et al.*, 2007), cette faible perméabilité limite de beaucoup le taux auquel la zone d'hydrate de gaz pourra se décomposer

autour du trou de forage<sup>34</sup>. La réduction de la perméabilité de la formation contenant de l'hydrate de gaz dépend dans une large mesure de la concentration en hydrate de gaz et de la répartition de l'hydrate de gaz dans l'espace interstitiel. Lorsque la concentration en hydrate de gaz est basse, la perméabilité effective est plus élevée, toutes choses étant égales par ailleurs. Cependant, cette relation n'est pas encore bien comprise.

Il y a un certain nombre d'études en cours au Canada et à l'étranger pour explorer la perméabilité des sables contenant des hydrates de gaz solides et pour mieux incorporer ces résultats dans la modélisation des réservoirs. Certaines de ces études semblent indiquer que, en l'absence de fluide sous-jacent, il faut un certain nombre de facteurs favorables (pression, température, saturation en hydrate, etc.) pour pouvoir obtenir des taux de production attrayants sur le plan économique à partir des accumulations d'hydrate de gaz (voir, par exemple, Moridis et Reagan, 2007; Zatsepina *et al.*, 2008).

### Autres facteurs influençant la productibilité

Il y a plusieurs autres facteurs susceptibles d'affecter la production de gaz à partir de réservoirs d'hydrate de gaz sur le plan technique et économique. Par exemple, alors que les accumulations d'hydrocarbure conventionnelles exigent la présence d'une couche étanche sur le dessus — sinon, l'hydrocarbure se serait échappé —, les hydrates de gaz, en raison de leur faible perméabilité, pourraient constituer leur propre couche étanche dans certaines zones. On ne comprend pas encore très bien en quoi l'absence d'une couche étanche externe pourrait affecter la productibilité du gaz à partir d'une accumulation d'hydrate de gaz sur le plan technique.

La température de la zone contenant de l'hydrate de gaz est un autre facteur important affectant le taux de production de gaz. Plus la température de la zone est élevée par rapport à la température de congélation de l'eau et plus la température est proche de la température d'équilibre pour la dissociation (dans les conditions de pression ambiante), plus il y aura de chaleur pour la décomposition et moins il y aura de risques que l'eau interstitielle gèle ou que l'hydrate de gaz forme des bouchons.

---

34 On peut faire une analogie avec la fonte de la glace par opposition à la fonte de la neige. Alors que la glace (de perméabilité zéro) ne fond qu'à la surface, la neige fond plus vite parce qu'elle fond de l'intérieur aussi bien qu'à la surface. Alors que la glace fond suite à la propagation de la chaleur, l'hydrate de gaz pourrait se décomposer en fonction de la propagation de la baisse de pression. Comme la propagation d'une variation de pression est généralement beaucoup plus rapide que la propagation de la chaleur, il y a un beaucoup plus grand effet de décomposition de l'intérieur dans l'hydrate de gaz que dans la glace ou dans la neige.

Les facteurs comme la saturation, l'épaisseur et l'hétérogénéité, qui affectent la productibilité pour les hydrocarbures conventionnels, affectent aussi les taux de production pour l'hydrate de gaz. Ces facteurs font traditionnellement l'objet d'études au cas par cas. Si on décide d'évaluer la viabilité économique d'une accumulation d'hydrate de gaz particulière, on peut appliquer les technologies établies pour l'exploitation des réservoirs conventionnels (puits horizontaux, fracturation, etc.).

### Expérience en tests de production au Canada

Il se pourrait que les tests de production de gaz à partir de l'hydrate de gaz au Canada doivent suivre la stratégie utilisée pour les autres sources non conventionnelles, dans laquelle les tests de sites idéaux ont suscité une confiance suffisante pour favoriser la poursuite du développement. Dans le cas des sables bitumeux en Alberta, par exemple, on peut considérer que l'IES était un site idéal, avec un certain nombre de conditions favorables, comme nous l'expliquons dans l'encadré n° 9.

Au Canada, les tests de production d'hydrate se sont concentrés sur le site de Mallik, dans le delta du Mackenzie. Les accumulations d'hydrate de gaz dans la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort sont la source la plus attrayante d'hydrate de gaz au Canada étudiée jusqu'à présent, du moment qu'on prévoit, à terme, la construction d'une canalisation dans la vallée du Mackenzie. Les caractéristiques attrayantes des accumulations du delta du Mackenzie sont, entre autres, les suivantes :

- localisation sur terre
- nature sablonneuse des formations contenant de l'hydrate de gaz
- meilleures estimations des quantités de la ressource et de la délimitation des accumulations que dans d'autres sites au Canada
- grande expérience acquise à Mallik.

L'accumulation de Mallik est le seul réservoir du Canada à avoir été étudié suffisamment dans les détails pour pouvoir faire des analyses du taux et du volume de production<sup>35</sup>. On a confirmé la présence de couches de sables contenant de l'hydrate de gaz de grande épaisseur, avec de fortes concentrations d'hydrate de gaz.

---

35 Les études de modélisation du réservoir ont été effectuées par les Japonais, en préparation des longs tests de production à l'hiver 2007 et 2008. Les résultats ne sont pas encore à la disposition du public. L'étude effectuée par Hancock *et al.* (2005) est un premier pas dans cette direction.

Certaines de ces couches de sable se trouvent à une profondeur (et à des températures) indiquant qu'on pourrait obtenir des flux de chaleur de taux adéquats, pourvu qu'il existe un fluide sous-jacent. Si les informations des études à Mallik en 1998 semblent indiquer qu'un gaz libre sous-jacent pourrait être présent, les résultats de 2002 montrent que ce fluide sous-jacent est probablement de l'eau, avec peut-être une petite quantité de gaz. Il est possible qu'il existe des accumulations d'hydrate de gaz avec du gaz sous-jacent dans des parties non testées de la région du delta du Mackenzie. On peut utiliser une combinaison de techniques sismiques et de techniques de diagraphie, ainsi qu'une cartographie de la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz, pour déterminer le type de fluide sous-jacent. À partir de ces informations, on peut utiliser des études de modélisation du réservoir d'hydrate de gaz pour (a) examiner les taux possibles d'extraction de gaz et d'eau et (b) explorer les facteurs et les paramètres ayant le plus grand impact sur les résultats (par exemple, l'étendue de la zone d'eau, l'hétérogénéité et la solidité du sable après la dissociation).

### **4.3 DIMENSION ÉCONOMIQUE DE LA PRODUCTION D'HYDRATE DE GAZ**

Les études de la dimension économique de la production de gaz à partir de gisements d'hydrate sur terre et en mer sont limitées (Hancock, Okazawa *et al.*, 2005; Hancock, 2008). Celles qui sont disponibles semblent indiquer que l'interaction de plusieurs facteurs rend l'exploitation d'un gisement d'hydrate plus coûteuse que celle d'un réservoir comparable de gaz naturel, parce que le réservoir d'hydrate va probablement

- avoir une production d'un taux moins élevé, principalement en raison du transfert de chaleur nécessaire pour que la dissociation se poursuive, qui limite le taux de production
- exiger une compression dès le début — comme il faut une pression faible pour déclencher la dissociation — et exiger un compresseur conçu pour des pointes ou pour des plateaux dans le taux de production. Les réservoirs de gaz conventionnels peuvent exiger une compression vers la fin, souvent lorsque les taux de production de gaz ont diminué de façon importante.
- exiger des travaux plus chers pour la complétion du puits, en raison des facteurs suivants :
  - il produit plus d'eau et exige, par conséquent, un acheminement de cette eau à la surface pour l'éliminer
  - il exige un équipement d'injection de produits chimiques ou des dispositifs de chauffage ponctuels pour éviter la (re)formation d'hydrate et les bouchons
  - il exige l'application de techniques appropriées pour éviter la production de sable.

Les résultats des modélisations (voir, par exemple, Moridis et Reagan, 2007; Zatsepina *et al.*, 2008) indiquent que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz se situera à un taux stable pendant longtemps ou même que le taux augmentera au fil du temps, ce qui est l'opposé de ce qui se passe pour le gaz conventionnel, où il est typique d'avoir un taux de déclin plus rapide. À des volumes totaux comparables de production de gaz sur la durée de vie du puits, la valeur actualisée nette du flux de rentrées serait généralement plus élevée pour la production de gaz conventionnel.

Il est également possible qu'on puisse exploiter des réservoirs d'hydrate de gaz dans des régions du monde où il n'existe pas de gaz conventionnel, ce qui permettrait de réduire le coût du transport et d'augmenter la sécurité de l'approvisionnement.

### Infrastructures de transport du gaz<sup>36</sup>

Dans le contexte canadien, il semble que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz serait plus chère que pour les réserves de gaz conventionnelles dans les régions peu explorées (comme, par exemple, le delta du Mackenzie). Cependant, si on disposait de l'infrastructure de canalisations pour relier le gaz conventionnel du delta du Mackenzie aux marchés ciblés, le coût supplémentaire de la production d'une certaine quantité d'hydrate de gaz et de la connexion de cette production à l'infrastructure serait probablement modeste et compétitif. Les projets de production de gaz à partir de l'hydrate de gaz sur terre à proximité de telles canalisations et les projets faisant intervenir de l'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent seraient les moins coûteux et les plus compétitifs. En règle générale, les perspectives de production importante de gaz à partir de l'hydrate de gaz au Canada dans les 20 prochaines années dépendent des décisions de politique publique du gouvernement. Ces perspectives dépendent également des décisions commerciales des sociétés d'énergie et de leur impact sur la disponibilité d'infrastructures, lorsqu'il existe des dépôts d'hydrate de gaz dans des conditions favorables à proximité de réservoirs de gaz conventionnels.

Le document *Carte routière de la technologie des gaz non classiques* (2006), feuille de route pour les technologies relatives aux nouveaux gaz, soutient que l'absence de systèmes de transport pour acheminer le gaz naturel des exploitations d'hydrate au marché est le problème crucial auquel est confronté le développement du secteur de l'hydrate de gaz au Canada. Il est par conséquent peu probable qu'il y ait de nouveaux

---

36 L'application de la cristallisation de l'hydrate-clathrate offre la possibilité d'élaborer des technologies innovantes pour l'entreposage et le transport du gaz naturel. L'idée est de convertir le gaz naturel en hydrate de gaz (c'est-à-dire de passer de l'état gazeux à l'état solide) et ensuite d'entreposer ou de transporter le résultat obtenu. Le Japon et la Norvège sont des pionniers de cette technologie, qui a fait l'objet de démonstrations à l'échelle de projets pilotes (Susilo, 2008).

développements à Mallik ou aux autres sites d'hydrate de l'Arctique canadien tant que la canalisation de la vallée de Mackenzie ou un autre type semblable de canalisation pour l'accès aux sites ne sera pas en place. La construction de l'infrastructure nécessaire exigera d'énormes dépenses d'investissement. Pour justifier de tels investissements, le secteur énergétique devra avoir la certitude que les dépôts de gaz sont vastes, que leur productibilité est élevée et qu'on peut les exploiter à l'aide de technologies connues. Telle est précisément la situation pour la canalisation de la vallée de Mackenzie et pour les zones d'ancrage de Taglu, de Parsons Lake et de Niglingak, dont on estime que les réserves de gaz récupérables s'élèvent à environ  $170 \times 10^9 \text{ m}^3$  (soit 6 Tcf) sur une période de 25 à 30 ans.

On a déjà mis en évidence des possibilités secondaires de production de gaz conventionnel à Cameron Hills, dans les Territoires du Nord-Ouest, et dans la mer de Beaufort. Si la canalisation se construit, on pourra également envisager l'exploitation de l'hydrate de gaz dans le cadre des différentes options à la disposition des sociétés d'énergie. Si la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz était familière aux sociétés d'énergie et facile pour elles, on peut imaginer que l'exploitation de l'hydrate de gaz pourrait se faire avant l'exploitation des réserves de gaz conventionnel en mer dans la mer de Beaufort dans le calendrier d'exploitation.

Les accumulations d'hydrate de gaz à Mallik semblent présenter des perspectives attrayantes, du fait de leur localisation entre la mer de Beaufort et les zones d'ancrage (Mallik se situe à environ 20 km du centre de développement prévu à Taglu). De surcroît, la nature de l'hydrate de gaz fait que, en dépit d'un taux de production plus faible que pour un réservoir comparable de gaz naturel conventionnel, on prévoit que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz pourra se faire sur une période plus soutenue, ce qui est un avantage du point de vue des sociétés responsables des canalisations de gaz. Il s'agit d'un aspect positif sur le plan du développement des canalisations et des infrastructures apparentées. En règle générale, en raison des économies d'échelle et de la longue durée de vie de telles structures, la certitude de pouvoir maintenir les taux d'utilisation à un niveau stable pendant une longue période représente un facteur déterminant dans le calcul de la viabilité économique.

Le coût de la découverte et de l'exploitation des ressources en hydrocarbures *en mer*, quant à lui, est si grand que seules quelques grandes sociétés du secteur de la production d'énergie travaillent dans ce secteur. Le coût de l'exploitation des ressources non conventionnelles en mer serait encore plus élevé. Les perspectives de développement au large de la côte du Pacifique au Canada sont également affectées par un moratoire général sur toutes les activités d'exploration et de développement des ressources énergétiques en mer (pour de plus amples renseignements,

voir le chapitre 5). Même sur la côte atlantique, où la production de pétrole et de gaz conventionnelle est déjà établie, les plates-formes existantes sont si rares et si éloignées les unes des autres que l'absence d'infrastructures adjacentes aurait sans doute un impact important sur la rentabilité économique de la production de gaz à partir de l'hydrate.

Le rassemblement de données est important pour le développement de l'hydrate de gaz au voisinage des gisements d'hydrocarbures conventionnels. Par exemple, pour l'exploitation du gaz conventionnel dans le delta du Mackenzie, si la cible initiale des sociétés se situe plusieurs formations plus bas que les sédiments contenant de l'hydrate de gaz, les mesures appliquées aux intervalles moins profonds (contenant de l'hydrate de gaz) permettraient d'évaluer le potentiel commercial de tels réservoirs d'hydrate de gaz à l'avenir. En l'absence de telles données, il semble que les sociétés seraient bien moins enclines à envisager l'exploitation de l'hydrate de gaz à l'avenir<sup>37</sup>.

### Scénarios concernant le prix du gaz naturel

Le gaz naturel représente 30 pour cent de la consommation totale de carburant primaire au Canada et représente une contribution importante dans les exportations et les recettes publiques au Canada<sup>38</sup>. Lors de son examen récent des produits énergétiques du Canada, l'Office national de l'énergie (ONE) a fait des prévisions concernant l'offre et la demande en gaz naturel et des estimations des prix d'ici à 2030 selon divers scénarios incluant, en plus d'une « continuation des tendances », les cas où (a) on supposait que des considérations environnementales ralentiraient la production de gaz par rapport aux tendances prévues et (b) des considérations relatives à la sécurité de l'approvisionnement intérieur conduisaient au maintien de la production en gros aux niveaux actuels ou même à des niveaux supérieurs (ONE, 2007). Dans ces scénarios, qui visaient à rendre compte d'incertitudes clés concernant l'avenir sur le plan des politiques, de la géopolitique et des prix de l'énergie, l'ONE n'inclut aucune production de gaz à partir d'hydrates de gaz avant l'horizon 2030.

---

37 Il y a une analogie avec l'entreposage du CO<sub>2</sub>. Alors qu'Encana s'intéressait à l'injection de CO<sub>2</sub> dans son réservoir de Weyburn en Saskatchewan pour faciliter la récupération du pétrole, le gouvernement a facilité et encouragé un certain nombre de prises de mesures et d'études en parallèle qui pourraient mener, à terme, à des moyens plus efficaces de piéger le CO<sub>2</sub> sous terre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (*IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring & Storage Project – Summary Report 2000–2004*, dans M. Wilson et M. Monca (dir).

38 À titre d'exemple, en 2005 la production totale de gaz s'est élevée à 6,24 Tcf (0,18 x 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>), dont 3,72 Tcf (60 pour cent) sont partis à l'exportation. À un prix moyen de 7 \$CAN/Mcf, ceci représente une valeur totale d'environ 44 milliards de dollars canadiens pour la production et donc des exportations d'une valeur totale annuelle d'environ 26 milliards (ACPP, *Statistical Handbook*).

L'un des facteurs cruciaux pour les perspectives d'exploitation commerciale de l'hydrate de gaz sera le coût du produit livré, par rapport à l'éventail probable des prix du marché pour le gaz. Même s'il faudrait bien évidemment réviser ces estimations à l'approche des décisions concernant les investissements, les prévisions les plus récentes de l'ONE concernant les prix du gaz (2007) associées à ses scénarios pour l'offre et la demande d'ici à 2030 couvrent un éventail qui va d'environ 6 \$US par millier de pieds cube (Mcf; soit environ 5,70 \$US/gigajoule, GJ) à environ 12 \$US/Mcf (soit environ 11,40 \$US/GJ), pour la livraison au concentrateur Henry Hub, en Louisiane (qui constitue le point de repère pour les prix du gaz en Amérique du Nord). Si on prend en compte le coût moyen du transport, cet éventail représenterait un éventail allant d'environ 5 \$US/Mcf (soit 4,75 \$US/GJ) à environ 11 \$US/Mcf (soit 10,45 \$US/GJ) pour le prix mesuré à AECO-C, qui est le principal concentrateur en Alberta<sup>39</sup>. On estime en gros que le coût du transport du concentrateur AECO-C au delta du Mackenzie (si l'on suppose la construction d'une canalisation dans la vallée du Mackenzie ou d'une autre canalisation semblable) serait d'environ 3 \$US/Mcf ou peut-être plus<sup>40</sup>. Ceci signifierait que les prévisions concernant l'éventail des prix du gaz de l'ONE correspondraient à des prix se situant entre 2 \$US/Mcf (soit 1,90 \$US/GJ) et 8 \$US/Mcf (soit 7,60 \$US/GJ) si on les mesurait dans les régions potentielles d'approvisionnement de la région du delta du Mackenzie.

Il n'est pas possible de faire des prévisions exactes concernant les prix de l'énergie à l'avenir et ces scénarios reflètent simplement les éventails de prix les plus probables au moment où on les a produits. À la lumière de ces observations, ce qu'on peut dire, c'est que, à compter de 2007, c'est-à-dire l'année où l'ONE a fait ses prévisions, il semblerait que, pour avoir des perspectives raisonnables de viabilité, il faudrait que les projets d'exploitation de l'hydrate de gaz sur terre dans le nord soient en mesure de livrer du gaz à l'entrée nord du système de transport à des coûts qui se situent nettement dans cet intervalle (c'est-à-dire entre 2 \$US/Mcf et 8 \$US/Mcf ou, si l'on suppose que le

---

39 Le symbole AECO-C fait référence au concentrateur « Alberta Energy Co.- Calgary ». Il s'agit du principal point de repère pour fixer les prix du gaz naturel au Canada.

40 Voir Wright Mansell Research, *An Evaluation of the Economic Impacts Associated with the Mackenzie Valley Gas Pipeline and Mackenzie Delta Gas Development-Extended Analysis and Update* (préparé pour le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest en novembre 2007). Veuillez noter que le coût du transport serait sensiblement plus élevé lors des premières années d'exploitation de la canalisation.

taux de change se situera à 0,90 \$US pour 1,00 \$CAN à long terme, entre 2,15 \$CAN/GJ et 8,50 \$CAN/GJ)<sup>41</sup>.

### Prix et productibilité de l'hydrate de gaz

Il reste de nombreux problèmes techniques à régler concernant la production, la sécurité et les coûts environnementaux associés à l'hydrate de gaz. Tant que ces problèmes ne seront pas réglés, on ne pourra pas tirer de conclusions définitives concernant la viabilité commerciale de l'hydrate de gaz. Au moment présent, on ne peut fournir que des indications générales concernant la probabilité qu'une production importante de gaz à partir de l'hydrate de gaz sera économiquement viable à l'avenir.

On considère généralement que la région la plus probable pour les premières exploitations commerciales d'hydrate de gaz sera l'Arctique (U.S. DOE, 1998, p. 80). Les tests à Mallik font qu'on en sait beaucoup plus sur ce champ d'hydrate de gaz que sur les autres au Canada. Pour ce champ, les premières estimations de RNCAN indiquent que le total des dépenses d'investissement et des coûts de fonctionnement pour les hydrates de gaz serait de l'ordre de 5 à 6 \$CAN/Mcf (soit entre 4,75 et 5,70 \$CAN/GJ) pour l'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent et de 6,50 à 9,50 \$CAN/Mcf (soit entre 6,20 et 9,00 \$CAN/GJ) pour l'hydrate de gaz avec eau libre sous-jacente (Osadetz *et al.*, 2007, p. 8)<sup>42</sup>. Osadetz *et al.* indiquent qu'il est probable qu'on pourrait assurer la production commerciale d'une certaine quantité de gaz à partir de formations d'hydrate de gaz sur terre dans le delta du Mackenzie à l'aide de la méthode de dépressurisation aux prix du gaz des niveaux de 2004, si l'on disposait des moyens de transport nécessaires.

---

41 Traditionnellement, le prix du gaz en Amérique du Nord reste en très grossière corrélation avec le prix du pétrole, du fait que les deux carburants peuvent se substituer l'un à l'autre dans une certaine mesure. Comme les pics récents du prix du pétrole dépassent de façon importante les gammes de prix à long terme sur lesquelles les scénarios de l'ONE s'appuient, on pourrait penser que les prix (réels) prévus par l'ONE pour 2030 sont de loin trop bas. Cependant, si l'on reconnaît qu'il y a des incertitudes tout à fait substantielles dans les prévisions, il convient de noter (a) que les conditions dans le marché intérieur en matière d'offre et de demande en gaz peuvent être très différentes de celles du marché mondial du pétrole, et que donc la corrélation entre le prix du gaz et le prix du pétrole pourrait être très différente à l'avenir de ce qu'elle a été par le passé, et (b) que le pic actuel du prix du pétrole ne reflète pas nécessairement ce qui se passera à l'avenir. Si le prix du gaz à moyen terme ou à long terme dépasse effectivement ce qu'indiquent les scénarios de l'ONE, la viabilité de la production de gaz à partir de l'hydrate augmentera, toutes choses étant égales par ailleurs.

42 Les coûts sont en dollars canadiens à leur valeur en 2005. Les estimations concernant les « coûts d'approvisionnement techniques » pour l'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent avec un rabais de 0 %, de 10 % et de 20 % sont respectivement de 5,74, de 5,09 et de 4,88 \$/Mscf [million standard cubic feet]. Les estimations comparables pour l'hydrate de gaz avec eau libre sous-jacente sont de 6,54, 7,38 et 9,60 Mscf.

Étant donné l'éventail prévu des prix du gaz à l'avenir noté plus haut avec une connexion à l'éventuelle canalisation de gaz dans le nord et étant donné les estimations grossières des dépenses d'investissement et des coûts de fonctionnement des exploitations sur terre d'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent se situant entre 4,75 et 5,70 \$CAN/GJ, quand on inclut les redevances, les taxes et les remboursements de capital, il semblerait que le coût de ce gaz soit compétitif si les prix du gaz continuent de se situer à proximité de la limite supérieure dans les scénarios de l'ONE. La production de gaz à partir d'hydrate de gaz avec eau libre sous-jacente ou sans fluide sous-jacent coûterait plus cher et exigerait des prix nettement plus élevés pour être économiquement viable.

Autrement dit, on peut avancer que, dans un monde tel que celui qu'envisage le scénario des « îles fortifiées » de l'ONE — c'est-à-dire un monde où la sécurité de l'approvisionnement intérieur devient primordiale —, la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz, à tout le moins de l'hydrate de gaz avec gaz libre sous-jacent, pourrait être économiquement attrayante et rentable si l'infrastructure de transport était en place. De surcroît, il est possible que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz à petite échelle pour répondre aux besoins locaux dans le nord soit économiquement viable, même dans un scénario où les prix seraient quelque peu inférieurs.

Les estimations du coût de la production de gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz doivent être envisagées avec prudence, en particulier en raison des grandes incertitudes techniques. Les facteurs clés affectant la viabilité de la production seront les suivants :

- accès aux canalisations de collecte et de transmission
- durée de vie prévue des réserves
- besoin de compression supplémentaire
- nécessité de faire remonter l'eau artificiellement et de l'éliminer (par rapport à la situation pour le gaz conventionnel)
- coût de la mise en conformité aux réglementations éventuelles visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les perspectives d'exploitation de l'hydrate de gaz sur terre dans le nord canadien s'amélioreraient de façon importante, à long terme, avec la construction de la canalisation de la vallée du Mackenzie et avec l'exploitation associée des réserves de gaz conventionnel dans le nord. Bien qu'il soit prévu d'avoir une canalisation fonctionnelle d'ici à 2015, il reste des obstacles considérables, y compris l'escalade du montant des dépenses d'investissement et les problèmes et les inquiétudes soulevés par certaines communautés des Premières nations sur le plan de la réglementation

et des compétences. En l'absence d'investissement substantiel de la part du secteur public, il faudra probablement que les prix du gaz restent dans l'intervalle de 7 à 8 \$US/Mcf à Chicago pour que le taux de rentabilité ajusté en fonction des risques proposé soit suffisant pour attirer des investissements du secteur privé dans la construction de la canalisation<sup>43</sup>.

### **Sécurité de l'approvisionnement et développement économique**

Il y aura certes un marché de plus en plus grand pour les exportations de gaz du Canada aux États-Unis, mais ces exportations feront face à la concurrence des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). D'après les estimations du coût de l'approvisionnement pour les solutions dans les régions peu explorées susceptibles de faire concurrence au GNL, Theal (2006) conclut que le GNL est une menace viable pour le développement du gaz dans le nord et ceci s'appliquerait bien entendu également au développement de l'hydrate de gaz dans le nord. D'après les calculs de Theal, le coût de l'approvisionnement en GNL serait semblable au coût de l'approvisionnement en gaz en provenance du nord, mais les projets de GNL nécessiteraient des risques moindres sur le plan des dépenses d'investissement et de l'exécution. Une fois qu'on aura fait des investissements majeurs en vue de permettre l'importation de GNL, il est possible que son avantage concurrentiel devienne insurmontable. Ceci semble indiquer qu'il faudrait instaurer une « prime à la sécurité » ou un autre type semblable de mesure incitative favorisant le développement de l'approvisionnement intérieur en gaz au Canada, pour que les exploitations du nord du pays et peut-être d'autres nouvelles sources de gaz puissent entrer en jeu. Étant donné l'escalade récente dans les coûts du GNL, il est possible que le montant d'une telle prime à la sécurité soit en diminution. Il convient cependant de reconnaître qu'il reste probable que le gouvernement ait à adopter des mesures incitatives, à tout le moins dans les premières phases, afin de favoriser le développement du secteur de l'exploitation de l'hydrate de gaz.

Il est possible qu'une des dimensions importantes incitant au développement de ces sources intérieures soit les impacts économiques au plan local, régional et national. Même avec des taux de récupération modestes pour le gaz dans les formations d'hydrate de gaz du nord du Canada, on aurait un impact très important sur le plan des revenus, de l'emploi et de la balance commerciale pour le Canada, si l'on suppose, du moins, que les économies locale, régionale et nationale ne tournent pas encore à plein régime, avec un plein emploi et des niveaux maximum de capacité.

---

43 Voir Wright Mansell Research, *An Evaluation of the Economic Impacts Associated with the Mackenzie Valley Gas Pipeline and Mackenzie Delta Gas Development-Extended Analysis and Update* (document préparé pour le gouvernement du Territoires du Nord-Ouest, novembre 2007, p. 50).

À titre d'exemple, on estime que les dépenses d'investissement et les coûts de fonctionnement associés au développement d'une production de gaz dans le nord suffisante pour justifier la construction de la canalisation dans la vallée du Mackenzie (en excluant les impacts associés à la construction et à l'exploitation de la canalisation) engendreraient des augmentations totales du PIB réel du Canada, des revenus du travail, des recettes publiques et des emplois dont la valeur serait respectivement de l'ordre de 26 milliards de dollars, 1,5 milliard de dollars, 8 milliards de dollars et 28 000 années-personnes sur la période de 2010 à 2035 (Mansell et Schlenker, 2004).

Les impacts économiques potentiels pour le nord sont vastes. Dans le cas décrit ci-dessus, environ 20 à 35 pour cent des impacts se situeraient dans les Territoires du Nord-Ouest. Comme on l'a vu dans les provinces du sud du pays, le développement du gaz naturel peut être un important moteur de croissance et de prospérité pour l'économie d'une région. Il n'y a pas de raison de penser que l'hydrate de gaz ne pourrait pas s'avérer être aussi important pour le développement d'une base économique solide dans le nord et dans les autres régions riches en hydrates à long terme. Mais, comme on le voit dans les nombreuses études concernant les canalisations dans le nord et le développement associé du gaz conventionnel, il y a de nombreux enjeux locaux délicats à gérer (voir chapitre 5). Par exemple, il faudrait gérer le développement de façon à minimiser les impacts à court terme de la construction sur les communautés locales, en utilisation des camps de construction isolés, tout en maximisant l'emploi et les revenus à long terme en choisissant des programmes d'éducation et de formation appropriés et en s'engageant à investir dans les communautés locales.

#### **4.4 CONSIDÉRATIONS CONCERNANT LA SÉCURITÉ POUR LE FORAGE ET L'EXPLOITATION DE L'HYDRATE DE GAZ**

Les problèmes actuels de sécurité qui se rapportent aux hydrates de gaz sont aussi variés que les milieux dans lesquels on les trouve. Les premières indications concernant des problèmes potentiels qui pourraient être causés par l'hydrate de gaz se rapportaient au maintien du débit dans les canalisations sur terre (Hammerschmidt, 1934; Wilcox *et al.*, 1941). Depuis qu'on a pris conscience de ces problèmes, on a rassemblé beaucoup de données concernant les accumulations d'hydrate de gaz dans les structures fabriquées par l'homme pour l'entreposage et la transmission du gaz naturel (voir, par exemple, Deaton et Frost, 1946). Ce qui est moins clair — et ce pour quoi on ne dispose toujours pas de beaucoup de données —, ce sont les problèmes de sécurité rencontrés lorsqu'on pénètre dans les gisements d'hydrate de gaz. Il y a eu des efforts précoces pour traiter des problèmes de sécurité (voir, par exemple, Bily et Dick, 1974), mais, jusqu'à il y a peu, on n'a pas accordé beaucoup d'attention à cette question. Les connaissances actuelles concernant les questions de sécurité en milieu

naturel sont principalement à caractère anecdotique, avec une poignée seulement d'études portant principalement sur les problèmes de forage ou de production (voir, par exemple, Yakushev et Collett, 1992; Hovland et Gudmestad, 2001; Collett et Dallimore, 2002; Nimblett *et al.*, 2005). Il y a une lacune tout particulière dans les informations du domaine public sur la sécurité de l'hydrate de gaz, parce qu'une bonne partie de ces informations est la propriété d'instances spécifiques, soit des programmes énergétiques nationaux soit, moins fréquemment, des entreprises de l'industrie de l'énergie.

Les problèmes de sécurité associés aux hydrates de gaz font intervenir trois soucis séparés. Le premier souci concerne ce qui se passe lors de la phase d'exploration et d'évaluation des gisements d'hydrocarbures en profondeur, lorsque le trajet d'un puits passe par des intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz. C'est de cette situation que relèvent la plupart des problèmes de sécurité relatifs à l'hydrate de gaz mis en évidence jusqu'à aujourd'hui.

Le deuxième souci concerne ce qui se passe lors de la phase d'exploitation des gisements d'hydrocarbures en profondeur, lorsque le trajet d'un puits passe à travers des intervalles moins profonds tendant à contenir de l'hydrate de gaz. Comme on ne sait que peu de chose concernant les effets réels de la production d'hydrocarbures au fil du temps, lorsqu'elle passe par des intervalles moins profonds tendant à contenir de l'hydrate de gaz, notre rapport n'en parlera que brièvement, sans inclure de citations formelles. Veuillez noter que ces deux premiers soucis en matière de sécurité se manifestent dans le contexte des activités ciblant des gisements d'hydrocarbure plus profonds, lorsque le trajet du puits est conçu de façon à *éviter* de rencontrer de l'hydrate de gaz.

Le troisième souci se rapporte aux activités ciblées de production de gaz à partir d'intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz. Pour ce type d'activités, on n'a pas d'exemples, parce que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz n'a pas encore été réalisée ou qu'on n'a pas encore pu recueillir des données concluantes à ce sujet (voir, par exemple, le champ de Messoyakha dans l'ouest de la Sibérie, mentionné dans Collett et Ginsburg, 1998). Nous abordons les deux premiers soucis en matière de sécurité ci-dessous, en partie dans le contexte des exploitations en milieu arctique et en milieu marin. Le troisième souci, qui concerne la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz, est traité séparément, sous l'angle des principaux problèmes qu'on peut anticiper.

On signale beaucoup plus de problèmes liés à la sécurité en milieu arctique qu'en milieu marin. Cette disparité peut s'expliquer du fait que, comme on l'a vu au chapitre 3, on a trouvé de plus grandes accumulations d'hydrate de gaz en milieu

arctique qu'en milieu marin. L'autre facteur contribuant à aggraver cette disparité pourrait être la différence entre les procédures typiques utilisées pour pénétrer dans les intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz dans les deux types de milieux.

En milieu arctique, le bloc obturateur de puits (BOP) — appareil mécanique servant à étancher le puits en cas d'urgence — et le cuvelage qui lui est associé sont reliés par un système à circulation fermée au plancher de forage à une profondeur très réduite en dessous de la surface de la couche sédimentaire, souvent au-dessus de la plus grande concentration d'hydrate de gaz. Parfois ce système à circulation fermée peut être connecté au début du forage, selon la nature des sédiments à l'intervalle le moins profond de la subsurface. Cette situation permettrait de faire circuler le gaz qui se dissocie de l'hydrate de gaz jusqu'au plancher de forage, ce qui présenterait un problème de sécurité important pour le plancher de forage et le personnel qui y travaille.

En milieu marin, le BOP et le tube prolongateur qui lui est associé — c'est-à-dire la tuyauterie spécialisée qui relie le BOP au fond de la mer à l'installation de forage — fournissent le système à circulation fermée qui est relié au plancher de forage. Cependant, il arrive fréquemment que le BOP et le tube prolongateur ne soient pas connectés avant que le trajet du puits atteigne au moins 600 m sous le plancher océanique. Cette profondeur se situe habituellement bien en deçà de la base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz en milieu marin. Si l'on fait un forage et on dissocie l'hydrate de gaz en milieu marin lorsque le système de circulation est ouvert (c'est-à-dire que le fluide dans le trou de forage circule vers le plancher océanique plutôt que vers l'installation de forage), alors le gaz dissocié remonte tout simplement dans la colonne d'eau. Comme on est à grande profondeur et que le mouvement de la colonne d'eau aurait tendance à disperser rapidement le gaz, il est peu probable que le gaz dissocié évacué au niveau du plancher océanique ait un impact négatif sur l'installation de forage, qui flotte à la surface de l'océan, loin au-dessus.

La différence de profondeur sous la surface de la couche sédimentaire (surface du sol en milieu arctique contre plancher océanique en milieu marin) pour la connexion du BOP présente donc un plus grand risque de circulation de l'accumulation de gaz suite à la dissociation de l'hydrate de gaz vers le plancher de forage en milieu arctique qu'en milieu marin. La situation en milieu arctique est beaucoup plus dangereuse, ce que peuvent refléter en partie les différentes expériences en matière de sécurité des hydrates de gaz en milieu arctique et en milieu marin.

### **Milieu arctique**

On ne dispose que d'une documentation limitée concernant les dangers relatifs au forage rencontrés en milieu arctique, à part ce qui est mentionné par Yakushev et

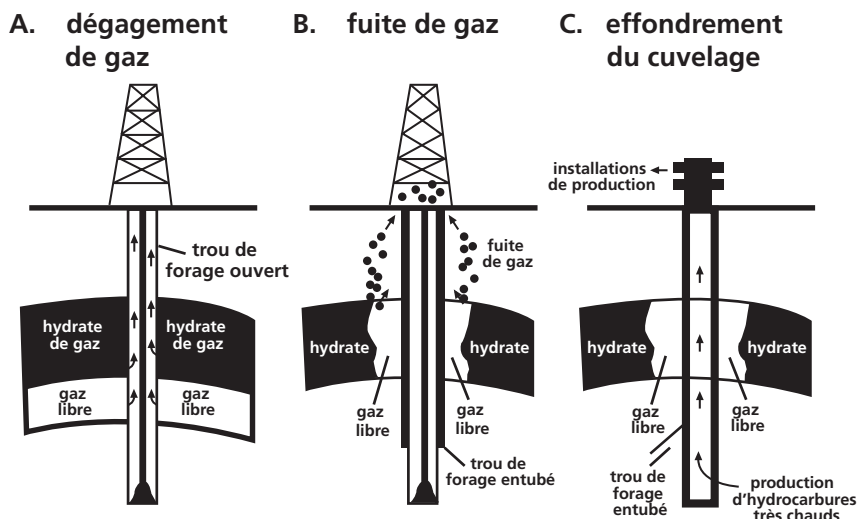
Collett (1992) et compilé dans Collett et Dallimore (2002). Il existe des documents concernant le forage d'accumulations d'hydrate de gaz dans au moins quatre bassins dans l'Arctique : le versant nord de l'Alaska, la région du delta du Mackenzie/ de la mer de Beaufort au Canada, le bassin Sverdrup des îles de la Reine Elizabeth dans le grand nord canadiens et le bassin de l'ouest de la Sibérie en Russie. Le pourcentage de puits dans ces bassins qui contiennent de l'hydrate de gaz est élevé et les incidents de sécurité relatifs au forage sont nombreux.

Il existe deux catégories générales de problèmes de forage dans l'Arctique lorsqu'on essaye d'éviter l'hydrate de gaz — les dégagements de gaz *pendant* le forage et les dégâts dans les puits *après* le forage, en raison de dégagements de gaz. Les dégagements de gaz pendant le forage dépendent de plusieurs facteurs, les plus cruciaux étant le volume d'hydrate de gaz, la taille du trou de forage, les taux de pénétration du trépan, les taux de circulation de la boue et la température et le poids de la boue qui circule. Si l'on n'ajuste pas ces paramètres pour régler les conditions du forage dans les intervalles contenant de l'hydrate de gaz, alors il risque d'y avoir un dégagement non contrôlé de gaz jusqu'au plancher de forage (éruption) ou même un incendie dans l'installation de forage. On a signalé des éruptions dans le champ de Yamburg en Russie, dans plusieurs champs de gaz dans l'ouest de la Sibérie, dans le champ de la rivière Kuparuk sur le versant nord de l'Alaska et à Immiugak Prospect dans la mer de Beaufort au Canada (Agalakov, 1989; Yakushev et Collett, 1992; Collett et Dallimore, 2002). Le dégagement de gaz (et donc le risque d'éruption) se produit lorsque l'hydrate de gaz se dissocie sur place suite à la pénétration du trépan et que le gaz remonte dans le trou ouvert (figure 4.3(a)).

Les dégâts dans les puits *après* le forage comprennent des difficultés d'installation du couvage, des fuites de gaz en dehors du couvage et l'effondrement du couvage pendant l'exploitation<sup>44</sup>. Les fuites de gaz se produisent après que l'on a entubé et cimenté les intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz. Dans cette condition, le gaz fuit vers la surface à l'extérieur du couvage et compromet la capacité qu'a le couvage d'assurer son propre soutien (figure 4.3(b)). On peut aussi avoir un effondrement du couvage suite à une dissociation à grande échelle de l'hydrate de gaz si l'on n'a pas ajusté les charges d'effondrement du couvage lors de la conception du puits (figure 4.3(c)). Une telle situation serait plus courante pendant la phase d'exploitation, lorsque les hydrocarbures chauffés remontant des réservoirs en profondeur passent à travers la section susceptible de contenir de l'hydrate de gaz, ce qui entraîne une dissociation plus rapide de l'hydrate.

---

44 De tels problèmes après forage se sont produits au champ de Prudhoe Bay sur le versant nord de l'Alaska (installation du couvage), au champ de pétrole de la rivière Kuparuk sur le versant nord de l'Alaska (fuite de gaz en dehors du couvage) et à Helicopter Bay sur l'île Ellef Ringes dans l'Arctique canadien (effondrement du couvage pendant l'exploitation) (Alaska Oil and Gas Conversation Commission, 1981; Franklin, 1981; Collett et Dallimore, 2002).



**Figure 4.3 – Problèmes typiques de sécurité rencontrés lors de forages de l'hydrate de gaz dans l'Arctique**

(Collett et Dallimore, 2002)

Figure modifiée et reproduite avec l'autorisation de Timothy Collett et Scott Dallimore

Les remèdes aux problèmes de forage associés à l'hydrate de gaz dans l'Arctique se concentrent généralement sur la nécessité de retarder la dissociation de l'hydrate de gaz, habituellement en faisant des forages avec de la boue réfrigérée et en utilisant des ciments spéciaux pour le cuvelage. Ces techniques spécialisées représentent des coûts supplémentaires importants, ce qui fait qu'on ne les utilise que lorsque les procédures normales de fonctionnement ne permettent pas de contenir le gaz produit lors du forage de l'hydrate de gaz. Le contrôle de la température (refroidissement ou réchauffement) ou l'utilisation d'un cuvelage plus lourd peut faire augmenter encore plus le coût ou compliquer la logistique.

## Milieu marin

Jusqu'à il y a peu, on ne disposait que de peu d'études disponibles sur la sécurité de l'hydrate de gaz en milieu marin (voir, par exemple, Nimblett *et al.*, 2005; Birchwood *et al.*, 2008). La plupart des connaissances actuelles concernant ces problèmes de sécurité s'appuient sur un nombre limité de sites dans des régions géographiques spécifiques — comme, par exemple, Blake Ridge au large de la côte sud-est des États-Unis et la marge de Cascadia au large de la côte du Pacifique du nord-ouest des États-Unis et du sud-ouest du Canada.

Les dangers du forage de l'hydrate de gaz en milieu marin ont été négligés principalement en raison de la difficulté qu'il y a à reconnaître les hydrates de gaz en milieu marin (Hovland et Gudmestad, 2001; Nimblett *et al.*, 2005). Dans l'industrie de l'énergie sous-marine, les puits exploratoires à des profondeurs océaniques de plus de 500 m sont habituellement forés sans colonne ascendante<sup>45</sup> traversant la zone de stabilité de l'hydrate de gaz (qui se situe généralement à une profondeur maximum de 400 m sous le plancher océanique). Ceci élimine tout moyen pratique de récupérer des échantillons, d'analyser les gaz ou d'inspecter visuellement le site pour détecter l'hydrate de gaz. De surcroît, les seules données recueillies dans le puits dans l'intervalle de forage sans colonne ascendante de la plupart des puits en eaux profondes sont une série de diagraphies LWD (logging-while-drilling, diagraphie en cours de forage) à plus faible résolution, qui consistent typiquement uniquement en des outils de diagraphie des rayons gamma et de la résistivité.

Comme on l'a vu antérieurement dans cette partie, les problèmes de sécurité associés aux hydrates de gaz en milieu marin n'ont pas été aussi graves que ceux observés en milieu arctique. Jusqu'à présent, la présence d'hydrate de gaz en milieu marin semble n'avoir été qu'un problème mineur dans le forage de puits d'exploration et d'évaluation. De même que dans l'Arctique, la principale préoccupation concerne l'instabilité du trou de forage en raison de la dissociation de l'hydrate de gaz après la pénétration du trépan, pendant ou après le forage (figures 4.3(a) et (b)). Ceci peut être dû au fait que l'intervalle de temps pendant lequel le fluide chaud s'écoule via le trou de forage ou le cuvelage ouvert est limité à quelques jours ou semaines ou, au pire, à quelques mois. Cette période courte n'est peut-être pas assez longue pour qu'il y ait un réchauffement substantiel des sédiments tendant à contenir de l'hydrate de gaz dans la formation entourant le puits.

On dispose de peu de documents concernant la production d'hydrocarbures à travers des intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz en milieu marin. Cependant, il est évident qu'on se soucie de l'impact du flux constant d'hydrocarbures réchauffés dans les puits d'exploitation dans un champ actif conçu pour assurer une production pendant des années ou des décennies. Ce qui est difficile à prédire sur cette longue période dans un scénario de production d'hydrocarbures à travers un intervalle contenant de l'hydrate de gaz, c'est le profil de stabilité de la couche sédimentaire peu profonde autour du cuvelage de production dans un champ actif, qui

---

45 Un forage sans colonne ascendante est un forage où les fluides de forage envoyés via la tige de forage remontent via le trou de forage et retournent au plancher océanique dans un système ouvert, au lieu de remonter au plancher de forage dans une colonne ascendante et d'être reconditionnés dans l'installation de forage, dans un système clos. Le forage sans colonne ascendante dans l'intervalle de 400 à 900 m en dessous du plancher océanique est une pratique courante dans les puits en eaux profondes.

dégage de la chaleur du fait du flux d'hydrocarbures en provenance d'un réservoir situé plus en profondeur. La dissociation de l'hydrate de gaz autour du cuvelage pourrait fluidifier les sédiments et entraîner la perte du frottement superficiel qui maintient le cuvelage en place et assure ainsi son appui (figure 4.3(c)). Ceci pourrait entraîner, à terme, une rupture de cuvelage. La nature exacte de l'interaction entre l'hydrate de gaz et le sédiment quand ils sont réchauffés est un sujet qui suscite à l'heure actuelle beaucoup d'intérêt de la part des sociétés d'énergie et qui fait l'objet de beaucoup de recherches à caractère privé. Cependant, tant qu'on ne comprendra pas complètement le réchauffement des intervalles tendant à contenir de l'hydrate de gaz au fil du temps, les pratiques actuelles imposent, lorsqu'on détecte de l'hydrate de gaz dans un site de développement, d'éviter tout simplement de pénétrer dans les intervalles contenant de l'hydrate de gaz. Pour cela, à l'heure actuelle, on se contente généralement de déplacer les puits d'exploitation dans un autre secteur de la zone du champ, à l'écart des accumulations d'hydrate de gaz connues.

### Exploitation de l'hydrate de gaz

Comme on l'a dit plus haut, le grand public n'a pas accès aux informations très limitées qui existent sur les problèmes de sécurité et de fonctionnement rencontrés lors de la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz. Les problèmes de sécurité associés à l'exploitation des réservoirs d'hydrate de gaz semblent être semblables à ceux rencontrés lors de l'exploitation de réservoirs conventionnels dans la nature, à quelques exceptions. Les différences sont les suivantes :

- le peu de profondeur entre la surface et la limite *supérieure* du réservoir (parfois pas plus de quelques centaines de mètres)
- les problèmes potentiels d'instabilité du trou de forage dans les intervalles contenant de l'hydrate de gaz
- les grandes quantités d'eau associées à la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz
- le degré supérieur de subsidence observé à la surface au-dessus d'un réservoir d'hydrate de gaz.

Lorsqu'on produit du gaz à partir de l'hydrate de gaz, il y a une bien plus faible profondeur entre la surface et la limite supérieure du réservoir que la profondeur typiquement plus élevée dans le cas de la production à partir de réservoirs de gaz naturel conventionnels. La base de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz en milieu arctique se situerait jusqu'à 1 000 sous la surface, tandis que, en milieu marin, elle serait jusqu'à seulement 500 m sous le plancher océanique. Les limites supérieures typiques des réservoirs de gaz conventionnels sont à une profondeur de moins de 1 500 m sous la surface, mais peuvent être beaucoup plus profondes. Les réservoirs

d'hydrate de gaz dépendraient donc davantage de couches étanches cruciales pour piéger le gaz dissocié et l'empêcher de fuir vers le haut, car il aurait davantage tendance à fuir en raison de son caractère moins profond. Comme la production se ferait à travers des intervalles d'hydrate de gaz instables, il y aurait des changements géomécaniques substantiels autour du trou de forage, qui pourraient entraîner des problèmes substantiels d'instabilité du trou de forage sur une période courte. Il faudrait examiner attentivement de tels problèmes et concevoir les puits de façon à éviter l'instabilité du trou de forage et à empêcher l'ensemble du puits de s'effondrer à terme.

Comme la structure moléculaire de clathrate de l'hydrate de gaz contient des molécules d'eau en abondance, il faudrait éliminer l'excédent d'eau des réservoirs à mesure que l'hydrate de gaz se dissocie. Il serait possible de concevoir une solution à ce problème en évaluant la concentration et l'épaisseur de l'hydrate de gaz avant la production. Cependant, les résultats du test de production de l'hiver 2008 à Mallik ont révélé que les volumes d'eau produits étaient très faibles (voir annexe D). L'élimination et le traitement de grands volumes d'eau est un problème qui se pose souvent dans les champs de gaz conventionnels. La subsidence du plancher océanique — c'est-à-dire l'affaissement vertical du fond de la mer en raison de l'extraction de l'hydrate de gaz — peut aussi présenter un problème lors de la production commerciale de gaz. L'ampleur de la subsidence du plancher océanique causée par la production de gaz à partir de réservoirs d'hydrate de gaz beaucoup moins profonds et possiblement riches en eau pourrait représenter un problème beaucoup plus grand que pour les champs de gaz conventionnels. Comme il s'agit d'un problème important pour le développement de tous les champs de gaz, quels qu'ils soient, on peut traiter l'impact de la subsidence de façon adéquate à l'aide des pratiques actuelles, lorsqu'on planifie l'exploitation de champs à partir de réservoirs d'hydrate de gaz.

#### **4.5 OBSERVATIONS DE CONCLUSION**

Ce chapitre a examiné la question de savoir quelle fraction des ressources du Canada en hydrate de gaz pourrait être extraite de façon rentable. Malheureusement, les incertitudes associées à la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz sont trop grandes pour qu'on puisse fournir une réponse plus précise sans faire beaucoup plus de recherches et de travaux d'exploration. Cependant, le comité a présenté certaines informations sur les facteurs pertinents.

Du point de vue technique, on peut évaluer la capacité de récupérer le gaz de l'hydrate de gaz si l'hydrate est présent dans des sédiments sablonneux non gelés. La fraction des ressources du Canada en hydrate de gaz qui existent sous cette

forme n'est pas encore connue. De nombreux facteurs — dont la profondeur, la température, le type et l'étendue du fluide sous-jacent (s'il y a lieu), l'existence d'un toit rocheux imperméable, le comportement géotechnique de la roche, l'hétérogénéité interne, etc. — peuvent affecter l'exploitation sur le plan technique. Les recherches nécessaires en vue de mieux comprendre l'effet de ses facteurs sur la capacité de récupérer le gaz sont en cours.

En dépit des incertitudes, on pense que l'application des technologies conventionnelles utilisées dans la production du pétrole et du gaz pourrait déboucher sur la production de gaz naturel à partir de certaines accumulations d'hydrate de gaz. La production de gaz à l'aide d'une dépressurisation — avec application locale de chaleur ou utilisation d'agents antigel selon les besoins — des réservoirs d'hydrate de gaz avec fluide sous-jacent semblent être viable. On a élaboré des modèles numériques sophistiqués, ainsi que des modèles techniques plus conventionnels des réservoirs, pour faire des prédictions concernant la production de gaz à partir de tels réservoirs. Néanmoins, ces modèles n'ont pu être, au mieux, que calibrés à l'aide de tests sur le terrain à court terme. Le manque de données à long terme sur de multiples sites sur le terrain, qui prouveraient la productibilité du gaz à partir de l'hydrate de gaz et permettraient de valider les modèles mathématiques, reste un obstacle important quand on cherche à produire des estimations fiables des ressources en hydrate de gaz qu'il serait possible d'extraire. Sloan (2007) indique que « le plus grand obstacle technologique est le manque de méthodes validées pour une production économiquement viable de gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz. Le fait d'avoir un site en milieu arctique permettant d'effectuer des expériences sur le terrain sur plusieurs années permettrait de faire des progrès importants par rapport aux connaissances actuelles ».

Les facteurs comme la proximité des infrastructures joueront un rôle important dans l'exploitation potentielle à l'avenir des réservoirs d'hydrate de gaz. La production isolée de gaz à partir de réservoirs d'hydrate de gaz, étant donné qu'ils se trouvent en haute mer et dans des régions peu explorées, est moins probable, d'après ce qu'on sait aujourd'hui. On pourrait plutôt envisager la production et l'exploitation dans les endroits où l'on produit déjà des hydrocarbures conventionnels. Il convient de rappeler que le développement des ressources en MH dans le sud-est de l'Alberta s'est produit parce que les infrastructures disponibles ont permis d'assurer une production rentable à partir de puits de MH de faible teneur en même temps que l'exploitation des ressources conventionnelles.

Les ressources en hydrate de gaz de la région du delta du Mackenzie / de la mer de Beaufort auraient accès au marché si l'on devait construire la canalisation de la vallée du Mackenzie et exploiter les ressources en gaz conventionnelles dans la région.

On estime qu'une bonne partie de l'hydrate de gaz dans cette région se trouve dans des formations sablonneuses non gelées (ce qui est considéré comme une nécessité pour évaluer la productibilité des ressources en hydrate de gaz).

Par analogie avec l'exploitation d'autres hydrocarbures non conventionnels, comme les sables bitumeux et le MH, la démonstration de la productibilité du gaz à partir de l'hydrate de gaz serait une étape cruciale pour que l'industrie puisse envisager l'exploitation de cette ressource. L'accumulation à Mallik et les autres accumulations d'hydrate de gaz dans le delta du Mackenzie offrent des possibilités de production, à terme, de gaz à partir de l'hydrate de gaz. La proximité des champs principaux qui alimenteraient une canalisation dans la vallée du Mackenzie serait également un avantage. Alors que les hydrocarbures conventionnels dans le delta du Mackenzie sont à une plus grande profondeur que les sédiments renfermant de l'hydrate de gaz, l'application de mesures aux intervalles moins profonds renfermant de l'hydrate de gaz permettrait d'évaluer le potentiel commercial des réservoirs d'hydrate de gaz. En l'absence de telles données, il est bien moins probable que la situation incite l'industrie à exploiter les hydrates de gaz à l'avenir.

## 5. CONSIDÉRATIONS CONCERNANT L'ENVIRONNEMENT, LES COMPÉTENCES ET LES COMMUNAUTÉS

### 5.1 CONSIDÉRATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

Il est important d'examiner à la fois les facteurs environnementaux d'ordre planétaire et les facteurs d'ordre local lorsqu'on s'interroge sur les difficultés que pose la mise en place d'opérations acceptables d'extraction de l'hydrate de gaz au Canada. Dans tout processus industriel de grande ampleur, il est important de quantifier et de gérer les facteurs environnementaux, et l'exploitation de l'hydrate de gaz à grande échelle tomberait dans cette catégorie. Si l'on devait établir des structures pour déstabiliser délibérément les réservoirs d'hydrate de gaz afin de récupérer le gaz naturel qu'il contient, alors l'infrastructure que nécessiterait une telle entreprise aurait un certain impact sur les écosystèmes et les communautés humaines autour des sites d'exploitation et sur la planète dans son ensemble. La présente partie examine les enjeux environnementaux de la production de gaz naturel à partir de l'hydrate de gaz, tant au niveau planétaire qu'au niveau local, et qu'il s'agisse d'enjeux typiques des autres opérations de récupérations de ressources énergétiques fossiles ou d'enjeux concernant spécifiquement l'hydrate de gaz.

#### Considérations relatives au changement climatique planétaire

Le gaz naturel (principalement du méthane) produit à partir de l'hydrate de gaz serait un hydrocarbure et produirait par conséquent du  $\text{CO}_2$  lors de sa combustion, même si les quantités de  $\text{CO}_2$  par unité d'énergie utile seraient moins élevées que pour le charbon ou le pétrole. Le méthane lui-même est un gaz à effet de serre dont l'effet est encore plus puissant que celui du  $\text{CO}_2$ . On pourrait donc se soucier du fait qu'il pourrait y avoir dégagement de méthane dans l'atmosphère soit (a) du fait de la dissociation de certains réservoirs d'hydrate de gaz suite au réchauffement climatique soit (b) si on laisse accidentellement du méthane s'échapper au cours de la production commerciale de gaz à partir de l'hydrate de gaz.

La possibilité que le réchauffement climatique ait pour conséquence un phénomène de dissociation (« fonte ») de l'hydrate de gaz à grande échelle, qui dégagerait de grandes quantités de méthane — et accélérerait ainsi le réchauffement climatique par rétroaction positive —, fait l'objet de recherches visant à expliquer les phénomènes de changement climatique qui ont pu avoir lieu par le passé et à

faire des prévisions concernant l'impact de l'hydrate de gaz sur le climat à l'avenir<sup>46</sup>. On a effectué des recherches visant à comprendre les paramètres dont dépend la décomposition naturelle de l'hydrate de gaz et à faire des estimations de l'ampleur des décompositions qui ont pu avoir lieu dans le passé lointain et de la probabilité qu'elles se produisent à l'avenir. On a fait de nombreuses études de carottes prélevées dans les fonds océaniques qui semblent indiquer qu'il y aurait eu des dégagements de méthane de plus grande ampleur en provenance de formations d'hydrate de gaz à des moments spécifiques dans l'histoire de la planète, dans des périodes allant du Quaternaire (c'est-à-dire des 60 000 dernières années) à 600 millions d'années dans le passé (Dickens *et al.*, 1997; Katz *et al.*, 1999; Norris et Röhl, 1999; Hesselbo *et al.*, 2000; Kennett *et al.*, 2000; Padden *et al.*, 2001; Sluijs *et al.*, 2007; Zachos *et al.*, 2007; Kennedy *et al.*, 2008; McFadden *et al.*, 2008; Zachos *et al.*, 2008). On observe également l'émergence de données contradictoires qui contestent la probabilité de dégagements de grandes quantités de méthane à la fin du Quaternaire. Ces données comprennent l'analyse isotopique du méthane dans des échantillons de noyau de glace (Sowers, 2006), des calculs du bilan du carbone déterminant le rôle de l'hydrate de gaz dans le cycle du carbone de la planète (Maslin et Thomas, 2003) et la modélisation de la « fonte » de l'hydrate de gaz en milieu naturel (Sultan, 2007). Ces études semblent indiquer que l'hydrate de gaz ne serait qu'un facteur de faible importance dans l'instabilité des fonds océaniques au cours des 10 000 dernières années.

On n'en sait que très peu concernant l'ordre de grandeur de la contribution de l'hydrate de méthane dans le bilan du méthane de la planète (Reeburgh, 2007). Ceci tient au fait qu'on ne connaît ni la répartition ni le taux de décomposition de l'hydrate de gaz. De surcroît, il existe des obstacles empêchant le méthane d'atteindre l'atmosphère. On peut considérer que l'océan est un grand réacteur qui oxyde le méthane (Reeburgh, 2007). Le méthane dans l'atmosphère est aussi de nature transitoire parce qu'il réagit avec les radicaux hydroxyle pour former, à terme, du CO<sub>2</sub>, sur une période d'environ une décennie (Archer, 2007).

Comme il est important de comprendre la probabilité que l'hydrate de gaz se dissocie dans les sédiments en milieu marin et sous le pergélisol dans le contexte de dangers à court terme et comme on n'a pu observer aucun phénomène de ce type, plusieurs groupes ont réalisé des modèles du processus. Au début des années 1990, on considérait que l'augmentation annuelle prévue de la température planétaire résultant des processus physiques liés à l'effet de serre se situerait dans l'intervalle

---

46 Cette question a fait l'objet de recherches, mais aussi de commentaires et de spéculations dans les revues spécialisées et dans les publications s'adressant au grand public, comme *Scientific American*. Voir aussi les travaux récents de Kennedy *et al.* dans *Nature*, 29 mai 2008, n° 453, et Archer, 2007, *Biogeosciences*, 4, p. 521-544.

défini par les trois scénarios suivants : (a) une augmentation de 0,6 °C, avec un impact faible; (b) une augmentation de 3 °C, représentant un scénario d'impact modéré; et (c) une augmentation de 8 °C, représentant un scénario catastrophique (Schneider, 1990; Taylor, 1991). Hatzikiriakos et Englezos (1993) ont fait une simulation de la vulnérabilité de l'hydrate de gaz dans ces trois scénarios de changement climatique et estiment qu'une augmentation de la température équivalente à 0,08 °C par an sur l'ensemble de la planète entraînerait un réchauffement du sommet d'une zone typique d'hydrate de gaz dans le pergélisol (à une profondeur de 198 m) en moins de 100 ans. Cependant, la fonte du pergélisol et le fait qu'il faut qu'une force modifiant la température se développe pour que l'hydrate de gaz se décompose font que cette estimation s'étend à quelques centaines d'années. L'hydrate de gaz sous les fonds océaniques, en revanche, commencerait à être affecté au bout de quelques milliers d'années<sup>47</sup>.

Fyke et Weaver (2006) se sont récemment servis d'un simulateur de climat pour le système terrestre afin de modéliser une série de scénarios relatifs à la sensibilité du climat et au changement climatique à l'avenir. Leurs résultats indiquent que les réserves d'hydrate de gaz en milieu marin de la planète sont susceptibles d'être affectées par les augmentations des gaz à effet de serre et que c'est le changement de la température au plancher océanique de chaque région qui dicte le rythme et l'ampleur de la réaction de la zone de stabilité de l'hydrate de gaz. Les résultats de Fyke et Weaver sont semblables à ceux d'Archer et Buffett (2005), qui notent que le risque que le méthane de l'hydrate de gaz se dégage dans l'atmosphère pourrait dépasser de loin le réchauffement climatique causé par l'activité humaine sur des échelles de temps allant de 1000 à 100 000 ans.

Le milieu arctique est tout particulièrement sensible au changement climatique (Zimov *et al.*, 2006; Archer, 2007) et, de ce fait, l'hydrate de gaz dans les marges continentales en milieu polaire est lui-même sensible au changement climatique (Kvenvolden, 1988b). Les modélisations et les études géophysiques indiquent que de vastes sections de ces marges ont un pergélisol sous le plancher océanique, qui est peut-être en cours de dégradation du fait que ces régions sont désormais couvertes d'eau (Rachold *et al.*, 2007). Ces couches de pergélisol couvrent des formations importantes d'hydrate de gaz, dont la stabilité dépend en partie de l'intégrité du pergélisol. La perte du pergélisol entraîne à la fois une augmentation de la température des sédiments et la perte de la couverture de pergélisol qui empêche le gaz libre de fuir vers la surface. La décomposition de l'hydrate de gaz pourrait être responsable

---

47 Il est à noter que les scénarios d'augmentation de la température du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) sont plus modérés et indiquent une augmentation maximum de la température à la surface de la planète de 4 °C d'ici à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle.

des buttes semblables à des pingos qu'on a observées sur le plancher océanique dans la mer de Beaufort, qui contient des taux élevés de méthane (Paull *et al.*, 2007).

D'après les enquêtes menées sur les marges continentales et les études approfondies effectuées par les sociétés d'énergie en mer, il est évident qu'il n'y a pas d'instabilité de *grande envergure* des marges continentales à l'heure actuelle, que ce soit de façon générale ou en particulier en raison de la dissociation de l'hydrate de gaz. Il n'y a pas non plus d'éléments permettant de conclure qu'une telle instabilité aurait pu se produire au cours des 5000 dernières années environ (voir, par exemple, Locat et Mienert, 2003; Lykousis *et al.*, 2007). Il semblerait que l'instabilité des fonds océaniques n'aura que peu d'impact sur l'exploitation de l'hydrate de gaz en tant que ressource, d'autant qu'il est généralement facile de reconnaître les zones où il semble y avoir instabilité et d'éviter ces zones la plupart du temps.

Même si on ne s'attend pas à ce que le méthane de l'hydrate de gaz soit un facteur de forçage dans le changement climatique à court terme pour l'hydrate de gaz sous les océans, il est possible que l'hydrate de gaz sous le pergélisol soit affecté, sur des périodes de l'ordre de quelques siècles, dans certains endroits spécifiques, également décrits par Archer (2007). L'extraction délibérée du méthane de l'hydrate de gaz à des fins de consommation d'énergie a été suggérée comme étant un moyen de *prévenir* l'impact potentiel à long terme de ce méthane sur le cycle du carbone et le changement climatique de la planète. Mais la quantité de méthane qu'on pourrait effectivement produire à partir des formations accessibles d'hydrate de gaz à l'avenir est relativement petite par rapport à la quantité totale de méthane contenue à l'heure actuelle dans l'hydrate de gaz. Même si on se lançait dans une exploitation agressive du gaz contenu dans l'hydrate de gaz, on ne s'attendrait pas à ce que cette exploitation extraie une quantité suffisante de méthane pour modérer de façon sensible son impact potentiel sur le changement climatique, pour le cas où il se dégagerait dans l'atmosphère suite au réchauffement des formations d'hydrate de gaz.

### **Piégeage du CO<sub>2</sub> dans l'hydrate de gaz**

L'utilisation à long terme d'une source d'énergie fossile, quelle qu'elle soit, semble destinée à être associée à des technologies appropriées de capture et de piégeage du carbone. Ceci se fait déjà dans des endroits du monde où l'extraction du pétrole d'un réservoir est suivie de l'injection de CO<sub>2</sub>. Certains ont avancé l'idée intéressante de combiner la récupération du méthane de l'hydrate de gaz au piégeage du CO<sub>2</sub> (Hirohama *et al.*, 1996; Lee *et al.*, 2003; Goel, 2006; Park *et al.*, 2006). L'Organisation allemande des hydrates de gaz (OAHG) et le DOE des États-Unis consacrent des

efforts considérables à ce secteur de la recherche<sup>48</sup>. L'idée est que le CO<sub>2</sub> émis par la combustion de carburants fossiles pourrait être capturé et piégé dans les réservoirs d'hydrate de gaz, où il remplacerait l'hydrate de méthane de telle façon que le CO<sub>2</sub> serait entreposé sous forme d'hydrate de CO<sub>2</sub>. De fait, il est possible de former de l'hydrate de gaz en combinant du CO<sub>2</sub> gazeux à de l'eau (Morgan *et al.*, 1999). Il pourrait s'agir d'une solution originale au problème du carbone, mais le processus d'échange présente des limitations sur le plan du point d'équilibre et de la cinétique et on ne peut pas remplacer tout le méthane par du CO<sub>2</sub>. Lors des tests en laboratoire, on indique la récupération de 64 pour cent du méthane. Mais avec l'utilisation d'un mélange de CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> (20 mol % CO<sub>2</sub>), on récupère 85 pour cent du méthane. Le mélange CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> est un modèle du mélange de gaz effluents conditionnés qui contiendrait normalement du CO<sub>2</sub>, du N<sub>2</sub> et de l'O<sub>2</sub>. Comme le N<sub>2</sub> et l'O<sub>2</sub> forment des cristaux d'hydrate à peu près dans les mêmes conditions, les gaz effluents conditionnés sont considérés comme étant un mélange CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>. L'une des complications du processus est que le taux de remplacement et de récupération du méthane augmente en fonction de l'augmentation de la pression partielle du CO<sub>2</sub> (Ota *et al.*, 2007). Comme les gaz effluents se dégagent à une pression proche de la pression atmosphérique, les coûts de pressurisation (de compression) augmenteraient eux aussi.

L'idée de piéger le CO<sub>2</sub> et d'extraire le méthane n'a fait l'objet d'enquêtes que dans des systèmes d'hydrate de gaz en vrac et on n'a pas encore tenté d'injecter du CO<sub>2</sub> dans un réservoir d'hydrate de gaz pour observer le remplacement de molécules d'hydrocarbure par des gaz effluents (Goel, 2006). Il convient de ne pas confondre cette forme de piégeage du CO<sub>2</sub> sous la forme d'un hydrate de gaz avec ce qu'on appelle le « piégeage géologique » du CO<sub>2</sub> dans les sédiments en eau profonde (House *et al.*, 2006). Dans ce cas, le CO<sub>2</sub> est entreposé à l'état liquide. Les conditions de pression et de température sont telles que le CO<sub>2</sub> liquide est plus dense que le fluide interstitiel qui le recouvre, de sorte que le dispositif est stable sur le plan gravitationnel.

Même si le concept de combinaison de l'extraction du méthane et du piégeage du CO<sub>2</sub> est attrayant, il est probable qu'il faudrait encore des décennies avant qu'on dispose d'une procédure pratique pour le réaliser et il reste de nombreuses questions sans réponse. On s'attend à ce que les réservoirs contenant de l'hydrate de méthane présentent plus de difficultés sur le plan de l'extraction, et l'élaboration d'un processus équivalent pour réinjecter le carbone dans ces formations prendra probablement deux décennies. Néanmoins, même s'il s'agit de spéculations au moment présent, le

---

48 [http://www.netl.doc.gov/technologies/oilgas/FutureSupply/MethaneHydrates/projects/DOEProjects/MH\\_42666.AssessProdMethods.html](http://www.netl.doc.gov/technologies/oilgas/FutureSupply/MethaneHydrates/projects/DOEProjects/MH_42666.AssessProdMethods.html) et <http://www.german-gashydrate.org/>

remplacement du méthane par du CO<sub>2</sub> semble souhaitable et les recherches sur les détails et les impacts de cette idée méritent d'être soutenues.

### **Autres considérations environnementales communes à toutes les productions d'hydrocarbures**

Les problèmes environnementaux associés aux réservoirs d'hydrate de gaz sont en gros les mêmes que ceux rencontrés dans de nombreuses autres formations géologiques contenant des hydrocarbures. Avec les années d'expérience acquise lors de l'exploration et du forage de systèmes en profondeur sous terre contenant des ressources d'énergie fossile, il y a eu un développement parallèle des connaissances visant à minimiser l'impact environnemental de telles activités de grande envergure. Les données recueillies par le passé semblent indiquer que, lorsqu'un problème relatif à la récupération de la ressource se pose, les pratiques changent afin de minimiser la récurrence de ce problème. Cela ne prévient pas le problème concerné, mais la réaction de l'industrie est généralement de récupérer la ressource en minimisant les perturbations environnementales. Les opérations de récupération de ressources, comme celles proposées pour l'hydrate de gaz, incluraient des impacts environnementaux liés à l'exploration, à la caractérisation, à la récupération et au conditionnement du gaz dans les formations renfermant de l'hydrate de gaz. Pour les hydrates de gaz, les problèmes envisagés sont des problèmes auxquels nous avons déjà, dans une large mesure, été confrontés par le passé, mais il y a certaines différences.

Comme on l'a vu au chapitre 2, il est probable qu'il y aura une augmentation de la demande en gaz naturel dans un avenir proche. Il y a un intérêt considérable dans le monde pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, en raison des données rassemblées indiquant que l'activité humaine a fait augmenter les concentrations de ces gaz dans l'atmosphère de la planète (GIEC, 2007). L'augmentation des émissions de GES peut être attribuée, pour une bonne part, aux sources d'énergie comme le charbon et le pétrole, qui ont des émissions élevées de carbone par unité d'énergie produite. À l'avenir, on favorisera les sources d'énergie « décarbonisées » (Baldwin 2002); cependant, l'utilisation de gaz naturel, dont la combustion émet moins de carbone que celle du charbon ou du pétrole, va probablement augmenter au fil des efforts faits pour réduire l'utilisation du carbone dans l'approvisionnement énergétique (Moniz et Kenderdine, 2002). Pacala et Socolow (2004) recommandent, parmi leurs stratégies visant à réduire progressivement les émissions de carbone dans l'atmosphère, le remplacement des centrales électriques alimentées au charbon par des centrales alimentées au gaz. Le gaz non conventionnel, qui est une des catégories dans lesquelles entre le méthane issu de l'hydrate de gaz, est une source d'énergie fossile qui pourrait être utilisée dans leurs

stratégies en attendant l'adoption de sources d'énergie véritablement durables (Jaccard, 2005). On s'attend à ce que l'utilisation des sources de gaz naturel s'intensifie au cours des décennies qui viennent et qu'il y ait des impacts associés aux activités d'exploration, d'exploitation, de récupération et de distribution de ces ressources. Les hydrates de gaz du Canada se situent dans des milieux terrestres et marins sensibles et il est essentiel de gérer les impacts dans ces endroits.

Comme toute activité d'exploitation d'une source d'énergie en mer ou dans des régions peu explorées, les activités de récupération du gaz de l'hydrate de gaz auraient des impacts. Pour ce qui est de l'impact global, l'extraction du gaz naturel de l'hydrate de gaz présente un scénario conforme à celui de la récupération d'autres ressources d'énergie fossile et en particulier à celui de la récupération du gaz conventionnel. Les expériences passées en exploitation des ressources dans le grand nord et en milieu marin devraient servir de modèles. On a, par exemple, établi de protocoles concernant l'impact sur l'Arctique dans le cadre du travail de la commission d'enquête Berger sur la canalisation de la vallée du Mackenzie (Berger, 1977).

### **Considérations environnementales propre à l'hydrate de gaz**

Le chapitre 3 a révélé la présence d'énormes dépôts d'hydrate de gaz à la surface du plancher océanique ou à proximité de la surface. Ces dépôts peuvent sembler être des cibles accessibles pour l'exploration, mais, comme on l'a vu au chapitre 4 (et en particulier dans les figures 4.1 et 4.2), les dépôts piégés sous une couche imperméable (et avec fluide sous-jacent) sont beaucoup plus accessibles à l'aide des technologies conventionnelles utilisées pour le pétrole et pour le gaz. C'est pour cela que nous avons concentré notre attention sur les dépôts jugés probablement exploitables. Nous n'avons pas examiné l'impact de l'exploitation des énormes dépôts à la surface du plancher océanique ou à proximité de la surface.

Bien que les activités d'exploration visant à mettre en évidence des strates géologiques renfermant de l'hydrate de gaz sont des activités typiques de l'exploration des ressources d'énergie fossile conventionnelles, il est possible que certains aspects de l'exploitation et de la récupération de la ressource dans le cas de l'hydrate de gaz soient propres à cette ressource, du fait du mode de formation de l'hydrate de gaz dans la nature. Nous allons maintenant examiner les problèmes environnementaux qui pourraient être propres à l'hydrate de gaz, y compris le risque de fuites de méthane des formations d'hydrate de gaz, l'élimination de l'eau produite en même que le méthane et la stabilité des formations d'hydrate de gaz. (Nous avons également inclus ces questions lors de la discussion sur les considérations de sécurité, dans la partie 4.4.)

Il est peu probable que les fuites de méthane gazeux émanant d'une formation renfermant de l'hydrate de gaz suite aux activités relatives à la production de gaz représentent un problème grave. Les méthodes conçues pour produire ce méthane font intervenir l'injection d'énergie dans le système afin de modifier les conditions de température et de pression dans le milieu géologique. L'approche prévue, qui a été expérimentée dans des mises à l'essai (par exemple aux puits de Mallik et de Mt. Elbert), consiste à dépressuriser la formation contenant de l'hydrate de gaz (voir chapitre 4). On pourrait contrôler les fuites de méthane d'une telle formation en cessant la dépressurisation. Toute opération de mise à l'essai de l'extraction du méthane de l'hydrate de gaz devrait inclure des expériences conçues en vue de tester et de montrer la maîtrise du processus. Il est également probable que, une fois qu'on aura terminé la production de méthane à partir des strates contenant de l'hydrate de gaz, l'hydrate de gaz se reformera et les conditions de température basse et de pression élevée rétabliront les contraintes thermodynamiques nécessaires pour maintenir le méthane à l'état d'hydrate. Les pertes de méthane par inadvertance auraient un impact négatif pour les raisons d'ordre économique et environnemental et les raisons de sécurité abordées en détail dans ce rapport. Les exploitants des puits auraient donc tout intérêt à minimiser les risques.

Tout projet visant à extraire le gaz de l'hydrate de gaz fait intervenir la production parallèle d'eau. Le processus produirait des quantités importantes d'eau, mais la situation est semblable à ce qui se passe pour les processus de production d'autres hydrocarbures. Les contaminants environnementaux souvent présents dans les eaux produites lors de l'extraction du pétrole et du charbon (composés organiques complexes et métaux lourds) seraient présents en quantités minimales dans l'eau produite lors de l'extraction du gaz de l'hydrate de gaz. Lorsque les hydrates de gaz sont déstabilisés, ils produisent de l'eau purifiée par l'effet de dessalure (Hesse et Harrison, 1981).

Dans de nombreux endroits, l'hydrate de gaz peut se décomposer en continu — dans le cadre d'un processus naturel — à des taux relativement modestes. Dans les systèmes en milieu marin, le méthane qui suinte à travers les sédiments et dans l'eau au-dessus est oxydé en  $\text{CO}_2$  soit par des consortiums de microbes anaérobies oxydant le méthane (généralement dans les sédiments) soit par des bactéries aérobies oxydant le méthane dans la colonne d'eau. (Vous trouverez une étude complète du cycle biogéochimique du méthane dans les océans dans Reeburgh, 2007.) Lorsqu'il y a un flux important de méthane émanant des sédiments, le processus d'oxydation peut entraîner la formation de carbonates, ce qui crée les substrats durs qu'exigent certaines espèces de la macrofaune au plancher océanique, et on peut avoir la formation d'une grande structure de carbonate appelée « chemoherm » dans les sites stables de griffon (ou suintement) froid (Teichert *et al.*, 2005). Il s'agit de milieux

uniques en leur genre, qui sont riches sur le plan biologique et qui se forment au plancher océanique suite aux fuites de méthane venant des sédiments en profondeur, mais on ne dispose pas d'une bonne cartographie de leur répartition sur le plancher océanique. Il faudrait protéger de telles communautés de type « chemoherm », comme dans le cas du golfe du Mexique, du moins tant qu'on aura pas bien compris leur répartition et mesuré leur nombre.

Il convient également de noter que les hydrates de gaz présentent des défis particuliers en raison du fait qu'ils se situent dans des endroits moins explorés et plus inhospitaliers (que ce soit en milieu marin ou en milieu arctique) que les sites des hydrocarbures conventionnels. Il faudrait faire tout ce qu'il est possible de faire pour prévenir les accidents et pour pouvoir réagir rapidement et efficacement face à tout problème qui pourrait se poser, en planifiant les choses soigneusement, en prévoyant des réserves de pièces détachées de remplacement et des dispositions pour la réaction en cas d'accident.

## 5.2 CONSIDÉRATIONS CONCERNANT LES COMPÉTENCES

L'exploitation de l'hydrate de gaz à l'avenir serait affectée par un certain nombre de questions relatives aux compétences qui sont propres au Canada. Il est entendu que

- l'exploitation de l'hydrate de gaz se ferait dans le cadre des structures réglementaires existantes pour l'exploitation des autres ressources et suivrait l'évolution de ces structures
- bien que le point de départ soit de traiter l'hydrate de gaz comme étant simplement une forme de gaz naturel, il est possible qu'il faille adopter une série séparée d'ententes une fois qu'on aura mieux compris la ressource sur le plan scientifique et économique. Par exemple, il pourrait y avoir des taux spécifiques de redevance, des questions de sécurité propres à l'hydrate de gaz et des conditions concernant l'élimination de l'eau.
- bien que les provinces (mais non les territoires) soient les propriétaires de leurs terres et de leurs ressources naturelles, en dernière analyse c'est de la compétence du gouvernement fédéral que relève la responsabilité d'exploiter les ressources dans les terres domaniales
- la situation concernant les compétences et les règlements n'est pas la même sur la côte est, sur la côte ouest et sur la côte arctique. Seule la côte est dispose d'un cadre fédéral-provincial détaillé pour l'exploitation des ressources, les Accords atlantiques, et ces accords pourraient fournir un cadre permettant de parvenir à un accord comparable pour la côte ouest. Les arrangements pour la région de l'Arctique seront plus probablement influencés par les leçons tirées des programmes de test à Mallik, les accords associés au développement de la

canalisation proposée pour la vallée du Mackenzie et le débat sur le transfert des pouvoirs législatifs aux gouvernementaux territoriaux.

- tout changement apporté aux structures réglementaires exigera une coopération entre le gouvernement fédéral et les gouvernementaux provinciaux/territoriaux et des activités de consultation approfondie auprès des communautés locales
- même s'il faudra de nombreuses années pour mettre de nouvelles ententes en place, il est possible que la situation sur le plan des règlements et des compétences ait changé dans certaines régions spécifiques d'ici à ce que l'exploitation commerciale des hydrates de gaz commence.

### Rôle du gouvernement fédéral

La compétence constitutionnelle du gouvernement fédéral sur les droits miniers dans les zones côtières en mer a été réglée par les tribunaux. Les deux principaux textes de loi régissant le pétrole et le gaz naturel sont les suivants :

- la *Loi sur les ressources pétrolières du Canada* (LRPC), qui porte sur l'exploration, la production et les redevances
- la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC), qui porte sur la sécurité, la protection de l'environnement, la conservation des ressources de pétrole et de gaz et les accords conjoints de production.

Bien que les provinces soient propriétaires et aient la maîtrise de leurs terres et de leurs ressources naturelles, c'est de la compétence du gouvernement fédéral que relèvent, en dernière analyse, les terres appelées *terres domaniales*. Selon la définition de la LRPC, les terres domaniales sont des « terres qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada ou dont elle peut légalement aliéner ou exploiter les ressources naturelles, et qui sont situées (a) soit dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans l'île de Sable; (b) soit dans les zones sous-marines non comprises dans le territoire d'une province, et faisant partie des eaux intérieures, de la mer territoriale ou du plateau continental du Canada. Est toutefois exclue la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*. » La LRPC définit le gaz comme incluant le gaz naturel et toutes les substances produites avec ce gaz, à l'exclusion du pétrole. Il semblerait que cela inclue aussi l'hydrate de gaz.

Il y a plusieurs organismes fédéraux — à la tête desquels se trouve RNCan — concernés par la gestion des ressources naturelles dans les terres domaniales :

- la Division de la gestion des régions pionnières de RNCan assure la gestion des intérêts du Canada en mer en matière de gaz et de pétrole
- le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC) gère les terres domaniales dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut
- l'ONE gère l'exécution de la LOPC.

Le réseau de structures réglementaires peut être si complexe et si embrouillant qu'il constitue, par lui-même, un obstacle majeur pour l'exploitation des ressources, à chacune des étapes du processus.

### Côte atlantique

Sur la côte est, il existe des accords juridiques qui s'appliqueraient à toute exploitation des ressources d'hydrate de gaz. L'exploitation des ressources entre dans le cadre des Accords atlantiques que le gouvernement fédéral a négociés avec la Nouvelle-Écosse et avec Terre-Neuve-et-Labrador au milieu des années 1980 (voir l'encadré n° 10, qui fournit une structure potentielle pour négocier des accords intergouvernementaux de gestion comparables dans les autres régions). Ces accords sont inscrits à la fois dans les textes de loi provinciaux et dans les textes de loi fédéraux. Les textes de loi fédéraux indiquent clairement que, à une seule petite exception, les dispositions de la LRPC et de la LOPC *ne s'appliquent pas* aux exploitations en mer.

Les Accords atlantiques définissent la gestion commune des ressources, un système de paiements de péréquation versés aux provinces et une formule de partage des revenus pour les redevances des exploitations de pétrole et de gaz naturel en mer. La loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse inclut un moratoire de 10 ans sur les forages pétroliers et les activités d'exploration dans le banc de Georges (dans le golfe du Maine), qui est une des régions les plus productives du Canada pour la pêche. Après un processus d'examen public, le Canada et la Nouvelle-Écosse se sont entendus pour prolonger ce moratoire jusqu'à 2012. Bien que les Accords atlantiques soient en place depuis plus de 20 ans, la nouvelle formule de calcul des paiements de péréquation incluse dans le budget du gouvernement fédéral de 2007 est un sujet sensible à l'heure actuelle sur le plan politique<sup>49</sup>.

---

49 Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter la section du site Web du ministère des Finances du Canada sur le budget de 2007 et le document budgétaire *Rétablir l'équilibre fiscal pour créer une fédération plus forte*, le communiqué du conseil exécutif du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador du 20 mars 2007 et le site Web du gouvernement de la Nouvelle-Écosse.

### **Encadré n°10 – Fonctionnement des Accords atlantiques**

L'Accord atlantique entre le Canada et Terre-Neuve et l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières en mer ont un fonctionnement géré par deux conseils séparés :

- Les conseils de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse ont respectivement sept membres et cinq membres.
- Chaque gouvernement nomme un nombre égal de membres au conseil, lequel se charge à son tour de nommer un président du conseil.
- La LOPC prévoit un conseil d'harmonisation qui
  - réunit les différents ministères ou agences des gouvernements fédéral et provinciaux responsables des activités d'exploitation du gaz et du pétrole en mer
  - a la composition suivante :
    - les présidents des conseils de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse
    - le président de l'ONE
    - une personne nommée conjointement par RNCAN et par le MAINC
    - deux personnes nommées par les ministres provinciaux.
  - a pour mandat de favoriser la cohérence et l'amélioration de l'application du régime réglementaire et de fournir des conseils à ce sujet.

### **Côte pacifique**

Sur la côte est, il n'existe pas de cadre juridique pour l'exploitation des ressources en mer comme sur la côte est. Il ne pourra pas y avoir d'exploitation de l'hydrate de gaz sur cette côte tant que les moratoires des gouvernements fédéral et provincial sur l'exploration au large de la côte de la Colombie-Britannique n'auront pas été levés et qu'on n'aura pas mis en place un nouveau régime réglementaire. Les études et les rapports scientifiques produits par la Colombie-Britannique et le Canada depuis 2001 — date à laquelle le gouvernement de la Colombie-Britannique a commencé

à réévaluer sa position concernant les moratoires — ont conclu qu'il n'y avait aucune donnée scientifique justifiant qu'on maintienne les moratoires. En octobre 2001, le gouvernement de la Colombie-Britannique a nommé un comité scientifique chargé d'examiner le redémarrage de l'exploration des gisements de gaz et de pétrole en mer. Dans son rapport de janvier 2002, le comité conclut qu'il n'y a pas de problème fondamental dans les connaissances scientifiques et technologiques justifiant le maintien du moratoire en Colombie-Britannique<sup>50</sup>.

En 2003–2004, RNCan a commandé et lancé plusieurs processus d'étude et rapports sur le moratoire fédéral, y compris les suivants :

- une étude scientifique effectuée par la Société royale du Canada (SRC)
- un comité d'examen public, présidé par Roland Priddle
- un processus concernant la participation des Premières nations, présidé par Cheryl Brooks.

Dans son rapport de 2004, le comité de la SRC conclut que, s'il existe certaines lacunes dans les connaissances scientifiques, il n'est pas nécessaire de combler ces lacunes avant de lever le moratoire, du moment qu'un régime réglementaire adéquat est mis en place. Ce régime réglementaire permettrait de garantir que les lacunes soient comblées après la levée du moratoire et avant le développement d'une industrie d'exploitation du pétrole et du gaz. Les partenariats potentiels entre le gouvernement et l'industrie permettraient de renforcer les possibilités de combler les lacunes dans les connaissances scientifiques<sup>51</sup>.

Les rapports de Priddle et de Brooks<sup>52</sup> soulignent clairement les perspectives et les défis sur le plan politique si on supprimait le moratoire fédéral sur l'exploration en mer. Les participants reconnaissent qu'il y a des lacunes dans les connaissances scientifiques, ainsi que dans la compréhension des impacts socioéconomiques. Il y a de fortes divergences d'opinion concernant la question de savoir s'il faut combler ces lacunes avant de lever le moratoire fédéral ou une fois qu'il aura été levé. Le principal domaine faisant presque l'objet d'un consensus est celui de la nécessité de tenir

---

50 *Report of the Scientific Review Panel*, Vol. 1, p. 51.

51 *Rapport du groupe d'experts sur des questions scientifiques reliées aux activités pétrolières et gazières au large des côtes de la Colombie-Britannique*, p. 121.

52 Le rapport de Priddle, *Report of the Public Review Panel on the Government of Canada Moratorium on Offshore Oil and Gas Activities in the Queen Charlotte Region*, et le rapport de Brooks, *Droits, risques et respect*, ont tous deux été publiés en octobre 2004.

compte des intérêts et des préoccupations des Premières nations. La protection de l'écosystème est une priorité pour beaucoup de gens, mais il y a des désaccords fondamentaux concernant ce qu'il faut faire pour assurer cette protection : maintenir le moratoire fédéral ou le lever et s'appuyer sur un régime réglementaire moderne.

La soumission du gouvernement de la Colombie-Britannique au comité Priddle soutient que la levée du moratoire fédéral n'est pas une question scientifique, mais une question de politique publique. Elle propose également que la politique du gouvernement fédéral concernant l'exploration au large de la Colombie-Britannique soit conforme à ce qui se fait dans les autres régions du Canada. La province considère que le développement des ressources de pétrole et de gaz en mer est une source potentielle de recettes publiques permettant de financer les soins de santé, l'éducation et d'autres services publics vitaux, qu'il contribue à garantir l'autosuffisance et la sécurité du pays sur le plan énergétique, qu'il offre des possibilités uniques de partenariats avec les Premières nations et qu'il engendre des perspectives en matière d'emploi, de formation, d'affaires et d'investissements. La province pense que la levée du moratoire fédéral

- facilitera les efforts visant à combler les lacunes dans les connaissances
- permettra à la Colombie-Britannique, au Canada, aux Premières nations et aux communautés côtières de faire valoir leurs intérêts communs en matière de développement des ressources en mer
- fournira à l'industrie un contexte approprié pour assurer un développement responsable<sup>53</sup>.

Les conclusions du comité Priddle sont les suivantes :

- Les points de vue très polarisés qu'il a entendus ne lui fournissent pas une base sur laquelle construire un compromis en matière de politique publique concernant le moratoire fédéral.
- Cette polarisation des points de vue découle peut-être du fait que l'examen public était centré sur la question spécifique de savoir s'il fallait maintenir ou lever le moratoire.
- L'élaboration d'un programme visant à rassembler et à évaluer les informations scientifiques, socioéconomiques et autres pourrait contribuer à réduire le degré de polarisation des points de vue et à établir un consensus.<sup>54</sup>

---

53 Colombie-Britannique, *Perspective on the Federal Moratorium*, p. 21.

54 *Report of the Public Review Panel on the Government of Canada Moratorium on Offshore Oil and Gas Activities in the Queen Charlotte Region*, p. 106.

Le rapport concernant la participation des Premières nations est clair en ce qui concerne la position des Premières nations sur le moratoire fédéral : « bon nombre des participants aux rencontres ont fait une mise en garde, déclarant que du point de vue des Premières nations, ce processus ne peut être considéré comme une “consultation” »<sup>55</sup>. Le rapport continue en disant que, bien « qu'aucune des Premières nations rencontrées lors du processus d'engagement ne soit en accord avec la levée du moratoire, nombre d'entre elles se sont dites prêtes à étudier plus en profondeur la question de l'exploration pétrolière et gazière extracôtière, à condition qu'on leur accorde les ressources et le temps nécessaires pour le faire correctement »<sup>56</sup>. Le comité d'experts sur les hydrates de gaz a entendu des points de vue semblables lorsqu'il a rencontré le chef Simon Lucas et Gary Wouters<sup>57</sup>.

Le plan énergétique de 2007 du gouvernement provincial affirme que le gouvernement de la Colombie-Britannique tient à ce que le moratoire provincial et le moratoire fédéral soient levés simultanément. Il fait également référence à sa collaboration avec le gouvernement fédéral sur un programme de gestion environnementale et de participation communautaire en vue d'examiner les manières de partager les profits avec les communautés côtières et les Premières nations. Si la position de la province est claire, en revanche le document de politique note que le gouvernement fédéral « n'a pas répondu formellement aux rapports d'étude »<sup>58</sup>.

Les problèmes de politique publique que soulève la levée du moratoire fédéral et du moratoire provincial sont considérables. Le régime réglementaire qu'il faudrait instaurer serait complexe, comme le montre ce qui est déjà en place sur la côte est. D'après une étude, il y a 60 textes de loi fédéraux et 38 textes de loi provinciaux qui s'appliquent aux activités en mer (O'Rourke, 2005). En plus des considérations de compétence, il reste des ambiguïtés concernant la question de savoir à qui appartiennent les eaux intérieures. Il faudrait également négocier une entente fédérale-provinciale sur le partage des recettes. Il est possible que les lacunes dans les connaissances scientifiques et techniques soient comblées bien avant que la question du régime réglementaire ait été résolue.

---

55 *Droits, risques et respect – Point de vue des Premières nations sur la levée du moratoire fédéral visant les activités d'exploration pétrolière et gazière dans le bassin de la Reine-Charlotte, au large des côtes de la Colombie-Britannique*, p. 1.

56 *Ibid.*, p. 3.

57 Vancouver, 27 août 2007.

58 *The BC Energy Plan: A Vision for Clean Energy Leadership*. [http://www.energyplan.gov.bc.ca/PDF/BC\\_Energy\\_Plan\\_Oil\\_and\\_Gas.pdf](http://www.energyplan.gov.bc.ca/PDF/BC_Energy_Plan_Oil_and_Gas.pdf), 27 février 2007.

## Arctique

Les questions de compétence et de propriété concernant les ressources naturelles de l'Arctique sont beaucoup plus claires que sur les deux autres côtes. Le gouvernement fédéral n'a pas transféré les terres et les ressources naturelles aux territoires, même si les territoires exercent, avec le soutien des provinces, des pressions pour que cela change. Étant donné qu'il a fallu 25 ans aux provinces des Prairies pour devenir propriétaires de leurs terres — et que les territoires n'ont pas, pour commencer, les mêmes droits que les provinces —, il est peu probable qu'un tel changement se produise dans un avenir proche. D'après l'accord de transmission de 2003, le Yukon « a assumé les pouvoirs et le contrôle des terres publiques et des ressources naturelles qui relevaient du gouvernement du Canada ». Le Yukon est également en mesure de percevoir des redevances sur ces ressources naturelles, jusqu'à un montant maximum fixé d'un commun accord avec le gouvernement du Canada. Ce qui est plus probable, c'est qu'on arrive à une entente de partage des recettes incluant les ressources en mer, avec un engagement à poursuivre les consultations auprès des deux autres gouvernements territoriaux, des Inuits et des autres communautés locales.

Le gouvernement fédéral accorde à l'heure actuelle une plus grande priorité aux régions de l'Arctique canadien, parce qu'elles renferment une bonne partie du potentiel du Canada pour l'avenir sur le plan énergétique. Il reste des problèmes de souveraineté à régler. Le Canada pourrait se servir du développement et de la régulation des ressources en mer, y compris l'hydrate de gaz, pour consolider ses revendications concernant son territoire arctique. Avec le réchauffement planétaire et la disparition des glaces dans l'Arctique, le trafic via le passage du Nord-Ouest, qui est source de désaccord entre le Canada et les États-Unis, n'est plus un rêve, mais une véritable possibilité. Il y a d'autres conflits concernant les frontières dans l'Arctique : avec les États-Unis au large de la côte du Yukon, avec le Danemark pour l'île de Han et peut-être avec la Russie. Étant donné ces problèmes non réglés, le gouvernement du Canada consacre beaucoup plus son attention au nord et à l'exercice de ses droits dans cette région.

Lors de l'annonce de l'acquisition de vaisseaux de patrouille navale, le premier ministre Stephen Harper a déclaré : « Alors que les routes du commerce mondial empruntent la voie du Nord canadien et que le pétrole, le gaz et les minéraux de cette frontière deviennent plus précieux, le développement des ressources du Nord sera de plus en plus critique pour notre pays. » (communauté de presse du 9 juillet 2007). En août 2007, le premier ministre a décrit ses plans concernant l'augmentation de la présence militaire du Canada dans le nord (communauté de presse du 10 août 2007).

Le discours du Trône du 16 octobre 2007 portait en partie sur l'Arctique et sur la nécessité pour le Canada d'exercer ses droits dans la région. L'une des premières étapes sera de dresser « pour la première fois la carte complète du plancher océanique de l'Arctique canadien ». À la fin mai 2008, le ministre des Ressources naturelles a participé à une rencontre du Conseil de l'Arctique au Groenland, avec des représentants du Danemark, de la Norvège, de la Russie et des États-Unis, pour « discuter de la façon de procéder au développement économique et social dans le nord ». Dans une interview avant cette rencontre, le ministre Lunn a déclaré : « Nous sommes loin d'être en mesure d'exploiter les ressources, mais il faut que nous nous assurions qu'aucun projet n'aille de l'avant sans qu'on ait mis en place de dispositifs de protection appropriés » (*The Globe and Mail*, 27 mai 2008, p. A4).

### **5.3 CONSIDÉRATIONS CONCERNANT L'IMPACT SUR LES COMMUNAUTÉS**

Les considérations concernant le développement social, culturel et économique qui se rapportent à l'exploitation de l'hydrate de gaz au nord et en mer sont semblables à celles qui se rapportent à la production de gaz conventionnel dans les régions peu explorées. Même s'il faudra s'attarder sur les circonstances propres à chaque projet proposé, la production de gaz naturel à partir de l'hydrate ne semble pas soulever de problèmes sociaux ou culturels propres à *l'hydrate de gaz*, c'est-à-dire qui ne concerneraient pas les réservoirs de gaz naturel conventionnels d'envergure comparable. Il faut que les nombreuses leçons qu'on a pu tirer de l'expérience de développement des ressources dans des régions fragiles sur le plan environnemental et culturel et les protocoles qu'on a élaborés pour s'assurer qu'on consulte les habitants des régions concernées et qu'on respecte la loi s'appliquent également à tout projet futur d'exploitation des sources d'hydrate dans l'Arctique et en mer. Et comme il y aura inévitablement une longue période avant que l'exploitation commerciale de l'hydrate de gaz puisse commencer, il y aura largement assez de temps pour les individus et les communautés susceptibles d'être affectés de se familiariser avec les enjeux et leurs implications.

#### **Développement des ressources dans les communautés fragiles**

Les nombreuses communautés des côtes est, ouest et arctique qui dépendent des ressources se situent dans des endroits où les écosystèmes en haute mer et sur les côtes sont fragiles et, dans certains cas, déjà gravement endommagés. La plupart des habitants, aussi bien les Autochtones que les autres, dépendent de leur environnement naturel local pour leur bien-être social, économique et culturel. Les communautés, en particulier dans les régions côtières du nord et de l'ouest, ont tendance à être très dispersées, à l'écart des zones urbaines, et à souffrir de la

dégradation des ressources et du chômage. Bien qu'il puisse sembler que le développement de l'hydrate de gaz offre des possibilités à court terme en matière d'emploi et d'acquisition de richesses dans des régions qui ont grandement besoin de nouvelles options et où de telles possibilités seraient les bienvenues, ce développement, quel qu'il soit, pourrait avoir des impacts à long terme sur la culture, le patrimoine, la cohésion sociale, l'éducation, la santé et la vie des communautés des côtes et du nord. Le développement pourrait aussi avoir un effet négatif dans ces régions sur l'industrie de la pêche, l'aquaculture, l'écotourisme et le tourisme d'aventure.

Par le passé, de nombreux projets de développement des ressources et d'infrastructures hydroélectriques ont fait des dégâts graves à long terme sur le plan environnemental, économique et social, parce qu'ils n'avaient pas suffisamment pris en compte l'impact du développement sur l'environnement et sur les personnes habitant dans la région. D'un autre côté, il y a également des exemples d'enquêtes et d'études importantes au Canada qui évaluent attentivement les risques et les bienfaits sur le plan socioculturel du développement prévu et qui analysent l'impact du développement sur le bien-être des communautés. Nous pensons, par exemple, aux études d'impact du développement du projet James Bay Hydro (au Québec) et de la canalisation de la vallée du Mackenzie (commission Berger).

Bon nombre de Canadiens considèrent que la commission Berger en particulier est un bon modèle d'évaluation de l'impact de projets de développement des ressources à l'avenir au Canada. Le rapport de 1977, intitulé *Le Nord : terre lointaine, terre ancestrale, demandait un moratoire* de 10 ans pour régler les problèmes cruciaux, comme les revendications territoriales des Autochtones, et pour mettre de côté des zones de conservation. Le rapport nous avertissait également que l'impact sur l'écosystème serait important — l'équivalent de la construction d'une voie ferrée à travers le Canada. Il nous avertissait aussi qu'une canalisation de pétrole serait construite, ce qui créerait un « couloir de transport de l'énergie » qui nécessiterait une immense infrastructure de routes, d'aéroports, de bases pour l'entretien et de nouveaux établissements.

Suite à la commission Berger et à d'autres expériences semblables, on est aujourd'hui beaucoup plus sensible aux impacts potentiels du développement des ressources et à la nécessité de consulter de façon approfondie et sincère les personnes qui seraient affectées. Les discussions actuelles concernant le couloir énergétique le long de la vallée du Mackenzie et la possibilité d'une canalisation le long de l'autoroute de l'Alaska montrent une nouvelle sensibilité vis-à-vis des dimensions sociale, culturelle et environnementale des projets d'exploitation des ressources.

Pour mettre en évidence les principaux enjeux socioéconomiques et communautaires qu'il faut examiner dans tout projet de développement de l'hydrate de gaz, le comité a invité les intervenants des régions des côtes et du nord du Canada à faire part de leurs commentaires et a commandé un document intitulé *Impacts sur les communautés – Enjeux relevant des sciences sociales et évaluation des impacts relatifs aux hydrates de gaz au Canada* à Hugh Brody, auteur qui fait autorité en ce qui concerne l'impact du développement des ressources sur les cultures autochtones au Canada (annexe C).

### Questions soulevées par les intervenants des régions côtières

L'opposition des communautés locales aux projets de développement des ressources naturelles, quels qu'ils soient, pourrait être importante en raison des expériences négatives de nombreuses communautés lors de projets de développement par le passé. Les commentaires et les réactions de toutes les intervenants des communautés côtières (voir encadré n°11) concernant la possibilité du développement de l'hydrate de gaz à l'avenir sont clairs et s'entendent tous pour mettre l'accent sur l'importance des points suivants :

- assurer un processus de consultation transparent et approfondi faisant participer pleinement les communautés locales et tous les organismes et conseils autochtones. Ce processus porterait sur les questions économiques, environnementales, culturelles, sociales et juridiques
- entamer ce processus de consultation dès les premières étapes de l'élaboration des lignes directrices, de la stratégie et du processus d'étude de l'impact et le poursuivre tout au long du projet de développement
- traiter les communautés locales comme des partenaires à part égale et inclure le savoir des communautés locales dans les discussions dès le début
- utiliser des experts indépendants pour préparer des rapports et des études qui seront faciles à comprendre et à digérer pour les communautés locales dans un délai raisonnable
- parvenir à un consensus sur les processus d'atténuation des impacts, parce qu'il faudra que les mesures de réaction aux problèmes qui pourraient se poser sur le plan environnemental et économique soient prêtes à l'avance.

### **Encadré n°11 – Commentaires des intervenants des communautés côtières**

Avec l'accélération des projets d'extraction de ressources, les communautés locales sont de plus en plus souvent considérées comme un des nombreux facteurs à gérer. Dans de nombreux cas, la communauté concernée est la dernière à entendre parler de la proposition de projet de développement.

*Arthur Bull, président du Réseau des communautés côtières (Nouvelle-Écosse)*

Nous avons la chance d'avoir un comité d'étude indépendant. Cependant, les sociétés de consultants sont en mesure de présenter des milliers de pages de documentation. À la surface, du point de vue d'un gestionnaire, il semble que les choses soient équilibrées et que la décision sera prise en fonction des données présentées. Mais en réalité, la communauté est désavantagée et la balance penche du côté du promoteur du projet. Les consultants en sciences sociales disent souvent qu'il n'y aura pas d'effet négatif pour la communauté; ce qu'ils veulent vraiment dire, c'est que la communauté n'a pas assez d'argent pour embaucher plus de spécialistes.

*Arthur Bull, président du Réseau des communautés côtières (Nouvelle-Écosse)*

Sur la côte ouest, les gens traitent les projets assez rapidement. Les cas où le processus de consultation ne semble qu'être une composante dans un mandat existant ou semble manquer d'intégrité sont perçus par les communautés comme étant des exercices de relations publiques.

*Barry Janyk, maire de Gibsons (Colombie-Britannique)*

La meilleure approche est de faire les choses de façon ouverte et en favorisant la participation des gens, dès le début du projet. Si on va trop vite et si on agit de façon unilatérale, cela pousse les Premières nations à s'appuyer sur leurs droits et leurs titres pour se battre (et retarder ou arrêter le projet, en fin de compte) contre un projet si elles ne le comprennent pas.

*Gary Wouters, consultant en politique publique,  
Coastal First Nations (Colombie-Britannique)*

Il faut que les consultations et les discussions dans le contexte du développement des ressources ou des propositions prennent en compte les gens et leur système de croyances. Il est important de comprendre l'importance de la spiritualité chez les Premières nations et de respecter une culture qui occupe ces terres depuis des temps immémoriaux.

*Simon Lucas, territoire Nuuchah-nulth*

Le problème en matière de développement énergétique, c'est la fragmentation : les impacts cumulés sont un problème qui suscite d'énormes inquiétudes. Les projets se présentent de façon fragmentée et on n'a pas l'occasion d'examiner les implications à plus grande échelle.

*Deborah Simmons, professeure au département d'études autochtones de l'Université du Manitoba*

Il faut faire participer les communautés dès le tout début. Il faut s'impliquer et soutenir les analyses d'impact socioéconomique et les traditions dès le début, plutôt qu'au dernier moment, parce que, à ce stade-là, on aura perdu le soutien et la confiance des communautés et il y aura des retards non nécessaires dans le développement.

*Deborah Simmons, professeure au département d'études autochtones de l'Université du Manitoba*

L'an dernier, en matière d'hydrate de gaz, 85 % de tous les contrats et un pourcentage important des emplois ont impliqué des employés de la communauté locale (entrepreneurs Inuvialuit et membres de la communauté). Il existe bel et bien des entreprises Inuvialuit qui peuvent apporter cet appui. Bon nombre d'entre elles ont hâte que les projets d'hydrate de gaz commencent pour pouvoir rester en vie.

*Nellie Cournoyea, présidente-directrice générale d'Inuvialuit Regional Corporation et ancien premier ministre des Territoires du Nord-Ouest*

L'analyse coûts-avantages de l'exploration des hydrates de gaz produira des résultats différents selon la nature et les intérêts de chaque communauté. Certaines communautés verront les hydrates de gaz comme un radeau de survie, une solution pour les habitants. D'autres s'opposeront au projet en raison de ses risques pour l'environnement. L'exploration des hydrates de gaz devra dépendre de chaque communauté : les inquiétudes environnementales peuvent être compensées par d'autres considérations (économiques, sociales).

*Barry Janyk, maire de Gibsons (Colombie-Britannique)*

**Côte atlantique** – Au cours des dernières années, la côte est a connu une accélération des opérations d'extraction de ressources non renouvelables. Certaines communautés se sont trouvées dépassées par la quantité d'informations émanant de plusieurs exploitations de ressources simultanément, mais d'autres — souvent les communautés plus proches d'une région faisant l'objet d'un nouveau projet de développement — ont été les dernières à entendre parler de l'exploitation proposée dans leur région. Bon nombre de processus de consultation ont été extrêmement brefs, s'étalant sur à peine trois ou quatre mois. Il y a eu un manque important de communication entre les membres de la communauté locale et les spécialistes scientifiques et entre les spécialistes scientifiques et les responsables du financement des projets (Ommer *et al.*, 2007).

**Côte pacifique** – Sur la côte ouest, toutes les exploitations, quelles qu'elles soient, doivent respecter la culture et les croyances propres aux Premières nations. L'importance spirituelle et culturelle de l'océan dans la culture des Premières nations doit être prise en compte, de même que les enjeux d'ordre environnemental et économique. Les processus de consultation doivent commencer par une étape faisant intervenir les représentants appropriés des Premières nations. Comme on l'a vu dans la partie 5.2, l'exploitation de l'hydrate de gaz ne pourra pas avoir lieu tant que les moratoires n'auront pas été levés et qu'on aura pas résolu les problèmes relatifs aux inquiétudes des communautés côtières concernant les implications des projets sur le plan social et écologique.

**Côte arctique (y compris les îles de l'Arctique)** – Dans le grand nord, il faut également respecter le patrimoine culturel des Autochtones. Une fois que cela sera garanti, les besoins économiques des communautés locales susciteront peut-être une attitude plus bienveillante vis-à-vis de projets qui créent des emplois, favorisent le perfectionnement des compétences des gens de la région et soutiennent les entreprises locales dont les activités accompagneraient l'exploitation de l'hydrate de gaz.

Dans toute processus de consultation, la première étape consiste à faire en sorte que les Inuits et autres organismes et communautés autochtones affectés par le territoire concerné participent aux démarches. En règle générale, les projets d'exploitation de ressources énergétiques s'éloignent de l'approche consistant à utiliser un processus de consultation très limité et ont tendance à adopter une perspective plus holistique concernant les relations avec les communautés locales, en prenant en compte les implications plus générales sur le plan social, culturel, économique et environnemental pour la région tout entière. L'Accord socioéconomique sur le projet gazier Mackenzie de 2007 entre l'industrie et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest est un bon exemple illustrant les progrès importants accomplis pour ce qui est de définir les

responsabilités sur le plan social et économique et d'élaborer des processus et des approches appropriés pour traiter les nombreux enjeux complexes affectant l'exploitation des ressources dans le grand nord du Canada (voir encadré n° 12). Les groupes locaux comme Alternatives North, en revanche, ont critiqué l'accord en disant qu'il ne pouvait pas être appliqué et qu'il ne liait pas les parties concernées, parce que les engagements pris par le gouvernement et l'industrie n'ont aucun caractère obligatoire.

### **Encadré n°12 – Accord socioéconomique sur le projet gazier Mackenzie de 2007**

Cet accord a été signé le 22 janvier 2007 par l'industrie et par le gouvernement du Territoires du Nord-Ouest, après deux années et demie de consultations et de négociations. L'accord a pour intention

- de fournir des possibilités d'emploi, de formation et d'affaires et d'autres bienfaits économiques aux habitants des Territoires du Nord-Ouest, avec entre autres la mise en place d'un fonds de formation de 10 millions de dollars pour les 10 premières années du projet
- de contribuer à promouvoir la préservation de la culture et de soutenir les engagements pris sur le plan social, au sujet du maintien de modes de vie sains, du bien-être de la communauté et de la sécurité publique
- de tenir l'industrie pour responsable de tout engagement pris lors du processus d'étude réglementaire et
- de fournir des dispositifs de suivi et de contrôle continu des impacts socioéconomiques et des possibilités économiques offertes, avec entre autres la mise en place d'un comité consultatif composé de représentants de l'industrie, du gouvernement et des Autochtones, qui restera en place pendant toute la durée de vie du projet.

## Lignes directrices pour l'évaluation des impacts

Conformément aux suggestions des dirigeants des communautés côtières, le document préparé pour le comité d'experts par Hugh Brody (document reproduit à l'annexe C) décrit les enjeux à prendre en compte lors de l'élaboration de lignes directrices pour l'évaluation des impacts des exploitations d'hydrate de gaz :

- tenir les communautés au courant du projet d'exploitation
- tenir les communautés au courant des projets d'activités de recherches sociales, économiques et culturelles visant à répondre aux questions concernant les impacts sur leurs membres et sur leurs ressources et donner aux communautés de véritables occasions de faire entendre leur voix
- faire faire des études de sciences sociales et des études environnementales au plus haut niveau par des experts indépendants
- accorder du temps pour que le processus de consultation en soit véritablement un et que les recherches de fond soient bien faites, car les évaluations des impacts ne sont véritablement utiles que si elles font partie intégrante de la conception du projet et qu'elles sont faites bien avant le lancement de l'exploitation proprement dite
- conférer avec les dirigeants communautaires et les aînés des Premières nations, ainsi qu'avec les communautés dans leur ensemble, pendant le processus — il est essentiel d'avoir des audiences pour les membres de la communauté.

Le professeur Brody poursuit en soulignant l'importance qu'il y a à bien comprendre

- l'activité industrielle proposée, la façon dont elle va se développer en tant que série d'enjeux économiques et sociaux, et les échéances probables
- l'identité culturelle, les sensibilités, les vulnérabilités et les besoins de chaque communauté potentiellement affectée
- le niveau d'autonomie gouvernementale et la situation concernant les règlements de revendications territoriales dans chaque communauté.

Il faut un temps considérable pour s'assurer la collaboration de la communauté et parvenir à un consensus. Pour un projet important d'exploitation d'hydrate de gaz, il pourrait falloir au moins 10 ans pour faire les démarches de façon ouverte et acceptable en vue d'établir les connaissances scientifiques et technologiques nécessaires, de créer l'infrastructure requise, de consulter de façon pertinente les communautés locales, de créer des lignes directrices en matière de politique, de développer les connaissances locales et de parvenir à un consensus. La plupart de ces étapes doivent venir avant la phase de conception et de construction du projet. Il faut que les organismes responsables de la planification des grands projets d'hydrate de gaz prennent en compte ces exigences de temps.

## **6. PERSPECTIVES POUR L'EXPLOITATION DES SOURCES D'HYDRATE DE GAZ AU CANADA**

Le Canada pourrait être bien placé parmi les chefs de file mondiaux dans le domaine de l'exploitation des gisements d'hydrate de gaz, si du moins il décide d'investir suffisamment d'argent dans l'exploration, la recherche, le développement et la production. Il faudrait que le gouvernement prenne un engagement à long terme et encourage de façon soutenue la participation de l'industrie et la mise en place de réglementations environnementales appropriées, parce qu'il est peu probable qu'on ait une production commerciale de gaz à partir d'hydrate au Canada avant deux décennies au moins.

### **6.1 PRINCIPALES FORCES ET POSSIBILITÉS AU CANADA**

Le Canada possède un certain nombre d'avantages et de forces importantes :

- Le Canada possède certaines des conditions les plus favorables au monde pour la formation d'hydrate de gaz. Les ressources potentielles en hydrate de gaz représentent de grandes quantités et comprennent certains gisements qui pourraient probablement être exploités plus facilement que dans bon nombre de régions du monde où l'on explore les accumulations d'hydrate de gaz à l'heure actuelle.
- Le Canada a déjà une expérience de pionnier en matière de projets technologiques de grande ampleur et de développement des ressources, y compris une expérience dans le secteur de l'énergie, comme avec les sables bitumeux.
- Le gouvernement s'intéresse plus que par le passé à l'exercice de ses droits souverains dans le grand nord et à l'offre de meilleures possibilités aux habitants des communautés côtières reculées. Les activités de recherche en hydrate de gaz et l'exploitation commerciale de cette ressource, à terme, pourraient faciliter la réalisation de ces deux objectifs.
- En dépit du caractère modeste des investissements financiers du Canada, les chercheurs du gouvernement canadien et des universités canadiennes ont joué un rôle important de pionniers dans l'interprétation de la structure chimique et des propriétés physiques de l'hydrate de gaz. Le Canada possède un noyau de scientifiques et d'ingénieurs bien informés, qui se sont spécialisés dans des domaines liés à l'hydrate de gaz, et un vaste groupe de gens possédant un savoir-faire d'ordre général pour ce qui est des divers enjeux techniques, environnementaux, culturels et sociaux qui ont de la pertinence par rapport aux défis de l'exploitation de l'hydrate de gaz.
- Le Canada a été le siège d'études sur le terrain intensives sur l'hydrate de gaz à Mallik, dans le delta du Mackenzie, et sur les gisements d'hydrate de gaz en mer

sur la marge de Cascadia. La participation active du Canada à Mallik, qui est le site du principal programme de forages de démonstration et de tests de production dans le monde, a fourni au Canada une base de connaissances qui fait partie des plus avancées dans le monde.

- La plupart des infrastructures nécessaires à l'exploitation de l'hydrate de gaz, du moins dans les premières phases, pourraient venir se greffer sur les activités d'exploitation des champs de gaz naturel dans les régions reculées du delta du Mackenzie ou au large de la côte atlantique.

## 6.2 FAIBLESSES ET DIFFICULTÉS

Avant de pouvoir exploiter l'hydrate de gaz en tant que source d'énergie au Canada, il faudrait éliminer plusieurs faiblesses et surmonter plusieurs difficultés. Certaines — comme les six mentionnées ci-dessous — concernent plus spécifiquement le Canada, tandis que d'autres correspondent à des défis plus généraux auxquels est confrontée l'exploitation commerciale de l'hydrate de gaz, quelle que soit la région du monde concernée.

- Le volume et la localisation de l'hydrate de gaz qui pourrait en fin de compte être exploité de façon rentable au Canada ne peuvent pas être correctement quantifiés sans faire une quantité supplémentaire considérable de recherches et d'activités d'exploration. L'exploitation commerciale de cette ressource potentielle dépendrait des initiatives d'entrepreneurs et d'investissements substantiels du secteur privé, ainsi que d'un engagement à long terme du gouvernement.
- Même si les sociétés d'énergie basées au Canada sont capables sur le plan des connaissances scientifiques et du génie, elles n'ont fait jusqu'à présent que des investissements dont on ne connaît pas le montant, mais qui semblent être limités, dans le domaine de l'hydrate de gaz. L'obtention de la participation de l'industrie aux activités de R-D, d'exploration et d'élaboration de technologies dans le domaine de l'hydrate de gaz représente un défi considérable.
- Il existe des problèmes quand il s'agit de déterminer à qui appartiennent les hydrates de gaz et des incertitudes concernant l'identité des instances qui exerceraient les responsabilités réglementaires relatives aux différents aspects d'un projet majeur, quel qu'il soit.
- Les moratoires concernant l'industrie du pétrole et du gaz en haute mer et l'exploration sismique continuent de susciter des incertitudes concernant l'avenir de l'exploitation des ressources, quelles qu'elles soient, au large de la côte de la Colombie-Britannique. De surcroît, la bureaucratie et les incohérences relatives à l'obtention d'approbations pour les activités d'exploration sismique en mer s'avèrent être des obstacles à la poursuite des recherches et des activités de cartographie.

- L'exploitation de ressources sur la côte ouest ou dans l'Arctique exige des discussions soutenues avec les Premières nations et les Inuits. Les trois points précédents, si on les combine à la bureaucratie gouvernementale, présentent un éventail potentiellement embrouillant d'obstacles qu'il faudrait négocier dans un processus d'exploitation de ressources, quelles qu'elles soient.
- Comme pour le gaz conventionnel dans les régions éloignées des infrastructures existantes, il y aurait des problèmes importants de transport liés à l'acheminement du gaz au marché par canalisation ou par transport en mer. Les difficultés de transport seraient tout particulièrement importantes dans le grand nord, mais seraient atténuées si on pouvait partager les investissements dans les canalisations avec l'industrie du gaz conventionnel dans l'Arctique.
- L'utilisation du gaz naturel, qu'il soit dérivé de l'hydrate de gaz ou de ressources conventionnelles, produit du CO<sub>2</sub> et aggrave donc le réchauffement climatique. D'un autre côté, le remplacement du charbon et du pétrole, qui ont des taux hydrogène/carbone inférieurs, par le gaz naturel, pourrait réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'approvisionnement en carburant actuel.
- Les marchés à venir pour le gaz naturel issu de l'hydrate de gaz sont incertains, surtout à la lumière du fort potentiel de l'approvisionnement en GNL de l'étranger et des autres ressources en gaz naturel non conventionnelles.
- Étant donné que l'exploitation de l'hydrate de gaz dans des quantités significatives sur le plan commercial ne se fera sans doute pas avant une ou deux décennies, il y a de grandes incertitudes concernant les conditions du marché à l'avenir et le caractère acceptable de tels projets sur le plan environnemental.
- Il est difficile d'appliquer les technologies d'extraction existantes aux milieux de pergélisol et aux milieux marins où se trouvent les hydrates de gaz.
- Ces milieux marins et milieux de pergélisol ont tendance à être fragiles sur le plan écologique, et donc susceptibles d'être endommagés par des grands projets technologiques. Tous les projets de grande envergure qui se feraient dans de tels milieux auraient à se conformer à des pratiques qui ont été définies en vue de minimiser l'impact pour de tels sites et également en vue de contrôler les impacts des projets de développement sur ces sites.
- L'hydrate de gaz dans le grand nord présente des défis particuliers en matière d'accès, ce qui augmente les risques sur le plan de la sécurité et les coûts associés à l'exploration, à la production et à la livraison aux marchés ciblés.
- L'extraction et le conditionnement de l'hydrate de gaz pourraient déboucher sur des problèmes de gestion de l'eau, parce que la production de gaz naturel s'accompagne d'une production d'eau saturée en hydrocarbures.

### 6.3 COMPARAISONS ENTRE LE CANADA ET LES AUTRES PAYS

Même si le Canada était, au début, un chef de file en recherche et en activités d'exploration des gisements d'hydrate de gaz, il a perdu son avance au cours de la dernière décennie, en particulier en matière de recherche appliquée et d'exploration. D'autres pays, comme le Japon, la Corée, la Chine, l'Inde, les États-Unis et la Norvège, ont fortement investi dans l'exploration et la technologie. Heureusement, le Canada possède un certain nombre de chercheurs individuels dans le secteur universitaire et gouvernemental dont les travaux continuent de bénéficier d'une reconnaissance sur la scène internationale. De surcroît, le projet de Mallik a été une occasion extraordinaire pour les Canadiens de participer à un programme international majeur et d'acquérir une expérience de valeur à un faible coût pour le pays.

L'un des facteurs qui différencie le Canada des autres pays est son vaste éventail de sources d'énergie de substitution. En plus de ses ressources importantes en carburants fossiles conventionnels, comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel, le Canada possède des hydrocarbures non conventionnels comme les sables bitumeux, le pétrole lourd et le MH, ainsi que des sources d'énergie hydroélectrique et nucléaire et de bioénergie, sans compter les nombreuses possibilités d'exploiter l'énergie éolienne, solaire, géothermique et marémotrice. La disponibilité de ces options incite moins à consacrer beaucoup de ressources à une seule source d'énergie non conventionnelle. Bon nombre des pays qui investissent plus lourdement dans l'hydrate de gaz dépendent dans une large mesure d'importations d'énergie et ont eux-mêmes un nombre limité d'options. D'un autre côté, les réserves d'hydrocarbures conventionnels du Canada — en particulier de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada — sont sur le déclin et l'exploitation des sources d'hydrocarbures non conventionnels, de l'énergie nucléaire, des biocarburants et des nouvelles sources d'énergie hydroélectrique présente dans tous les cas des difficultés freinant son développement. Si on pense aux deux ou trois décennies qui viennent, il ne faudrait pas que le Canada adopte une attitude complaisante vis-à-vis de ses ressources énergétiques et en particulier du gaz naturel.

Si les investissements étrangers pourraient jouer un rôle important, les possibilités d'exploitation de l'hydrate de gaz au Canada auraient à faire concurrence aux ressources en hydrate de gaz appartenant à d'autres pays. Cette situation compétitive constitue une différence importante entre l'hydrate de gaz et les sables bitumeux. Du point de vue des investissements, même si l'exploitation des sables bitumeux représentait un défi énorme pour l'Alberta et le Canada, les sables bitumeux sont devenus de plus en plus attrayants pour les investisseurs étrangers en raison de la large taille

de la ressource et du fait qu'il était possible de l'exploiter dans un climat économique et politique favorable et stable. Ceci s'est produit dans le contexte du déclin des possibilités d'investissement dans d'autres régions du monde pour les investisseurs étrangers s'intéressant à la production de pétrole. En plus des risques économiques et politiques plus importants dans de nombreux cas, bon nombre de domaines potentiels d'investissement sont devenus la propriété exclusive de sociétés pétrolières appartenant aux états<sup>59</sup>.

Les ressources en hydrate de gaz du Canada seraient en compétition, pour ce qui est des investissements d'exploration et d'exploitation, avec des ressources qui sont probablement dans des régions moins éloignées et moins inhospitalières — par exemple, les dépôts d'hydrate de gaz sur les marges continentales se situant à proximité de régions fortement peuplées. Une portion importante des ressources en hydrate de gaz du Canada a cependant peut-être l'avantage qu'elle est accessible par voie terrestre. En fin de compte, la décision d'exploiter un gisement donné d'hydrate de gaz dépendra de beaucoup de facteurs liés à la région où il se situe, en plus de l'avancement des technologies et des considérations générales d'ordre économique et environnemental et relatives à la sécurité énergétique qui s'appliqueraient à tous les projets potentiels d'hydrate de gaz de par le monde.

#### 6.4 TROIS APPROCHES GÉNÉRALES POUR L'AVENIR

Comme les chapitres précédents l'ont montré, il existe de nombreuses incertitudes dans les connaissances scientifiques et dans ce qu'on comprend de l'hydrate de gaz. Pour combler les lacunes dans les connaissances dans les 20 à 30 prochaines années, il faut que le Canada choisisse, explicitement ou implicitement, un niveau d'engagement et d'investissement. La participation des gouvernements — fédéral, provinciaux et territoriaux — pourrait s'appuyer sur l'une des trois approches générales suivantes :

**Recherche seulement** – Le Canada pourrait continuer à faire des recherches scientifiques sur l'hydrate de gaz, tout en laissant, du moins dans un avenir prévisible, le soin de développer l'exploitation de l'hydrate de gaz en tant que ressource à d'autres pays, qui ont des besoins plus urgents en matière de sources d'énergie de substitution. Les chercheurs du gouvernement et des universités feraient les recherches, tout en encourageant l'industrie à participer (par exemple dans le cadre de programmes de couplage). Cette approche pourrait aller jusqu'à la mise en place d'un centre d'excellence interdisciplinaire financé par le gouvernement fédéral et

---

59 Les aspects environnementaux de l'exploitation des sables bitumeux qui ont suivi les premiers investissements sortent du cadre du présent rapport.

faisant intervenir des personnes du monde universitaire du gouvernement, de l'industrie et des régions concernées. Un tel effort contribuerait à développer le savoir-faire du Canada en matière d'évaluation des ressources et permettrait de mieux comprendre les ressources des côtes et du nord.

**Recherche et développement limités** – Le Canada pourrait consacrer beaucoup plus de fonds et d'efforts qu'il ne le fait à l'heure actuelle à la recherche et au développement dans le domaine de l'hydrate de gaz, afin de réaliser les objectifs suivants :

- mieux comprendre l'étendue et la nature de la ressource
- acquérir le savoir-faire nécessaire pour l'extraire
- évaluer l'ordre de grandeur de la quantité de la ressource qu'on peut extraire dans les circonstances économiques appropriées
- développer le savoir-faire du Canada, en vue de maintenir le rôle de chef de file international du Canada dans un sous-ensemble limité des nombreuses questions scientifiques, techniques, environnementales et autres qui subsistent concernant les ressources en hydrate de gaz, tout en laissant à d'autres pays le soin de se lancer dans de grands projets de développement.

Cette approche permettrait de tenir compte du fait que l'hydrate de gaz ne représente qu'une des sources possibles d'énergie à l'avenir au Canada qui exigent un financement en recherche et développement, jusqu'à qu'on ait mieux défini le mérite relatif de chacune d'entre elles. Le fait de suivre une telle approche permettrait de garder l'option de l'hydrate de gaz et de poursuivre son développement à une plus grande échelle à l'avenir si nécessaire. Le gouvernement parrainerait les recherches, mais surveillerait également attentivement les activités de R-D des autres pays en matière d'hydrate de gaz. On mesurerait les investissements sur le plan financier et les efforts consentis, de façon nettement plus poussée que dans la première approche, mais beaucoup moins poussée que dans la troisième. Cette approche se concentrerait probablement davantage sur un ou deux « sites idéaux », contrairement à la troisième.

**Projets majeurs ciblés de recherche et développement** – Le Canada pourrait se décider à faire de véritables efforts afin de devenir un chef de file international en développement de l'hydrate de gaz, en faisant de l'exploitation de l'hydrate une priorité nationale. Ces efforts exigeraient non seulement des investissements très importants, mais également des activités stratégiques ciblées de R-D, des mesures facilitant le développement des infrastructures et l'élaboration de programmes de formation. Une telle approche reviendrait à considérer que l'hydrate

de gaz est l'une des meilleures options pour assurer la transition vers un avenir dans lequel les émissions de carbone seront nettement moins importantes et la sécurité énergétique de l'Amérique du Nord sera mieux garantie. Le Canada se lancerait dans un programme national d'envergure, qui comprendrait toutes les mesures décrites dans la partie 6.5 ci-dessous.

Chaque approche présente des risques. La première approche (*recherche seulement*) protégerait l'environnement et répondrait au besoin qu'éprouve le Canada de mieux comprendre son territoire et ses ressources physiques. Elle signifierait cependant que le Canada perdrait l'occasion d'être à l'avant-garde de ce qui pourrait devenir un développement majeur dans le monde. La seconde approche (*recherche et développement limités*) présente certains risques sur le plan financier et ces risques sont vraiment importants pour la troisième (*projets majeurs ciblés de recherche et développement*), parce que l'exploitation de l'hydrate de gaz pourrait s'avérer ne pas être économiquement viable ou nécessaire si d'autres options énergétiques sont préférables. On pourrait envisager la troisième approche comme un prolongement possible de la deuxième, puisqu'il faudra beaucoup de travail préparatoire avant de pouvoir s'engager dans la voie de l'exploitation commerciale à grande échelle. La différence entre la deuxième approche et la troisième approche est donc une question d'ambition et de degré d'agressivité. Si le Canada décide de négliger complètement le secteur des hydrates de gaz, il risque d'adopter des approches plus nocives pour répondre à ses besoins énergétiques et pourrait perdre face à la concurrence d'autres pays, à tel point peut-être qu'on pourrait voir d'autres pays exploiter les ressources canadiennes. D'un autre côté, à mesure que le phénomène du changement climatique prend de l'ampleur, il est possible que les Canadiens décident de considérer que les sources d'énergie à base de carbone sont inacceptables.

## 6.5 MESURES QUE LE CANADA POURRAIT PRENDRE

En raison de la diversité des difficultés et des possibilités, il y a plusieurs mesures que le Canada pourrait prendre pour consolider sa position concernant l'hydrate de gaz. Étant donné la grande incertitude et les grands risques associés au potentiel commercial de l'hydrate de gaz, il faudrait que le gouvernement fédéral apporte un financement important ou bien assume certains risques pour ce qui est de bon nombre des activités suivantes. Ces activités sont présentées en gros en allant de l'aspect de la recherche à celui de l'exploitation commerciale. L'option *recherche seulement* décrite ci-dessus ne s'intéresserait qu'aux deux premières mesures, tandis que l'option *projets majeurs ciblés de recherche et développement* les entreprendrait toutes. L'option intermédiaire *recherche et développement limités* ne s'attarderait sans doute que sur environ la moitié des mesures proposées. Le Canada pourrait donc prendre les mesures suivantes :

- entreprendre des études géologiques, géophysiques et géochimiques, avec des travaux sur le terrain, des activités en laboratoire et des simulations numériques, afin de mieux définir l'étendue, la géographie, la qualité et le potentiel de récupération des ressources en hydrate de gaz du Canada
- participer plus pleinement aux occasions de collaboration internationale dans la recherche sur l'hydrate de gaz, comme, par exemple, en devenant un partenaire à part entière de l'IODP et de l'ICDP, ce qui offrirait d'excellentes possibilités de formation pour les jeunes scientifiques
- entreprendre un vaste éventail de recherches fondamentales et appliquées afin de mieux comprendre les problèmes environnementaux liés (a) à l'exploitation de l'hydrate de gaz, (b) au dégagement naturel de gaz, et (c) au dégagement supplémentaire de gaz en raison du changement climatique. Par exemple, il faut s'attarder sur les questions relatives au potentiel de l'hydrate de gaz en tant que gaz à effet de serre et en particulier à la possibilité intéressante de remplacer l'hydrate de méthane par de l'hydrate de CO<sub>2</sub> (voir partie 5.1)
- soutenir la R-D sur tous les aspects de la technologie de l'extraction de l'hydrate de gaz, y compris le forage, les technologies de production, les services associés et les logiciels de simulation de réservoirs
- dans la mesure du possible, faire participer l'industrie à la R-D sous tous ses aspects
- encourager les entreprises du secteur privé à rassembler et à présenter les données sur la présence et la géographie des gisements d'hydrate de gaz dans le cadre de leurs activités de forage traversant des formations d'hydrate de gaz dans les régions du nord et en mer
- de même, mettre en évidence les possibilités d'élaboration de nouvelles technologies pour l'hydrate de gaz en ce qui concerne l'exploration, le rassemblement de données sur le terrain, le forage et la stimulation et le traitement sur terre, afin de créer des possibilités d'exportation de technologies si l'exploitation de l'hydrate de gaz devait fortement se développer dans d'autres pays
- soutenir les initiatives d'éducation et de formation en vue de former un personnel disposant des compétences et du savoir-faire pertinents dans le domaine de l'hydrate de gaz
- mettre l'hydrate de gaz à l'ordre du jour dans les discussions en cours sur le développement communautaire dans les communautés côtières et les communautés du nord et avec les peuples autochtones, afin de s'assurer qu'ils comprennent les bases de l'hydrate de gaz et des enjeux associés à son exploitation
- entreprendre un ou deux projets majeurs de démonstration de la production ou de tests pour renforcer le savoir-faire que possèdent déjà les ingénieurs et les scientifiques et pour garantir l'amélioration des connaissances et la poursuite de

l'évolution des recherches du gouvernement et des chercheurs universitaires — Par exemple, après avoir étudié les résultats du projet de 2006–2008 à Mallik, le Canada pourrait lancer, de préférence à nouveau en collaboration avec des partenaires internationaux et avec l'industrie, un nouveau programme à Mallik, avec de nouveaux objectifs, comme ceux relatifs aux taux de production sur des périodes plus longues, afin de prolonger les leçons tirées des programmes antérieurs. Tout nouveau projet de ce type nécessiterait une étude complète de l'impact sur l'environnement. On pourrait aussi participer aux activités des États-Unis sur le versant nord de l'Alaska. Les tests à long terme seraient plus faciles sur un site accessible toute l'année et se situant au sein des infrastructures existantes de l'industrie pétrolière. Le versant nord de l'Alaska est peut-être le seul site nord-américain répondant à ce critère.

- collaborer avec les provinces et les territoires en vue d'établir des systèmes de taxation et d'autres mesures permettant de garantir (a) que l'exploitation des ressources en hydrate de gaz soit régie par des règles claires; et (b) que les zones concernées en tirent elles-mêmes des avantages, qui aideront les communautés locales et contribueront à développer les technologies des énergies renouvelables et le piégeage des gaz à effet de serre.
- évaluer les coûts différentiels, les risques et les avantages relatifs de l'inclusion de l'extraction de l'hydrate de gaz, avant de décider si on va poursuivre les projets d'extraction de gaz naturel conventionnel au grand nord et au large des côtes est et ouest.

## 7. RÉSUMÉ DE LA RÉPONSE DU COMITÉ D'EXPERTS À LA QUESTION

Ce chapitre est un résumé des principaux messages du rapport et décrit les réponses du comité à la question posée par Ressources naturelles Canada.

### 7.1 PRINCIPAUX MESSAGES DU RAPPORT

- L'hydrate de gaz naturel — qui est un composé solide semblable à de la glace contenant un hydrocarbure et présent à l'état naturel en milieu marin et en milieu de pergélisol — est une source d'énergie potentiellement vaste pour la planète, qui n'a pas encore été exploitée, et qui représente des quantités énormes, comme le montre le tableau 3.1.
- Comme le Canada semble disposer de conditions parmi les meilleures au monde pour ce qui est du potentiel d'occurrence de gisements d'hydrate de gaz et qu'il est un chef de file dans l'évaluation des hydrates sur le plan géophysique et en laboratoire, ainsi que dans le domaine des tests sur le terrain et de l'élaboration de modèles, le Canada est bien placé pour devenir un chef de file mondial dans le domaine de l'exploration, de la R-D et de l'exploitation des gisements d'hydrate de gaz. À tout le moins, il est nécessaire d'assumer la responsabilité d'un approfondissement des connaissances concernant les ressources physiques du Canada et donc de faire les recherches requises.
- L'hydrate de gaz produit du gaz naturel. La plupart des considérations en matière d'environnement, de sécurité, de réglementation et d'impact pour la société concernant son exploitation sont par conséquent semblables à celles qu'on associe à la production de gaz conventionnel dans les régions peu explorées, que ce soit dans le nord ou en haute mer.
- On ne prévoit pas rencontrer de problèmes techniques insurmontables dans la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz, mais cette production coûterait plus chère que la production de gaz à partir de réservoirs conventionnels dans des milieux semblables.
- La méthode de production la plus prometteuse semble être la dissociation de l'hydrate de gaz grâce à la dépressurisation dans le réservoir. Les conditions les plus favorables sont celles où l'hydrate de gaz se présente dans des formations riches en sable en mer ou sous le pergélisol.
- Le gaz issu de l'hydrate de gaz est un hydrocarbure. Même si sa combustion produit moins de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie que le charbon ou le pétrole, la proportion de l'hydrate de gaz et des autres hydrocarbures dans le portfolio d'approvisionnement énergétique à l'avenir dépendra des décisions qui seront prises en vue de réduire du mieux possible les facteurs humains à l'origine du changement climatique.

- Il n'est pas possible de quantifier de façon adéquate, au moment présent, le volume et la localisation géographique des gisements d'hydrate de gaz qui pourraient déboucher sur une production rentable de gaz au Canada. Il faudra des activités soutenues d'exploration et de recherche pour tracer les limites de cette ressource et pour définir les facteurs techniques et économiques qui régiront la production de gaz.
- Il est probable que la production commerciale de gaz à partir de l'hydrate de gaz au Canada commencera dans le cadre de projets associés à des champs de gaz naturel existants, dans les mêmes sites et à l'aide des infrastructures associées à ces champs existants.
- Étant donné qu'il faut poursuivre l'exploration et l'évaluation des ressources en hydrate de gaz, construire de nouvelles infrastructures de transport et obtenir diverses approbations gouvernementales autorisant l'exploitation de ces ressources, il est peu probable qu'on ait une production commerciale à grande échelle et indépendante de gaz extrait d'hydrate au Canada dans les deux prochaines décennies au moins.
- Les incertitudes économiques et environnementales et certaines incertitudes techniques affectant les perspectives commerciales pour l'hydrate de gaz font que, dans le contexte des autres possibilités qui existent à l'heure actuelle pour les sociétés d'énergie, il est peu probable que le secteur privé entreprenne de lui-même des activités d'exploitation de l'hydrate de gaz au Canada au moment présent. Si on veut faire des progrès importants, il est indispensable de faire appel à la participation de l'industrie. La mise en place de partenariats entre le gouvernement et l'industrie offrirait l'option d'inclure l'hydrate de gaz dans le portfolio énergétique pour diversifier ce dernier à l'avenir.

## **7.2 RÉSUMÉ DE LA RÉPONSE DU COMITÉ D'EXPERTS À LA QUESTION**

Ressources naturelles Canada a posé au comité d'experts la question suivante : *« Quels sont les défis à surmonter pour établir des opérations acceptables d'extraction des hydrates de gaz au Canada? »* Plus précisément, le comité était chargé de répondre à trois sous-questions, pour lesquelles nous récapitulons nos réponses ci-dessous.

### **Quelle proportion du total des réserves canadiennes (d'hydrate de gaz) est-il possible d'extraire de façon rentable?**

Le terme de *réserves* utilisé par l'industrie de l'énergie ne s'applique qu'aux ressources qui sont soit en cours de production, soit en cours d'exploitation, soit sur le point de faire l'objectif de travaux d'exploitation. Bien qu'il n'existe pas de réserves d'hydrate de gaz selon cette définition, il ne fait aucun doute qu'il existe des ressources en

hydrate de gaz et le comité a donc interprété cette question comme s'appliquant aux ressources en hydrate de gaz.

Il est impossible, au moment présent, de fournir une évaluation exacte de l'étendue des ressources exploitables en hydrate de gaz du Canada. Ceci est dû à un certain nombre de facteurs (décrits au chapitre 3) : caractère limité des tests de production, caractère limité des activités d'exploration et de cartographie des régions, grande variabilité de la géologie des sites et nature des dépôts d'hydrate de gaz eux-mêmes. Le mieux que l'on puisse dire, c'est que ces ressources sont potentiellement vastes, peut-être même d'un ordre (ou de plusieurs ordres) de grandeur plus vastes que les ressources en hydrocarbures conventionnels. Les informations disponibles semblent indiquer que l'on trouve de l'hydrate de gaz sous les régions côtières de l'ouest, du nord et de l'est du Canada et qu'on trouve également des quantités importantes d'hydrate de gaz sous le pergélisol dans le grand nord.

L'extraction du gaz naturel de l'hydrate de gaz à l'échelle commerciale dépend de l'élaboration d'une méthode pratique et relativement efficace de décomposition de l'hydrate de gaz en ses composants (gaz et eau) pour produire le gaz naturel. Les gisements d'hydrate de gaz les plus attrayants sont ceux qui se trouvent dans le sable sous le pergélisol. La technique d'extraction la plus prometteuse semble être la dépressurisation.

L'extraction de l'hydrate de gaz s'appuie sur des méthodes semblables à celles utilisées pour extraire le gaz des gisements conventionnels de gaz. De fait, les sociétés qui forent des puits de gaz naturel dans les régions côtières et dans le nord traversent souvent, lors de leurs activités de forage, des formations d'hydrate de gaz avant d'atteindre les champs de gaz conventionnels. Par rapport à la production de gaz naturel conventionnel, la production d'hydrate de gaz semblent produire des débits plus faibles, nécessiter plus de compression, produire de plus grandes quantités d'eau, exiger plus de chaleur et exiger des techniques plus chères pour la complétion des puits. D'un autre côté, un des aspects positifs est que le taux de production serait plus uniforme ou irait même en croissant au fil de la durée de vie du puits.

Du point de vue économique, ce qui est le plus probable, c'est que l'exploitation de l'hydrate de gaz se fera dans des sites d'extraction de gaz conventionnel sur terre ou en mer, une fois que cette extraction sera déjà bien avancée ou sera terminée, en assurant la complétion du puits là où l'on a rencontré de l'hydrate de gaz lors du forage du puits de gaz conventionnel. Comme l'hydrate de gaz devient simplement du gaz naturel une fois qu'il a été dissocié (qu'on l'a fait « fondre ») de façon à libérer le gaz, l'essentiel de l'infrastructure, y compris pour le transport par canalisation, sera déjà en place.

La rentabilité de l'extraction de l'hydrate de gaz dépendra de l'élaboration de moyens de production efficaces, ainsi que de bon nombre des mêmes facteurs cruciaux affectant la rentabilité de l'extraction du gaz naturel conventionnel à l'avenir, à savoir :

- la croissance de la demande en énergie sur le plan global et pour le gaz naturel en particulier
- l'envergure, la nature et la cadence des stratégies de réduction des émissions de gaz à effet de serre, y compris l'élaboration de nouvelles techniques pour la capture et l'entreposage du CO<sub>2</sub>
- la compétition du MH et des importations de GNL
- les pressions visant à garantir la sécurité énergétique de l'Amérique du Nord
- la capacité qu'auront les sources d'énergie de substitution de remplacer les hydrocarbures
- le rendement des premiers projets de démonstration de la production de l'hydrate de gaz, y compris sur le plan de la sécurité et de la protection de l'environnement
- les attitudes et le degré de coopération avec les communautés locales dans les régions affectées directement par l'exploitation de la ressource
- la cadence des développements en matière d'hydrate de gaz dans les autres pays, dont certains (Japon, Inde, Chine, Corée, etc.) pourraient faire de l'hydrate de gaz une source d'énergie prioritaire à l'avenir.

Il est extrêmement difficile de prédire l'importance des facteurs ci-dessus, en particulier du fait qu'il faut probablement compter entre 20 et 30 ans avant que l'hydrate de gaz puisse devenir une source importante sur le plan commercial d'énergie au Canada. Les chapitres précédents de ce rapport abordent les considérations pertinentes concernant bon nombre de ces facteurs. Dans certaines circonstances et avec des investissements substantiels, l'hydrate de gaz pourrait devenir une source importante d'énergie au Canada à l'avenir. Il est également possible, cependant, que d'autres solutions s'avèrent plus attrayantes sur le plan économique et environnemental, à tel point que l'hydrate de gaz ne pourrait pas leur faire concurrence dans un avenir proche.

### **Quels sont les besoins sur le plan scientifique et technologique pour pouvoir utiliser sans risque l'énergie issue des hydrates de gaz?**

Les problèmes relatifs à cette question sont traités aux chapitres 4 et 5. Bien que l'industrie ait déjà élaboré la plupart des outils technologiques nécessaires pour trouver, délimiter, extraire, manipuler et transporter le gaz naturel en provenance de sites éloignés en haute mer et sur les côtes, on n'a que très peu d'expérience directe

en production de gaz à partir des réservoirs d'hydrate de gaz. Les récents tests à court terme réussis dans l'Alaska et à Mallik dans les Territoires du Nord-Ouest sont encourageants, mais les périodes de production de ces tests étaient trop courtes pour pouvoir s'y fier en vue d'évaluer la longévité et les perspectives à long terme de la production de gaz.

Avant de faire des investissements substantiels dans l'exploitation de l'hydrate de gaz, il est crucial d'avoir des projets de démonstration à grande échelle prouvant qu'il est possible d'assurer une production en toute sécurité à des taux suffisants pour justifier les risques financiers et techniques que présenteraient de nouveaux projets majeurs. Le degré d'incertitude au moment présent est tout simplement trop élevé pour pouvoir s'attendre à des investissements importants du secteur privé sans participation importante du secteur public. Si on décidait d'aller de l'avant avec le projet de gaz naturel du delta du Mackenzie, un point de départ possible serait d'offrir des mesures incitatives pour que la cartographie et l'extraction de l'hydrate de gaz fassent partie intégrante du projet dans son ensemble.

Il semble que la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz ne présente pas de problèmes de sécurité importants autres que ceux qu'on rencontre et qu'on gère déjà dans le cadre de la production de gaz naturel conventionnel, aussi bien sur terre qu'en mer.

### **Quelles sont les considérations d'ordre environnemental se rapportant à l'utilisation ou à la non-utilisation de cette ressource?**

Nous abordons les considérations d'ordre environnemental principalement au chapitre 5. Le comité a choisi d'élargir la portée de son étude pour inclure également les difficultés d'ordre social et les questions concernant les compétences et la réglementation qu'il faudrait régler pour pouvoir procéder à l'exploitation de la ressource.

Du point de vue environnemental, le gaz, une fois qu'il est produit à partir de l'hydrate de gaz, est essentiellement identique au gaz naturel conventionnel, le méthane étant le principal produit. Par conséquent, l'hydrate de gaz viendrait s'ajouter à la production de gaz naturel, lequel est un carburant fossile dont la combustion produit des émissions de CO<sub>2</sub> (un gaz à effet de serre). À court terme, le gaz pourrait remplacer le pétrole ou le charbon dans certaines utilisations (parce que ces carburants fossiles émettent plus de gaz à effet de serre par unité d'énergie), mais, à long terme, il faudra mettre fin à l'utilisation des carburants fossiles ou bien prendre des mesures importantes de capture et de piégeage du carbone.

Comme le méthane est un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le CO<sub>2</sub>, il faudra prendre des précautions importantes afin d'éviter que ce gaz s'échappe de l'hydrate de gaz pendant la production. Cela pourra se faire à l'aide d'une réglementation appropriée et avec des techniques soigneusement conçues. Les producteurs commerciaux auront tout intérêt à minimiser les pertes de gaz. Il faut également faire des recherches pour déterminer si le méthane présent sous forme d'hydrate pourrait être remplacé en toute sécurité par du CO<sub>2</sub>, comme on l'a vu dans la partie 5.1.

Il se pose également la question des considérations se rapportant à la « non-utilisation » de cette ressource qu'est l'hydrate de gaz. Nous pensons que, dans cette partie de la question, RNCan nous demandait d'évaluer le risque que de très grandes quantités d'hydrate de gaz se dissocient en raison du réchauffement planétaire et entraînent ainsi des dégagements de méthane dans l'atmosphère qui produiraient une rétroaction positive et accéléreraient encore davantage le réchauffement. Est-ce que l'exploitation de l'hydrate de gaz pourrait permettre de prévenir ou du moins d'atténuer cette dissociation accélérée, avec un impact net positif pour le changement climatique? En réponse à cette question, nous notons que toute activité concevable d'exploitation de l'hydrate de gaz au cours du présent siècle, de quelque ampleur qu'elle puisse être, conduirait à l'extraction et à la conversion d'une si petite fraction de la quantité totale de la ressource qu'elle aurait un impact négligeable sur la quantité totale d'hydrate de gaz et donc sur les dégagements éventuels de méthane dus à un réchauffement planétaire très important à long terme.

Il y a certaines incertitudes concernant la période qui s'écoulerait avant que le réchauffement planétaire commence à causer des dégagements massifs ou chroniques d'hydrate de gaz dans l'atmosphère, ce qui entraînerait probablement une rétroaction positive d'ampleur catastrophique pour le climat, étant donné l'effet puissant du méthane en tant que gaz à effet de serre. Mais l'extraction de l'hydrate de gaz n'est pas une option en vue d'empêcher de tels dégagements, en raison de la répartition des gisements d'hydrate de gaz sur l'ensemble de la planète. Il est indispensable de trouver d'autres moyens de minimiser l'utilisation des hydrocarbures ou d'entreposer de façon sécurisée de grands volumes de gaz à effet de serre.

Pour ce qui est des autres considérations relatives aux réglementations, aux compétences et à la dimension sociale qui affectent les perspectives d'exploitation de l'hydrate de gaz, les conclusions du comité sont les suivantes. Si les moratoires actuels sur l'exploration et le développement au large de la côte ouest du Canada sont maintenus, il ne sera pas possible d'exploiter l'hydrate de gaz dans cette région — mais l'avenir de ces moratoires est incertain. Sur la côte est, les Accords atlantiques fourniront probablement un cadre réglementaire dans lequel l'exploitation

de l'hydrate de gaz pourra se faire. Il sera crucial d'avoir une coopération entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des territoires si on veut que l'exploitation de l'hydrate de gaz se fasse dans le nord, où il y a de fortes pressions poussant à trouver des projets favorisant l'emploi dans la région. En même temps, on est très sensible, suite aux expériences passées, à la nécessité de faire participer les communautés locales et les peuples autochtones aux activités de développement des ressources dès les tout premiers stades sur la côte est, la côte ouest et dans le nord.

## En conclusion

La question globale à laquelle répond ce rapport est la suivante : « *Quels sont les défis à surmonter pour établir des opérations acceptables d'extraction des hydrates de gaz au Canada?* » Selon notre interprétation d'« opérations acceptables d'extraction » — à savoir la production de gaz naturel en quantités significatives sur le plan commercial à partir de l'hydrate de gaz au Canada —, il est probable que l'on n'y parvienne que si les conditions économiques des décennies à venir sont telles que le gaz naturel joue un rôle de transition important dans les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre, en remplaçant le charbon et le pétrole, et si le gaz extrait de l'hydrate de gaz peut faire concurrence, sur le plan économique, aux importations de GNL et aux autres sources d'énergie non conventionnelles, comme le MH. À long terme, il sera crucial d'avoir des méthodes pour éviter les émissions de CO<sub>2</sub> ou les piéger.

Même s'il ne semble pas y avoir de difficultés techniques insurmontables concernant la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz, il faudra des projets de démonstration de grande envergure pour établir la longévité et la sécurité des opérations d'extraction avant de pouvoir compter sur des investissements importants du secteur privé dans les hydrates de gaz. Dans les 10 à 20 prochaines années, les perspectives les plus encourageantes pour les tests de production d'hydrate de gaz semblent être dans les dépôts de sable sous le pergélisol et dans les sites où l'hydrate de gaz se trouve à proximité de sources conventionnelles de gaz naturel — où il permettrait de prolonger la durée de vie des installations dont la mise en place avait été justifiée du seul fait de la présence de gaz naturel conventionnel. Les difficultés seront de régler les problèmes qui se sont avérés être d'importance cruciale dans les autres projets d'extraction de ressources naturelles, c'est-à-dire de satisfaire les communautés locales et tous les paliers de gouvernement.

## Bibliographie

- Agalakov, S. E. 1989. *Geologo-geotizicheskava Otsenka Perspektiv Obnaruzheniya Gazovykh I Gazogidratnykh Zalezhey v Kriolitogidratozone Severa Zapadnoi Sibiri*. Thesis, Tumen.
- Ahlbrandt, T. S. 2002. "Future petroleum energy resources of the world". *International Geology Review*, 44:12, pp. 1092-1104.
- Alaska Oil and Gas Conservation Commission. 1981. "Gas bubbling in cellars of Kuparuk C pad wells". Public Record Letter from P. A. Dusen, ARCO Alaska to L. C. Smith, State of Alaska Oil and Gas Conservation Commissioner, Anchorage, Alaska.
- Andreassen, K., Berteussen, K. A., Sogmes, H., Henneberg, K., Langhammer, L., and J. Mienert. 2003. "Multicomponent ocean bottom cable data in gas hydrate investigation offshore of Norway". *Journal of Geophysical Research*, 108:B8, p. 2399, doi:10.1029/2002JB002245.
- Archer, D. 2007. "Methane hydrate stability and anthropogenic climate change". *Biogeosciences*, 4, pp. 521-44.
- Archer, D., and B. Buffett. 2005. "Time-dependent response of the global ocean clathrate reservoir to climatic and anthropogenic forcing". *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 6, Q03002, doi: 10.1029/2004GC000854.
- Baldwin, S. F. 2002. "Renewable energy: Progress and prospects". *Physics Today*, 55, pp. 62-67.
- Bellefleur, G., Riedel, M., and T. Brent. 2006. "Seismic characterization and continuity analysis of gas-hydrate horizons near Mallik research wells, Mackenzie Delta, Canada". *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, 25:5, pp. 599-604.
- Bellefleur, G., Riedel, M., Mair, S., and T. Brent. 2008. "An acoustic impedance inversion approach to detect and characterize gas hydrate accumulations with seismic methods: An example from the Mallik gas hydrate field, Northwest Territories, Canada". *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Bement, W. O., Bil, K., Drenth, A. J. J., Klomp, U. C., Roodhart, L. P., Sambell, R. H., Swinkels, W. J. A., White, D., and C. W. Zoons. 1998. "Are there 'show stoppers' to commercial gas hydrate production". *Proceedings of the International Symposium on Methane Hydrates – Resources in the Near Future?, Chiba City, Japan, October 2-22, 1998*.

- Berger T. R. (1977), *Le Nord : terre lointaine, terre ancestrale – Rapport de l'enquête sur le pipeline de la vallée du Mackenzie*, Ottawa, Approvisionnement et Services Canada.
- Bily, C., and W. L. Dick. 1974. "Naturally occurring gas hydrates in the Mackenzie Delta, N.W.T.". *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 22:3, pp. 340-52.
- Birchwood, R., Noeth S., and E. Jones. 2008. "Safe drilling in gas-hydrate prone sediments: Findings from the 2005 drilling campaign of the Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project (JIP)". *Fire in the Ice*, Methane hydrate newsletter, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Winter, pp. 1-4.
- Bolger, L., and E. Isaacs. 2003. *Shaping an integrated future*. Toronto: House of Anansi Press Available at: [http://www.advancededucation.gov.ab.ca/technology/wwwtechnology\\_asp/techprior/priorities.asp](http://www.advancededucation.gov.ab.ca/technology/wwwtechnology_asp/techprior/priorities.asp). [Accessed May 7, 2008.]
- Boswell, R., and T. Collett. 2006. "The gas hydrate resource pyramid". *Fire in the Ice*, Methane hydrate newsletter, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Fall, pp. 5-7.
- Boswell, R., Kleinberg, R., Collett, T. S., and M. Frye. 2007. "Exploration priorities for marine gas hydrate resources". *Fire in the ice*, Methane hydrate newsletter, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Spring/Summer, pp. 11-13.
- Bray, W. 1906. *Zeitschr. Physik. Chem*, 54, 569.
- Brent, T. A., Riedel, M., Caddel, M., Clement, M., Collett, T. S., and S. R. Dallimore. 2005. "Initial geophysical and geological assessment of an industry 3-D seismic survey covering the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate production research well". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.
- Bünz, S., Mienert, J., Vanneste, M., and K. Andreassen. 2005. "Gas hydrates at the Storegga Slide: Constraints from an analysis of multicomponent, wide-angle seismic data". *Geophysics*, 70:5, pp. B19-B34.
- Butler, R. M. 1994. "Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, development, performance and future". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 33:2, pp. 44-50.
- Chapman N. R., Pohlman, J. W., Coffin R. B., Chanton, J. P., and L. Lapham. 2004. "Thermogenic gas hydrates in the northern Cascadia Margin". *EOS*, American Geophysical Union, 85, pp. 361-65.

- Collett, T. S. 1993. "Natural gas hydrate of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska". *AAPG Bulletin*, 77:5, pp. 793-812.
- Collett, T. S. 2002. "Energy resource potential of natural gas hydrates". *AAPG Bulletin*, 86:11, pp. 1971-92.
- Collett, T. S., and S. R. Dallimore. 2002. "Detailed analysis of gas hydrate induced drilling and production hazards". In: Y.H. Mori (ed.). *Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan, May 19-23, 2002*, pp. 47-52.
- Collett, T. S., and G. D. Ginsburg. 1998. "Gas hydrates in the Messoyakha gas field of the West Siberian Basin—a re-examination of the geologic evidence". *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 8:1, pp. 22-29.
- Collett, T. S., and V. A. Kuuskraa. 1998. "Hydrates contain vast store of world gas resources". *Oil and Gas Journal*, 96:19, pp. 90-95.
- Collett, T. S., Lee, M. W., Dallimore, S. R., and W. F. Agena. 1999. "Seismic- and well-log-inferred gas hydrate accumulations on Richards Island". In: S. R. Dallimore, T. Uchida and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 544, pp. 357-76.
- Collett, T. S., Riedel, M., Boswell, R., Cochran, J. R., Kumar, P., Sethi, A. K., Sathe, A. V., and NGHP Expedition-01 Scientific Party. 2006. "International team completes landmark gas hydrate expedition in the offshore of India". *Fire in the Ice, Methane hydrate newsletter*, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Fall, pp. 1-4.
- Collett, T., Riedel, M., Cochran, J., Boswell, R., Presley, J., Kumar, P., Sathe, A., Sethi, A., Lall, M., Siball, V., and the NGHP Expedition 01 Scientific Party. 2008. *Indian National Gas Hydrate Program Expedition 01 Initial Reports*. Prepared by the U.S. Geological Survey and Published by the Directorate General of Hydrocarbons, Ministry of Petroleum & Natural Gas (India), 1 DVD.
- Cook, J. G., and D. G. Leaist. 1983. "An exploratory study of the thermal conductivity of methane hydrate". *Geophysical Research Letters*, 10:5, pp. 397-400.
- Craven, J. A., McNeice, G., Powell, B., Koch, R., Anneslev, I. R., Wood, G., and J. Mwenifumbo. 2003. "First look at data from a three-dimensional audio-magnetotelluric survey at the McArthur River mining camp, northern Saskatchewan". *Current Research*, Geological Survey of Canada, 25.

- D&S Petrophysical Consultants. 1983. "A study of well logs in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea to outline permafrost and gas hydrate occurrence". Earth Physics Branch—Energy Mines and Resources Canada, Open File 83-10.
- Dai, J., Banik, N., Gillespie, D., and N. Dutta. 2008. In press. "Exploration for gas hydrates in the Deepwater Northern Gulf of Mexico: model validation by drilling". *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier Science.
- Dai, J., Xu, H., Snyder, F., and N. Dutta. 2004. "Detection and estimation of gas hydrates using rock physics and seismic inversion: Examples from the Northern Deepwater Gulf of Mexico". *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, 23, pp. 60-66.
- Dallimore, S. R., and T. S. Collett. 1998. "Gas hydrates associated with deep permafrost in the Mackenzie Delta, N.W.T., Canada: Regional overview". In: A. G. Lewkowitz and M. Allard (eds.). *Permafrost, Seventh International Conference, June 23-27, Yellowknife, Canada*. Université Laval, Centre d'études nordiques, Collection Nordicana, pp. 196-206.
- Dallimore, S. R., and T. S. Collett. 2005. "Summary and implications of the Mallik 2002 gas hydrate production research well program". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*. *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.
- Dallimore, S. R., Uchida, T., and T. S. Collett. 1999. "JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 gas hydrate research well: Overview of science program". In: S. R. Dallimore, T. Uchida, and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*. *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 544, pp. 11-18.
- Dallimore, S. R., Wright, F., Nixon, F. M., Kurihara, M., Yamamoto, K., Fujii, T., Fujii, K., Numasawa, M., Yasuda, M., and Y. Imasato. 2008. "Geologic and porous media factors affecting the 2007 production response characteristics of the JOGMEC/NRCan/AURORA Mallik gas hydrate production". *Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Davidson, D.W. 1973. "Clathrate hydrates". In: F. Franks (ed.). *Water: A comprehensive treatise vol. 5*. New York: Plenum Press, pp.115-234.
- Davidson, D. W., Garg, S. K., Gough, S. R., Handa, Y. P., Ratcliffe, C. I., Ripmeester, J. A., Tse, J. S., and W. F. Lawson. 1986. "Laboratory analysis of a naturally occurring gas hydrate". *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 50, pp. 619-23.

- Davidson, D. W., Handa, Y. P., Ratcliffe, C. I., Tse, J. S., and B. M. Powell. 1984. "The ability of small molecules to form clathrate hydrates of structure II". *Nature (London)*, 311, pp. 142-43.
- Deaton, W. M., and E. M. Frost Jr. 1946. "Gas hydrates and their relation of the operation of natural-gas pipe lines". *U.S. Bureau of Mines Monograph 8*, pp. 1-108.
- Denholm, P., and G. L. Kulcinski. 2004. "Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems". *Energy Conversion and Management*, 45:13-14, pp. 2153-72.
- Dickens, G. R., Castillo, M. M., and J. C. G. Walker. 1997. "A blast of gas in the latest Paleocene: Simulating first-order effects of massive dissociation of oceanic methane hydrate". *Geology*, 25, pp. 259-62.
- Dobrynin, V. M., Korotajev, Y. P., and D. V. Plyushev. 1981. "Gas hydrates—a possible energy resource". In: R. F. Meyer and J. C. Olson (eds.). *Long-term energy resources*. Boston: Pitman, pp. 727-29.
- Englezos, P., and S. G. Hatrikiriakos. 1994, "Environmental aspects of clathrate hydrates". In: Sloan, Jr., J. Happel and M. A. Hnatow (eds.). *International conference on natural gas hydrates proceedings: Annals of the New York Academy of Science*, 715, pp. 270-82.
- Enkin, R. J., Baker, J., Nourgaliev, D., Iassonov, P., and T. S. Hamilton. 2007. "Magnetic hysteresis parameters and day plot analysis to characterize diagenetic alteration in gas hydrate-bearing sediments". *Journal of Geophysical Research*, Richmond: American Geophysical Union, 112, B06S90, doi:10.1029/2006JB004638.
- Ershov, E. D., and V. S. Yakushev. 1992. "Experimental research on gas hydrate decomposition in frozen rocks". *Cold Regions Science and Technology*, Amsterdam: New York Elsevier, 20, pp. 147-56.
- Franklin, L. J. 1981. "Hydrates in Arctic Islands". In: A. L. Bowsheer (ed.). *Proceedings of a Workshop on Clathrates (gas hydrates) in the National Petroleum Reserve in Alaska, Menlo Park, California, July 16-17, 1979*, U.S. Geological Survey Open-File Report 81-1298, pp. 18-21.
- Frye, Matthew (ed.). 2007. "Assessment of in-place gas hydrate resources – Gulf of Mexico outer continental shelf. U.S. Department of Interior; Minerals Management Service, Resource Evaluation Division, December 1, 2007. <http://www.mmms.gov/revaldiv/GasHydrateAssessment.htm>. [Accessed on August 6, 2008]

- Fujii, T., Namikawa, T., Okui, T., Kawasaki, M., Ochiai, K., Nakamizu, M., and Y. Tsuji. 2005. "Modes of occurrence and accumulation mechanism of methane hydrate—Result of METI exploratory test wells 'Tokai-oki to Kumano-nada'". In: T. Austvik (ed.). *Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, June 13-16, 2005, Trondheim, Norway, Vol. 3*, Paper 3041, pp. 974-79.
- Fyke, J. G., and A. J. Weaver. 2006. "The effect of potential future climate change on the marine methane hydrate stability zone". *Journal of Climate*, 19, pp. 5903-17.
- Gerami, S., and M. Pooladi-Darvish. 2006. "Material balance and boundary-dominated flow models for hydrate-capped gas reservoirs". *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24-27, 2006*, SPE 102234.
- Gerami, S., and M. Pooladi-Darvish. 2007. "Effect of hydrates on sustaining reservoir pressure in a hydrate-capped gas reservoir". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46:10, pp. 38-48.
- Goel, N. 2006. "In situ hydrate dissociation with carbon dioxide sequestration: Current knowledge and issues". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51, pp. 169-84.
- Gorman, A. R., Holbrook, W. S., Hornbach, M. J., Hackwith, K. L., Lizarralde, D., and I. Pecher. 2002. "Migration of methane gas through the hydrate stability zone in a low flux hydrate province". *Geology*, 30, pp. 327-30.
- Gough C., Shackley, S., and M. G. R. Cannell. 2002. "Evaluating the options for carbon sequestration". Tyndall Centre for Climate Change Research, Manchester, Technical Report 2, UMIST.
- Grevermeyer, I., Diaz-Naveas, J., Ranero, C. R., and H. W. Villinger. 2003. "Heat flow over the descending Nazca plate in central Chile, 32°S to 41°S: Observations from ODP Leg 202 and the occurrence of natural gas hydrates". *Earth and Planetary Science Letters*, 213:3-4, 25, pp. 285-98, doi:10.1016/S0012-821X(03)00303-0.
- Haacke, R. R., Hyndman, R. D., Schmidt, U., Stoian, I., Riedel, M., and G. D. Spence. 2007. "Studies of gas hydrate and associated free gas in the Korean East Sea from seismic reflection data". GSC Report to Korea Institute of Geology, Mining and Mineral Resources (KIGAM) and Gas Hydrate R&D Organization, Korea.
- Hammerschmidt, E. G. 1934. "Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines". *Industrial and Engineering Chemistry*, 26, pp. 851-55.

- Hancock, S.H. 2008. "Development of Gas Hydrates". Presented at the New Zealand Petroleum Conference, Auckland, March 2008.
- Hancock, S. H., Dallimore, S. R., Collett, T. S., Carle, D., Weatherill, B., Satoh, T., and T. Inoue. 2005. "Overview of pressure-drawdown production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate production research well". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.), Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada, 585.
- Hancock, S., Okazawa, T., and K. Osadetz. 2005. "A preliminary investigation on the economics of onshore gas hydrate production". Presented at the 7th Annual Conference on Unconventional Gas, Calgary, Alberta, November 8-10, 2005.
- Handa, Y. P. 1986a. "Calorimetric determinations of the compositions, enthalpies of dissociation, and heat capacities in the range 85 to 270-K for clathrate hydrates of xenon and krypton". *Journal of Chemical Thermodynamics*, 18:9, pp. 891-902.
- Handa, Y. P. 1986b. "Composition, enthalpies of dissociation and heat capacities in the range 85 – 270K for clathrate hydrates of methane, ethane and propane and enthalpy of dissociation of isobutane hydrate as determined by a heat-flow calorimeter". *Journal of Chemical Thermodynamics*, 18, pp. 915-21.
- Handa, Y. P., and D. Y. Stupin. 1992. "Thermodynamic properties and dissociation characteristics of methane and propane hydrates in 70-Å-radius silica gel pores". *Journal of Physical Chemistry*, 96, pp. 8599-603.
- Hardage, B. A., Backus, M. M., DeAngelo, M. V., Fomel, S., Graebner, R. J., Murray, P., and L. J. Wood. 2002. "Characterizing marine gas-hydrate reservoirs and determining mechanical properties of marine gas-hydrate strata with 4-component ocean-bottom-cable seismic data". The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, DOE Final Report, DE-FC26-00NT41024.
- Hardy and Associates Ltd. 1984. "A study of well logs in the Northwest Territories and Yukon to outline permafrost thickness and gas hydrate occurrence". Earth Physics Branch—Energy Mines and Resources Canada, Open File 84-8, 1-2.
- Hatzikiriakos, S. G., and P. Englezos. 1993. "The relationship between global warming and methane gas hydrates in the earth". *Chemical Engineering Science*, 48, pp. 3963-69.
- Hayes, D. E. 2008. "Marine geology". *AccessScience@McGraw-Hill*, <http://www.accessscience.com>, doi: 10.1036/1097-8542.406200.

- Hesse, R., and W. E. Harrison. 1981. "Gas hydrates (clathrates) causing pore water freshening and oxygen isotope fractionation in deep water sedimentary sections of terrigenous continental margins". *Earth and Planetary Science Letters*, 55:3, pp. 453-62.
- Hesselbo, S. P., Grocke, D. R., Jenkyns, H. C., Bjerrum, C. J., Farrimond, P., Morgans Bell, H. S., and O. R. Green. 2000. "Massive dissociation of gas hydrate during a Jurassic oceanic anoxic event". *Nature*, 406, pp. 392-95.
- Hirohama, S., Shimoyama, Y., and A. Wakabayashi. 1996. "Conversion of CH<sub>4</sub>-hydrate to CO<sub>2</sub>-hydrate in liquid CO<sub>2</sub>". *Journal of Chemical Engineering Japan*, 29:6, p. 1014.
- Hobro, J. W. D., Minshull, T. A., Singh, S. C., and S. Chand. 2005. "A three-dimensional seismic tomographic study of the gas hydrate stability zone, offshore Vancouver Island". *Journal of Geophysical Research*, 110, doi:10.1029/2004JB003477.
- Holder, G. D., Angert, P. F., John, V. T., and S. Yen. 1982. "A thermodynamic evaluation of thermal recovery of gas from hydrates in the earth". *Journal of Petroleum Technology*, 34:5, pp. 1127-32.
- Holland, M., and P. Schultheiss. 2008. "Detailed gas hydrate morphologies in pressure cores from NGHP Expedition 01, 2006 and other gas hydrate field studies". Presented at the NGHP Gas Hydrate Conference 2008, New Delhi, India, February 6-8, 2008.
- Hong, H., and M. Pooladi-Darvish. 2005. "Simulation of depressurization for gas production from gas hydrates reservoirs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 44:11, pp. 39-46.
- House, K. Z., Schrag, D. P., Harvey, C. F., and K. S. Lackner. 2006. "Permanent carbon dioxide storage in deep-sea sediments". *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 103:33, pp. 12291-95.
- Hovland, M., and O. T. Gudmestad. 2001. "Potential influence of gas hydrates on seabed installations". In: C. K. Paull and W. P. Dillon (eds.). *Natural gas hydrates*. Washington, D.C.: American Geophysical Union, Geophysical Monograph Series, 124, pp. 300-309.
- Hunter, R. B., Digert, S. A., Boswell, R., and T. S. Collett. 2007. "Alaska gas hydrate research and stratigraphic test preliminary results". *Proceedings of Arctic Energy Summit, Anchorage, Alaska, Institute of the North, October 2007*.
- Hyndman, R. D., and E. E. Davis. 1992. "A mechanism for the formation of methane hydrate and sea floor bottom-simulating reflectors by vertical fluid expulsion". *Journal of Geophysical Research*, 97, pp. 7025-41.

- Hyndman, R. D., Moran, K., and T. Yuan. 1999. "The concentration of deep sea gas hydrates from downhole resistivity logs and laboratory data". *Earth and Planetary Science Letters*, 172:1-2, pp. 167-77.
- Hyndman, R. D., and G. D. Spence. 1992. "A seismic study of methane hydrate marine bottom stimulating reflectors". *Journal of Geophysical Research*, 97:B5, pp. 6683-98.
- Hyndman, R. D., Spence, G. D., Chapman, R., Riedel, M. and R. N. Edwards. 2001. "Geophysical studies of marine gas hydrate in Northern Cascadia". *Geophysical Monograph*, 124, pp. 273-95.
- Inks, T., Lee, M., Avena, W., Taylor, D., Collett, T., Hunter, R., and M. Zyrianova. 2008. In press. "Seismic prospecting for gas hydrate and associated free-gas prospects in the Milne Point Area of Northern Alaska". In: T. Collett, A. Johnson, R. Boswell and C. Knapp (eds.). *Natural Gas Hydrates: Energy Resource and Associated Geologic Hazards*. American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Hedberg Special Publication.
- Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2007. Site accessible à : <http://www.ipcc.ch/languages/french.htm>.
- Agence internationale de l'énergie, 2006, *Perspectives énergétiques mondiales*, Paris, Agence internationale de l'énergie.
- Jaccard, M. 2005. *Sustainable fossil fuels*. New York: Cambridge University Press.
- Jaramillo P., Griffin, M. W., and S. H. Matthews. 2007. "Comparative life-cycle air emissions of coal, domestic natural gas, LNG, and SNG for electricity generation". *Environmental Science and Technology*, 41:17, pp. 6290-96.
- Judge, A. S. 1986. "Permafrost distribution and the Quaternary history of the Mackenzie-Beaufort region: A geothermal perspective". In: J. A. Heginbottom and J.-S. Vincent (eds.). *Correlation of Quaternary deposits and events around the margin of the Beaufort Sea*. Geological Survey of Canada, Open File Report, 1237, pp. 41-45.
- Judge, A. S., Jones, I. G., and C. F. M. Lewis. 1990. "Gas hydrates". In: M. Keen and G. Williams G. (eds.). *Geology of the continental margin of eastern Canada*, Geological Survey of Canada, Geology of Canada, 2, p. 771-74.
- Judge, A. S., and J. A. Majorowicz. 1992. "Geothermal conditions for gas hydrate stability in the Beaufort-Mackenzie area: The global change aspect". *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleocology (Global and Planetary Change)*, 98, pp. 251-63.

- Judge, A. S., Smith, S. L., and J. Majorowicz. 1994. "The current distribution and thermal stability of natural gas hydrates in the Canadian polar regions". In: J. S. Chung, B. J. Natvig and B. M. Das (eds.). *Proceedings of the Fourth International Offshore and Polar Engineering Conference, Osaka, Japan, April 10-15, 1994*, Vol.1. The International Society of Polar Engineering, pp. 307-13.
- Katz, M. E., Pak, D. K., Dickens, G. R., and K. G. Miller. 1999. "The source and fate of massive carbon input during the last Paleocene thermal maximum". *Science*, 286:5444, pp. 1531-33.
- Kennedy, M., Mrofka, D., and C. von der Borch. 2008. "Snowball Earth termination by destabilization of equatorial permafrost methane clathrate". *Nature*, 453, May 29, pp. 642-45.
- Kim, H. C., Bishnoi, P. R., Heidemann, R. A., and S. S. Rizvi. 1987. "Kinetics of methane hydrate decomposition". *Chemical Engineering Science*, 42:7, pp. 1645-53.
- Kennett, J. P., Cannariato, K. G., Hendy, I. L., and R. J. Behl. 2000. "Carbon isotopic evidence for methane hydrate instability during quaternary interstadials". *Science*, 288:5463, pp. 128-33.
- Klauda, J. B., and S. I. Sandler. 2005. "Global distribution of methane hydrate in ocean sediment". *Energy and Fuels*, 19, pp. 459-70.
- Kulenkampff, J., and E. Spangenberg. 2005. "Physical properties of cores from the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate production research well under simulated in situ conditions using the field laboratory experimental core analysis system (FLECAS)". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.
- Kurihara, M., Funatsu, K., Kusaka, K., Yasuda, M., Dallimore, S. R., Collett, T. S., and S. H. Hancock. 2005. "Well-test analysis for gas hydrate reservoirs: examination of parameters suggested by conventional analysis for the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate production research well". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585, p. 31.
- Kurihara, M., Ouchi, H., Inoue, T., Yonezawa, T., Masuda, Y., Dallimore, S. R., and T. S. Collett. 2005. "Analysis of the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate thermal-production test through numerical simulation".

- In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585, p. 20.
- Kvenvolden, K. A. 1988a. "Methane hydrate—a major reservoir of carbon in the shallow geosphere?". *Chemical Geology*, 71:1-3, pp. 41-51.
- Kvenvolden, K. A. 1988b. "Methane hydrates and global climate". *Global Biogeochemical Cycles*, 2, pp. 221-29.
- Kvenvolden, K. A. 1993. "A primer in gas hydrates". In: D. G. Howell (ed.). *The future of energy gases*. U.S. Geological Survey Professional Paper 1570, pp. 279-92.
- Kvenvolden, K. A. 1999. "Potential effects of gas hydrate on human welfare". *Proceedings of the National Academy of Science*. 96, pp. 3420-26.
- Kvenvolden, K. A., and G. E. Claypool. 1988. "Gas hydrates in oceanic sediment". U.S. Geological Survey Open-File Report 88:216.
- Kvenvolden, K. A., and B. W. Rogers. 2005. "Gaia's breath – global methane exhalations. *Marine and Petroleum Geology*, 22, pp. 579-90.
- LeBlanc, C., Loudon, K., and D. Mosher. 2007. "Gas hydrates off eastern Canada: Velocity models from wide-angle seismic profiles on the Scotian slope". *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier Science, 24, pp. 321-35.
- Lee, H., Seo, Y., Seo, Y. T., Moudrakovski, I. L., and J. A. Ripmeester. 2003. "Recovering methane from solid methane hydrate with carbon dioxide". *Angewandte Chemie International Edition*, 42:41, p. 5048.
- Lee, J. H., Baek, Y. S., Ryu, B. J., Riedel, M., and R. D. Hyndman. 2005. "A seismic survey to detect natural gas hydrate in the East Sea of Korea". *Marine Geophysical Researches*, 26:1, pp. 51-59.
- Lee, M., Collett, T., and T. Inks. 2005. "Seismic attribute analysis for gas-hydrate and free-gas prospects on the North Slope of Alaska". In: T. Collett and A. Johnson (eds.). *Natural gas hydrates: Energy resource and associated geologic hazards*. AAPG Hedberg Special Publication.
- Liu, C. S., Schnürle, P., Wang, Y., Chung, S. H., Chen, S. C., and T. H. Hsuan. 2006. "Distribution and characters of gas hydrate offshore of southwestern Taiwan". *Terrestrial Atmospheric and Oceanic Sciences*, 17, pp. 615-44.
- Liu, X., and P. B. Flemings. 2007. "Dynamic multiphase flow model of hydrate formation in marine sediments". *Journal of Geophysical Research*, 112, B03101, doi:10.1029/2005JB004227.

- Locat, J., and J. Mienert (eds.). 2003. *Submarine mass movements and their consequences: 1<sup>st</sup> International Symposium*. Dordrecht & Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Long, P. E., Ussler III, W., Weinberger, J. L., Riedel, M., and A. M. Tréhu. 2004. "Quantification of gas hydrate abundance from infrared imaging of sub-seafloor cores". AAPG Hedberg conference, September 2004, Search and Discovery article #90035.
- Lu, H., Dutrisac, R., Ripmeester, J. A., Wright, F., and T. Uchida. 2005. "Gas hydrate saturation and its distribution in the sediments of Mallik 5L-38, Mackenzie Delta, NWT, Canada", *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585, p. 106.
- Lu, H., Moudrakovski, I., Riedel, M., Spence, G., Dutrisac, R., Ripmeester, J., Wright, F., and S. Dallimore. 2005. "Occurrences and structural characterization of gas hydrates associated with a cold vent field, offshore Vancouver Island", *Journal of Geophysical Research*, 110, B10204.
- Lu, H., Seo, Y. T., Lee, J. W., Moudrakovski, I., Ripmeester, J. A., Chapman, N. R., Coffin, R. B., Gardner, G., and J. Pohlman. 2007. "Complex gas hydrate from the Cascadia margin". *Nature*, 445: 7125, pp. 303-306.
- Lu, S., and G. A. McMechan. 2004. "Elastic impedance inversion of multi-channel seismic data for estimation of gas hydrate and free-gas distribution and concentration". *Geophysics*, 69, pp. 164-79.
- Lykousis, D., Sakellariou, D., and J. Locat (eds.). 2007. *Submarine mass movements and their consequences: 3<sup>rd</sup> International Symposium*. Berlin: Springer.
- Maass, O., and E. H. Boomer. 1922. "Vapor densities at low pressures and over an extended temperature range. I. The properties of ethylene oxide compare to oxygen compounds of similar molecular weight". *Journal of the American Chemical Society*, 44, pp. 1709-28.
- MacDonald, G. T. 1990. "The future of methane as an energy resource". *Annual Review of Energy*, 15, pp. 53-83.
- MacDonald, I. R., Guinasso, N. L., Sassen, R., Brooks, J. M., Lee, L., and K. T. Scott. 1994. "Gas hydrate that breaches the sea floor on the continental slope of the Gulf of Mexico". *Geology*, 22:8, pp. 699-702.
- Majorowicz, J. A., and K. G. Osadetz. 2001. "Gas hydrate distribution and volume in Canada". *AAPG Bulletin*, AAPG. 85:7, pp. 1211-30.
- Majorowicz, J. A., and K. G. Osadetz. 2003. "Natural gas hydrate stability in the east coast offshore-Canada". *National Resources Research*. Netherlands: Springer, 12:2, pp. 93-104.

- Makogon, Y. F. 1981. *Hydrates of natural gas*. Tulsa: Penn Well Books.
- Makogon, Y. F., and Medovskiy. 1969. *D. I. Minist. Gazov, Prom., Geolog*, 1, 52.
- Makogon, Y. F., Trebin, F. A., Trofimuk, A. A., Tsarev, V. P., and N. V. Chersky. 1971. *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 196, p. 203.
- Mansell, R., and R. Schlenker. 2004. "An evaluation of the economic impacts associated with the Mackenzie Valley Gas Pipeline and Mackenzie Delta Gas Development: An update". A study prepared for Resources, Wildlife and Economic Development, Government of the Northwest Territories, and TransCanada PipeLines Ltd.
- Maslin, M. A. and E. Thomas. 2003. "Balancing the deglacial global carbon budget: The hydrate factor". *Quaternary Science Reviews*, 22:15-17, pp. 1729-36.
- Masuda, F. 1993. "Sequence stratigraphy; application to strata exposed to land in Japan". *Journal of the Japanese Association of Petroleum Technology*, 58:4, pp. 292-310.
- Matsuzawa, M., Umezu, S., and K. Yamamoto. 2006. "Evaluation of Experiment Program 2004: Natural hydrate exploration campaign in the Nankai-Trough offshore Japan". *Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, February 21-23, 2006*, IADC/SPE 98960.
- McIver, R. D. 1981. "Gas hydrates". In: R. F. Meyer and J. C. Olson (eds.). *Long-term energy resources*. Boston: Pitman, pp. 713-26.
- Medioli, B. E., Wilson, N., Dallimore, S. R., Paré, D., Brennan-Alpert, P., and H. Oda. 2005. "Sedimentology of the cored interval, JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production well, Mackenzie Delta, Northwest Territories". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.
- Meyer, R. F. 1981. "Speculations on oil and gas resources in small fields and unconventional deposits". In: R. F. Meyer and J. C. Olson (eds.). *Long-term energy resources*. Boston: Pitman, pp. 49-72.
- Milkov, A. V., Claypool, G. E., Lee, Y.-J., Xu, W., Dickens, G. R., Borowski, W. S., and the Ocean Drilling Program Leg 204 Scientific Party. 2003. "In situ methane concentrations at Hydrate Ridge, offshore Oregon: New constraints on the global gas hydrate inventory from active margins". *Geology*, 31:10, pp. 833-36.

- Miller, S. L. 1961. "The occurrence of gas hydrates in the solar system". *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 47, pp. 1798-1808.
- Mineral Management Services. 2008. "Preliminary evaluation of in-place gas hydrate resources: Gulf of Mexico outer continental shelf". OCS Report MMS 2008-004, <http://www.mms.gov/revaldiv/GasHydrateAssessment.htm>.
- Mohanty, K., Cook, B., Hakimuddin, M., Pitchumani, R., Ogunlana, D., Burger, J., and J. Shillinglaw. 2006. "Petrophysical characterization and reservoir simulator for methane gas production from Gulf of Mexico hydrates". U.S. DOE Technical Report, Westport Technology Center, doi: 10.2172/920371.
- Moniz, E. J., and M. A. Kenderdine. 2002. "Meeting energy challenges: Technology and policy". *Physics Today*, 55, pp. 40-46.
- Morgan, J. J., Blackwell, V. R., Johnson, D. E., Spencer, D. F., and W. J. North. 1999. "Hydrate formation from gaseous CO<sub>2</sub> and water". *Environmental Science and Technology*, 33, pp. 1448-52.
- Moridis, G. 2003. "Numerical studies of gas production from methane hydrates". *Society of Petroleum Engineers Journal*, 32:8, pp. 359-70.
- Moridis, G., Collett, T., Dallimore, S., Inoue, T., and T. Mroz. 2005. "Analysis and interpretation of the thermal test of gas hydrate dissociation in the JAPEX/JNOC/GSC Mallik 5L-38 Gas Hydrate Production Research Well". Lawrence Berkeley National Laboratory, Report No. 57296. In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.
- Moridis, G. J., and M. T. Reagan. 2007. "Gas production from oceanic class 2 hydrate accumulations", Offshore Technology Conference, 18866.
- Mosher, D., Bigg, S., and A. LaPierre. 2006. "3D seismic versus multibeam sonar seafloor surface renderings for geohazard assessment: Case examples from the central Scotian Slope". *The Leading Edge*, 25, pp. 1484-94.
- Mosher, D. C., Loudon, K., LeBlanc, C., Shimeld, J., and K. Osadetz. 2005. "Gas hydrates offshore Eastern Canada: Fuel for the future?". *Proceedings of the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2-5, 2005*, OTC Paper 17588.
- Moudrakovski, I. L., McLaurin, G. E., Ratcliffe, C. I., and J. A. Ripmeester. 2004. "Methane and carbon dioxide hydrate formation in water droplets: Spatially resolved measurements from magnetic resonance microimaging". *Journal of Physical Chemistry B*, 108, pp. 17591-95.

- Office national de l'énergie (2004), *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation / Évaluation du marchés de l'énergie*, avril 2004.
- Office national de l'énergie (2007), *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030 / Évaluation du marchés de l'énergie*, novembre 2007.
- Ng, H.-Y., and D. B. Robinson. 1976. "The Measurement and Prediction of Hydrate Formation in Liquid Hydrocarbon-Water Systems". *Industrial & Engineering Chemical Fundamentals*, 15:4, p. 293.
- Nimblett, J. N., Shipp, R. C., and F. Strijbos. 2005. "Gas hydrate as a drilling hazard: Examples from global deepwater settings". *Proceedings of the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2-5, 2005*, OTC Paper 17476.
- Norris, R. D., and U. Röhl. 1999. "Carbon cycling and chronology of climate warming during the Palaeocene/Eocene transition". *Nature*, 401:6755, pp. 775-78.
- Novosel, I., Spence, G. D., and R. D. Hyndman. 2005. "Reduced magnetization produced by increased methane flux at a gas hydrate vent". *Marine Geology*, 216:4, pp. 265-74.
- Numasawa, M., Dallimore S. R., Yamamoto K., Yasuda, M., Imasato Y., Mizuta, T., Kurihara, M., Masuda, Y., Fujii, T., Fujii, K., Wright, J. F., Nixon, F. M., Cho, B., Ikegami, T., and H. Sugiyama. 2008. "Objectives and operation overview of the JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik Gas Hydrate Production Test". *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Ommer, R., and Coasts Under Stress research project team. 2007. *Coasts under stress: Restructuring and social ecological health*. Montreal and Kingston: McGill-Queen's University Press.
- Osadetz, K., *et al.* 2007. "Gas hydrate—fuel of the not so distant future?". Presented at the 9th Annual Far North Oil and Gas Forum, November 26-27, 2007, Calgary, Alberta.
- Osadetz, K. G., and Z. Chen. 2005. "A re-examination of Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin gas hydrate resource potential using a petroleum system approach". In: T. Austvik (ed.), *Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, June 13-16, 2005*, Vol. 2.

- Osadetz, K., Dallimore, S., Hyndman, R., Mosher, D., Wright F., and M. Riedel. n.d. "Gas hydrates – fuel of the future: Characteristics, occurrences, significance and resource potential". Natural Resources Canada presentation to the National Energy Board, Energy Futures Series. Available at: [http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfir/cnslttrnd1/kirk\\_osadetz.pdf](http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfir/cnslttrnd1/kirk_osadetz.pdf). [Accessed May 7, 2008].
- Ota, M., Saito, T., Aida, T., Watanabe, M., Sato, Y., Smith, R. L., and H. Inomate. 2007. "Macro and microscopic CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> replacement in CH<sub>4</sub> hydrate under pressurized CO<sub>2</sub>". *AIChE Journal*, 53:10, pp. 2715-21.
- Pacala, S., and R. Socolow. 2004. "Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies". *Science*, 305, pp. 968-72.
- Padden, M., Weissert, W., and M. de Rafelis. 2001. "Evidence for late Jurassic release of methane from gas hydrate". *Geology*, 29, pp. 223-26.
- Palacky, G. J., and L. E. Stephens. 1992. "Detection of subbottom ice-bonded permafrost on the Canadian Beaufort shelf by ground electromagnetic measurements". *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, 57, pp. 1419-27.
- Park, K.-P., Bahk, J.-J., Kwon, Y., Kim, G. Y., Riedel, M., Holland, M., Schultheiss, P., Rose, K., and the UBGH-1 Scientific Party. 2008. "Korean National Program Expedition confirms rich gas hydrate deposit in the Ulleung Basin, East Sea". *Fire in the Ice*, Methane hydrate newsletter, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Spring, pp. 6-9.
- Park, Y., Kim, D.-Y., Lee, J.-W., Huh, D.-J., Park, K.-P., Lee, J., and H. Lee. 2006. "Sequestering carbon dioxide into complex structures of naturally occurring gas hydrates". *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 103:34, pp. 12690-94.
- Pauling, L. 1961. "A molecular theory of general anesthesia". *Science*, 134, pp. 15-21.
- Pauling, L. 1964. "The hydrate microcrystal theory of general anesthesia". *Anesthesia and Analgesia*, 43, pp. 1-10.
- Paull, C. K., Matsumoto, R., and P. J. Wallace (eds.). 1996. "Initial reports—gas hydrate sampling on the Blake Ridge and Carolina Rise". *Proceedings of the Ocean Drilling Program*, Vol. 164.
- Paull, C. K., Ussler, W., Dallimore, S. R., Blasco, S. M., Lorenson, T. D., Melling, H., Medioli, B. E., Nixon, F. M., and F. A. McLaughlin. 2007. "Origin of pingo-like features on the Beaufort Sea shelf and their possible relationship to decomposing methane gas hydrates". *Geophysical Research Letters*, 34, L01603, doi: 10.1029/2006GL027977.

- Peng, D.-Y., and D. B. Robinson. "A new two-constant equation of state". *Industrial & Engineering Chemical Fundamentals*, 15:1, p. 59.
- Petroleum Technology Alliance Canada. 2006. *Unconventional gas technology roadmap – Filling the gap*. June 2006.
- Pooladi-Darvish, M. 2004. "Gas production from hydrate reservoirs and its modelling". *Journal of Petroleum Technology*, June, pp. 30-36.
- Priest, J. A., Best, A. I., and C. R. I. Clayton. 2005. "A laboratory investigation into the seismic velocities of methane gas hydrate-bearing sand". *Journal of Geophysical Research*, American Geophysical Union, 110, B04102, doi: 10.1029/2004JB003259.
- Rachold, V., Bolshiyarov, D. Y., Grigoriev, M. N., Hubberten, H.-W., Junker, R., Kunitsky, V. V., Merker, F., Overduin, P., and W. Schneider. 2007. "Nearshore Arctic subsea permafrost in transition". *EOS*, American Geophysical Union, 88:13, pp.139-40.
- Reeburgh, W. S. 2007. "Oceanic methane biogeochemistry". *Chemical Reviews*, 107, pp. 486-513.
- Riedel, M. 2007. "4D seismic time-lapse monitoring of an active cold vent, northern Cascadia margin". *Marine Geophysical Researches*, Dordrecht: D. Reidel Pub. Co., 28:4, doi: 10.1007/s11001-007-9037-2.
- Riedel, M., Collett, T. S., Malone, M. J., and the Expedition 311 Scientists. 2006. *Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program*. Washington, D.C.: Integrated Ocean Drilling Program.
- Riedel, M., Collett, T., Malone, M., Akiba, F., Blanc-Vallerson, M., Ellis, M., Guerin, G., Hashimoto, Y., Heuer, V., Higashi, Y., Holland, M., Jackson, P., Kaneko, M., Kastner, M., Kim, J.-H., Kitajima, H., Long, P., Malinverno, A., Myers, G., Palekar, L., Pohlman, J., Schultheiss, P., Teichert, B., Torres, M., Tréhu, A., Wang, J., Worthmann, U., and H. Yoshioka. 2006. "Gas hydrates transect across northern Cascadia Margin". *EOS*, American Geophysical Union, 87:33, pp. 325-32.
- Riedel, M., Hyndman, R. D., Spence, G. D., and N. R. Chapman. 2002. "Seismic investigations of a vent field associated with gas hydrates, offshore Vancouver Island". *Journal of Geophysical Research*, American Geophysical Union, Solid Earth 107 (#B9), 2200.
- Ripmeester, J. A. 2007. "Improving our understanding of gas hydrate formation processes: The importance of multi-technique approaches". In: W. Kuhs (ed.). *Physics and chemistry of ice*. Cambridge: RSC Publishing, pp. 59-71.

- Ripmeester, J. A., and D. W. Davidson. 1981. "<sup>129</sup>Xe NMR in the clathrate hydrate of xenon". *Journal of Molecular Structure*, 75, pp. 67-72.
- Ripmeester, J. A., Lu, H., Moudrakovski, I. L., Dutrisac, R., Wilson, L. D., Wright, E., and S Dallimore. 2005. "Structure and composition of hydrate in sediment recovered from Mallik 5L-38, Mackenzie Delta, NWT, Canada: X-ray diffraction, raman and solid-state NMR spectroscopy", *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585, p. 89.
- Ripmeester, J. A. and C. I. Ratcliffe. 1988. "Low temperature CP/MAS <sup>13</sup>C NMR of solid methane hydrate: Structure, cage occupancy and hydration number". *Journal of Physical Chemistry*, 97, pp. 337-39.
- Ruppel, C., Driscoll, N., Jones, E., and T. Collett. 2008. "Initial science results of the March 2005 Gas Hydrate Field Program". U.S. DOE/Chevron Gulf of Mexico Joint Industry Projects, Marine and Petroleum Geology.
- Sassen, R., and I. R. MacDonald. 1994. "Evidence of structure H hydrate, Gulf of Mexico continental slope". *Organic Geochemistry*, 22:6, pp. 1029-32.
- Satoh, T., Dallimore, S. R., Collett, T. S., Inoue, T., Hancock, S. H., Moridis, G. J., and B. Weatherill. 2005. "Production-test planning for the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 gas hydrate production research well". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585, p. 11.
- Schneider, S. H. 1990. "The global warming debate: Science or politics?". *Environmental Science & Technology*, 24, pp. 432-35.
- Schultheiss, P.J., Francis, T.J. G., Holland, M., Roberts, J. A., Amann, H., Thjunjoto, Parkes, R. J., Martin, D., Rothfuss, M., Tyunder, F., and P. D. Jackson. 2004. In press. "Pressure coring, logging and sub-sampling with the HYACINTH system". In: *New ways of looking at sediment cores and core data*. Geological Society Special Publication.
- Schwalenberg, K., Willoughby, E. C., Mir, R., and R. N. Edwards. 2005. "Marine gas hydrate signatures in Cascadia and their correlation with seismic blank zones". *First Break*, 23, pp. 57-63.
- Schwalenberg, K., Willoughby, E. C., Yuan, J., Cairns, G., Sepulveda, J., Edwards, R. N., and J. Diaz-Naveas. 2004. "A controlled-source electromagnetic experiment for gas hydrate assessment: First results from the Chilean margin", *Eos Transactions*, American Geophysical Union, 85:17, Jt. Assem. Supl., Abstract.

- Selim, M. S., and E. D. Sloan. 1990. "Hydrate dissociation in sediment". *SPE Reservoir Engineering*, 3:3, pp. 245-51.
- Shimeld, J., Mosher, D., Loudon, K., LeBlanc, C., and K. Osadetz. 2004. "Bottom simulating reflectors and hydrate occurrences beneath the Scotian Slope, offshore Eastern Canada". AAPG Hedberg conference abstract.
- Shimeld, J., Jackson, R., and J. Verhoef. 2006. "Further understanding of Arctic marine geology through the United Nations Convention on the Law of the Sea". *Atlantic Geology*, 42:1, p. 113.
- Schultz, M. G., Thomas, D., Brasseur, G. P., and W. Zittel. 2003. "Air pollution and climate forcing impacts of a global hydrogen economy". *Science*, 302, pp. 624-27.
- Sloan, E. D., Jr. 1998. "Clathrate hydrates of natural gases (2<sup>nd</sup> ed.) revised and expanded". New York: Marcel Dekker Inc.
- Sloan, E. D. Jr. 2003. "Fundamental, principals and applications of natural gas hydrates". *Nature*, 426, pp. 353-59.
- Sloan, E. D., Jr., and C. A. Koh. 2007. *Clathrate hydrates of natural gases* (3<sup>rd</sup> ed.). Chemical Industries Series 119, Boca Raton, Florida: CRC Press.
- Sluijs, A., Brinkhuis, H., Schouten, S., Bohaty, S. M., John, C. M., Zachos, J. C., Reichart, G.-J., Sinninghe Damste, J. S., Crouch, E. M., and G. R. Dickens. 2007. "Environmental precursors to rapid light carbon injection at the Palaeocene/Eocene boundary". *Nature*, 450, pp. 1218-21.
- Smith, S. L., and A. S. Judge. 1993. *Gas hydrate database for Canadian Arctic and selected East Coast wells*. Geological Survey of Canada, Open File Report, 2746.
- Smith, S. L., and A. S. Judge. 1995. "Estimate of methane hydrate volumes in the Beaufort Mackenzie region, Northwest Territories". *Current Research 1995*, Part B, Geological Survey of Canada, pp. 81-88.
- Smith, D. H., Wilder, J. W., and K. Seshadri. 2001. "Methane hydrate equilibria in silica gels with broad pore-size distributions". *AIChE Journal*, 48:2, pp. 393-400.
- Sowers, T. 2006. "Late quaternary atmospheric CH<sub>4</sub> isotope record suggests marine clathrates are stable". *Science*, 311:5762, pp. 838-40.
- Spence, G. D., Chapman, N. R., and R. D. Hyndman. 2001. "Fishing trawler nets massive 'catch' of methane hydrates". *EOS Transactions*, American Geophysical Union, 82, pp. 623-27.

- Spence, G. D., Hyndman, R. D., Chapman, N. R., Riedel, M., Edwards, R. N., and J. Yuan. 2000. "Cascadia Margin, northeast Pacific Ocean: Hydrate distribution from geophysical investigations". In: M. D. Max (ed.). *Natural Gas Hydrate in Ocean and Permafrost Environments*. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, pp. 183-98.
- Stoll, R. D., Ewing, J., and G. M. Bryan. 1971. "Anomalous wave velocities in sediments containing gas hydrates". *Journal of Geophysical Research*, 76:8, p. 2090.
- Sultan, N. 2007. "Comment on excess pore pressure resulting from methane hydrate dissociation in marine sediments: A theoretical approach by Wenyue Xu and Leonid N. Germanovich". *Journal of Geophysical Research – Solid Earth*, 112:B2, pp. 78-84.
- Susilo, R. 2008. "Methane storage and transport via structure H clathrate hydrate". PhD Thesis, Dept of Chemical and Biological Engineering, University of British Columbia.
- Taylor, F. W. 1991. "The greenhouse effect and climate change". *Reports on Progress in Physics*, 54, pp. 881-918.
- Teichert, B. M. A., Bohrmann, G., and E. Suess. 2005. "Chemoherms on Hydrate Ridge—unique microbially-mediated carbonate build-ups growing into the water column". *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 227, pp. 67-85.
- Theal, C. 2006. "Natural gas and LNG outlook". Presentation to the National Energy Board, Energy Futures Series, March 8, 2006. Available at: <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyftr/cnslttrnd1/spkrsrsprstns-eng.html>
- Thurber Consultants. 1986. "Study of well logs in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea area and Arctic Islands to outline permafrost thickness and/or gas hydrate occurrence: An update of wells". Department of Supply and Services, Canada File 15SQ.23235-5-1145.
- Thurber Consultants. 1988. "Update of well log studies, Mackenzie Delta/Beaufort Sea area, Arctic Islands and offshore east coast v. 1". Arctic Canada: Department of Supply and Services, Canada File 69SZ.23233-7-0925.
- Todd, B. J., and S. R. Dallimore. 1998. "Electromagnetic and geological transect across permafrost terrain, Mackenzie River Delta, Canada". *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, 63:6, pp. 1914-24.

- Tréhu, A. M., Bohrmann, G., Rack, F. R., Torres, M. E., *et al.* 2003. *Proceedings of the Ocean Drilling Program Initial Reports, Volume 204*.
- Trofimuk, A. A., Cherskiy, N. V., and V. P. Tsarev. 1973. "Accumulation of natural gases in zones of hydrate—formation in the hydrosphere" (in Russian). *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 212, pp. 931-34.
- Trofimuk, A. A., Cherskiy, N. V., and V. P. Tsarev. 1977. "The role of continental glaciation and hydrate formation on petroleum occurrences". In: R. F. Meyer (ed.). *Future supply of nature-made petroleum and gas*. New York: Pergamon Press, pp. 919-26.
- Tse, J. S., and M. A. White. 1988. "Origin of glassy crystalline behavior in the thermal properties of clathrate hydrates: a thermal conductivity study of tetrahydrofuran hydrate". *Journal of Physical Chemistry*, 92, pp. 5006-11
- Tsuji, Y., Ishida, H., Nakamizu, M., Matsumoto, R., and S. Shimizu. 2004. "Overview of the METI Nankai Trough wells: A milestone in the evaluation of methane hydrate resources". *Resource Geology*, 54:1, pp. 3-10.
- Tulk, C. A., Ba, Y., Klug, D. D., McLaurin, G., and J.A. Ripmeester. 1999. "Evidence for phase separation during crystallization of hyperquenched glassy clathrate hydrate forming solutions". *Journal of Physical Chemistry*, 110, pp. 6475-83.
- Tulk, C. A., Ratcliffe, C. I., and J. A. Ripmeester. 1999. "Chemical and physical analysis of natural gas hydrate from the JNOC/JAPEX/GSC Mallik 2L-38 research well", *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 544, pp. 251-63.
- Tulk, C. A., Wright, F., Ratcliffe, C. I., and J. A. Ripmeester. 1999. "Storage and handling of natural gas hydrate", *Bulletin of Geological Survey of Canada*, 544, pp. 263-68.
- Udachin, K. A., Lu, H., Enright, G. D., Ratcliffe, C. I., Ripmeester, J. A., Chapman, N. R., Riedel, M., and G. Spence. 2007. "Single-crystals of naturally occurring gas hydrates: The structures of methane and methane-mixed hydrocarbon hydrates", *Angewandte Chemie*, 46, pp. 8220-22.
- Uchida, T., Tsuji, T., Takahashi, T., Okui, T., and H. Minagawa. 2005. "Petrophysical properties and sedimentology of gas-hydrate-bearing sediments in the JAPEX/JNOC/GSC *et al.* Mallik 5L-38 Gas Hydrate Production Research Well". In: S. R. Dallimore and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 585.

- U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. 1998. *Natural gas 1998—issues and trends*. DOE/EIA-0560(98).
- U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. 2007. *International energy outlook 2007*. Available at: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.
- U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. 2008. *Annual energy outlook 2008 (Early Release)*. Available at: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>.
- U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy. 1998. *Strategy for methane hydrate research and development*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy.
- van der Waals, H., and J. C. Platteeuw. 1959. "Clathrate solutions". *Advances in Chemical Physics*, 2, pp. 1-57.
- Weaver, J. S., and J. M. Stewart. 1982. "In-situ hydrates under the Beaufort Sea Shelf". In: M. H. French (ed.). *Proceedings of the 4th Canadian Permafrost Conference 1981, Roger J.E Brown Memorial Volume*. Ottawa: National Research Council of Canada, pp. 312-19.
- Westbrook, G. 2008. "High-resolution 3D seismic investigations of hydrate-bearing fluid-escape chimneys in the Nyegga region of the Vøring Plateau, Norway". *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Westbrook, G. K., Carson, B., Musgrave, R. J., et al. 1994. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports, Volume 146, Part 1*.
- Wilcox, W. I., Carson, D. B., and D. L. Katz. 1941. "Natural gas hydrates". *Industrial and Engineering Chemistry*, 33, pp. 662-65.
- Wilder et al. 2008. "An international effort to compare gas hydrate reservoir simulators." *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Willoughby, E. C. and R. N. Edwards. 1997. "On the resource evaluation of marine gas-hydrate deposits using seafloor compliance methods". *Geophysical Journal International*, 131, pp. 751-66.
- Willoughby, E. C., and R. N. Edwards. 2000. "Shear velocities in Cascadia from seafloor-compliance measurements". *Geophysical Research Letters*, 27, pp. 1021-24.

- Willoughby, E. C., Schwalenberg, K., Edwards, R. N., Spence, G. D., and R. D. Hyndman. 2005. "Assessment of marine gas hydrate deposits: A comparative study of seismic, electromagnetic and seafloor compliance methods". In: T. Austvik (ed.). *Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, June 13-16, 2005, Trondheim, Norway, Vol. 3*, Paper 3014.
- Willoughby, E. C., Mir, R., Scholl, C., and R. N. Edwards. 2008. "Neptune-Canada based geophysical imaging of gas hydrate in the Bullseye vent". *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Winters, W. J., Pecher, I. A., Booth, J. S., Mason, D. H., Relle, M. K., and W. P. Dillon. 1999. "Properties of samples containing natural gas hydrate from the JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, determined using gas hydrate and sediment test laboratory instrument (GHASTLI)". In: S. R. Dallimore, T. Uchida and T. S. Collett (eds.). *Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Geological Survey of Canada*, 544, pp. 241-50.
- Wood, W. T., Gettrust, J. F., Chapman, N. R., Spence, G. D., and R. D. Hyndman. 2002. "Decreased stability of methane hydrate in marine sediments owing to phase boundary roughness". *Nature*, 420, pp. 656-60.
- Wright Mansell Research Ltd. 2007. *An evaluation of the economic impacts associated with the Mackenzie Valley Gas Pipeline and Mackenzie Delta Gas Development—Extended analysis and update*. Prepared for the Government of the Northwest Territories, November 27, 2007.
- Yakushev, V. S., and T. S. Collett. 1992. "Gas hydrates in permafrost regions—the risk to drilling and production operations". *Second International Offshore and Polar Engineering Conference Proceedings, San Francisco, California, June 14-19, 1992, Vol. 1*, pp. 669-73.
- Yuan, J., and R. N. Edwards. 2000. "The assessment of marine gas hydrates through electrical remote sounding: hydrate without a BSR?". *Geophysical Research Letters*, 27:16, pp. 2397–2400.
- Yuan, T., Hyndman, R. D., Spence, G. D., and B. Desmons. 1996. "Seismic velocity increase and deep-sea hydrate concentration above a bottom-simulating reflector on the northern Cascadian slope". *Journal of Geophysical Research*, American Geophysical Union, 101, pp. 13655–71.

- Zachos, J. C., Bohaty, S. M., John, C. M., McCarren, H., Kelly, D. C., and T. Nielsen. 2007. "The Palaeocene-Eocene carbon isotope excursion: Constraints from individual shell planktonic foraminifer records". *Philosophical Transactions of the Royal Society A, Mathematical Physical and Engineering Sciences*, 365, pp. 1829-42.
- Zachos, J. C., Dickens, G. R., and R. E. Zeebe. 2008. "An early Cenozoic perspective on greenhouse warming and carbon-cycle dynamics". *Nature*, 451, pp. 279-83.
- Zatsepina, O., Hong, H., and M. Pooladi-Darvish. "Behaviour of gas production from type III hydrate reservoirs". *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, B.C., July 6-10, 2008*.
- Zhang, H., Yang, S., Wu, N., Su, X., Holland, M., Schultheiss, P., Rose, K., Butler, H., Humphrey, G., and GMGS-1 Science Team. 2007. "Successful and surprising results for China's first gas hydrate drilling expedition". *Fire in the Ice*, Methane hydrate newsletter, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Fall, pp. 6-9.
- Zimov, S. A., Schuur, E. A. G., and F. S. Chapin. 2006. "Permafrost and the global carbon budget". *Science*, 312, pp. 1612-13.
- Zühlsdorff, L., and V. Spiess. 2004. "Three-dimensional seismic characterization of a venting site reveals compelling indications of natural hydraulic fracturing". *Geology*, 32:2, pp. 101-104.

## **Annexe A – Historique des activités relatives à l'hydrate de gaz au Canada**

La recherche sur l'hydrate de gaz au Canada a émergé en tant qu'activité notable aux alentours de 1960, avec des contributions dans trois domaines :

- sciences physiques et sciences moléculaires, par curiosité, au CNRC
- problèmes techniques dans le secteur pétrolier, avec le lancement d'activités à l'Université de l'Alberta pour résoudre les problèmes de maintien du débit
- sciences de la Terre et des océans et recherches en génie, qui se sont mises en place de façon naturelle à Énergie, Mines et Ressources (aujourd'hui RNCan) en prolongement aux activités de cartographie du pergélisol et des gisements en mer.

Depuis que l'hydrate de gaz naturel est devenu un sujet suscitant un grand intérêt dans la communauté internationale, les trois filières de recherche, tout en restant distinctes, ont davantage combiné leurs forces pour s'attaquer aux enjeux planétaires de l'hydrate de gaz. L'industrie et le gouvernement ont également joué un rôle, car les forages visant les formations d'hydrate de gaz ou traversant ces formations ont nécessité la définition de pratiques garantissant la sécurité.

Au Canada, la recherche sur l'hydrate de gaz est différente de celle des autres pays, pour les raisons suivantes :

- **La recherche sur l'hydrate de gaz relève principalement d'activités individuelles plutôt que d'une politique globale en la matière.** Sans politique ou stratégie nationale globale en matière d'hydrate de gaz, les individus ont dû financer leurs recherches en soumettant des propositions aux organismes subventionnaires dont disposent normalement les universités (le CNRSG) ou en cherchant à convaincre des organismes gouvernementaux (comme le CNRC et RNCan) qu'il fallait que les institutions offrent un financement pour ces activités.
- **Le Canada possède trois régions comprenant des formations d'hydrate de gaz : le large des côtes de l'Atlantique et du Pacifique et l'Arctique.** Grâce aux premières activités de recherche et aux efforts soutenus des chercheurs, le Canada dispose de deux sites qui sont devenus des laboratoires naturels pour le travail sur le terrain dans le domaine de l'hydrate de gaz : la marge de Cascadia au large de l'île de Vancouver et Mallik dans les Territoires du Nord-Ouest.

- **Une fois que les recherches sur l'hydrate de gaz avaient commencé dans un groupe ou dans une institution donné(e), elles se sont souvent poursuivies pendant de nombreuses années.** Ce savoir-faire et cette expérience ont fini par faire de la recherche canadienne sur les hydrates de gaz une recherche de premier plan, quand l'importance de l'hydrate de gaz à l'échelle de la planète a fini par être reconnue. Les chercheurs canadiens sont devenus des partenaires de choix pour les travaux de collaboration, ce qui a débouché sur des possibilités de partenariats de recherche et des sources de financement d'origine étrangère.

En dépit de la modestie des fonds disponibles au sein du Canada et de l'absence d'un programme national, le Canada a assumé un rôle de chef de file dans la recherche sur l'hydrate de gaz.

## RECHERCHES EN LABORATOIRE

### Premières années

William Crowell Bray est le premier Canadien dont on sait qu'il a travaillé sur l'hydrate de gaz. Lors de ses travaux de recherche à Leipzig, il a vu que la réaction du dioxyde de chlore ( $\text{ClO}_2$ ) dans l'eau débouchait sur la formation d'un hydrate de gaz (Bray, 1906). Même si cette réaction avait déjà été décrite par Millon (1843), le travail de Bray est un premier exemple d'utilisation de la formation d'hydrate de gaz pour stabiliser une substance réactive (le  $\text{ClO}_2$  est, par lui-même, une substance explosive). En 1922, Maass et Boomer, à l'Université McGill, mettent en évidence le diagramme de phase de l'hydrate d'oxyde d'éthylène. L'oxyde d'éthylène est une source inhabituelle d'hydrate, puisqu'il est totalement soluble dans l'eau.

En 1960, l'hydrate de gaz, aussi bien en tant que sujet d'études scientifiques fondamentales dans la communauté internationale qu'en tant que substance sur laquelle travaillent les ingénieurs, se situe à un stade où il est possible de faire des progrès rapides dans la théorie et dans la pratique. Les chercheurs universitaires du Canada s'intéressent au modèle du clathrate de Linus Pauling pour l'eau liquide (Pauling, 1961) et aux spéculations de ce dernier concernant le fait que l'anesthésie chez les animaux et chez l'homme sont, d'une manière ou d'une autre, liée à l'hydrate de gaz, parce que les mêmes petites molécules déclenchant l'anesthésie sont également des molécules qu'on retrouve dans les hydrates (Pauling, 1964). Stanley Miller indique qu'il est possible que les hydrates de gaz existent dans la nature. Il considère par exemple que la planète Mars est un endroit où on en trouve probablement, avec la formation d'hydrate de  $\text{CO}_2$  dans les calottes *glaciaires* des pôles de la planète (Miller, 1961).

### Le groupe d'études sur les hydrates au CNRC

Le groupe d'études sur les hydrates au CNRC est un chef de file mondialement reconnu dans l'étude des hydrates au niveau moléculaire. Cet intérêt pour les hydrates au CNRC provient de l'intérêt d'un seul scientifique du CNRC, Don Davidson, pour les propriétés fondamentales de l'hydrate de gaz, qui était surtout un domaine qui suscitait sa curiosité. Suite à cela, lorsque l'on a découvert de l'hydrate de gaz dans la nature au Canada au début des années 1970, le CNRC s'est avéré être en mesure d'apporter sa contribution sur le plan réglementaire lors de l'établissement des consignes de sécurité pour les forages, ainsi que lors de l'établissement du Programme énergétique national. Lorsque le gouvernement a mis fin à ce programme, l'étude des hydrates de gaz du CNRC est redevenue un domaine de recherche purement fondamentale, même si le CNRC a pu recevoir certains des tout premiers échantillons d'hydrate de gaz naturel récupérés dans le cadre du programme sur les hydrates du DOE des États-Unis, pour pouvoir établir les caractéristiques moléculaires du composé. Cet arrangement est resté depuis le modèle suivi pour les recherches sur l'hydrate de gaz au CNRC : un volet de recherche scientifique fondamentale, avec la capacité d'apporter une contribution à la résolution de problèmes d'envergure nationale ou internationale, dans le cadre de collaborations.

Vers 1960, Don Davidson, spécialiste de physico-chimie à la section de chimie colloïdale de la division de la chimie du CNRC, s'intéresse aux hydrates-clathrates. Davidson rédige un article sur les hydrates-clathrates dans la série bien connue de Felix Frank, *Water: A Comprehensive Treatise* (1973), qui inclut toutes les avancées scientifiques réalisées dans l'étude des hydrates de gaz jusqu'à cette date.

En 1974, Bily et Dick (1974) publient les premiers comptes rendus concernant la présence d'hydrate de gaz naturel dans l'Arctique canadien. On soulève des inquiétudes concernant les risques associés au forage à travers des formations d'hydrate de gaz. L'une des découvertes importantes à cette époque est qu'il est important de mesurer la structure d'hydrate prédominante dans la formation, parce que le comportement des formations d'hydrate de gaz ne peut être prédit en se basant simplement sur l'identité des molécules que l'hydrate renferme (Davidson *et al.*, 1984). La spectroscopie RMN permet de faire les premières mesures de la répartition des molécules dans les cages d'hydrate, ce qui fournit des preuves expérimentales utilisables pour évaluer la qualité des modèles de prédiction concernant les hydrates de gaz (Ripmeester et Davidson, 1981). Ce travail fournit également des valeurs expérimentales pour les paramètres sur lesquels s'appuie le modèle de van der Waals et Platteeuw (1959) pour l'hydrate de gaz, lequel modèle, sous diverses formes, a été intégré dans un certain nombre de logiciels servant à prédire les phases d'équilibre de l'hydrate de gaz. La calorimétrie

fournit une approche expérimentale directe pour mesurer les températures des formations et la composition de l'hydrate de gaz (Handa, 1986b) et ces données sont de loin les meilleures obtenues — cela reste vrai aujourd'hui.

L'hydrate de gaz naturel est également considéré comme un support pour tester de nouveaux concepts et de nouvelles approches en études moléculaires. Au fil du temps, le groupe du CNRC élabore des approches faisant appel à de multiples techniques pour analyser l'hydrate de gaz en laboratoire, qu'il s'agisse d'hydrate de gaz naturel ou synthétique, et fait des découvertes dans des domaines autres que l'étude de l'hydrate de gaz. Au début des années 1980, le CNRC reçoit, en collaboration avec le DOE des États-Unis, des échantillons d'hydrate de gaz du golfe du Mexique et de Blake Ridge, qui montrent, pour la première fois, que les structures d'hydrate de type I et II existent dans la nature (Davidson *et al.*, 1986). Les observations faites sur ces échantillons permettent d'élaborer des méthodes de RMN, qui sont aujourd'hui utilisées couramment, pour calculer la répartition quantitative des molécules renfermées dans l'hydrate de gaz et la composition de l'hydrate de gaz naturel (Ripmeester et Ratcliffe, 1988).

Lorsqu'on signale pour la première fois que l'hydrate de gaz a une conductivité thermique anormalement faible, le CNRC lance des travaux expérimentaux visant à tirer profit du savoir-faire de la division de la physique en matière de mesures thermiques (Cook et Leait, 1983). Les travaux sur la conductivité thermique (Tseet White, 1988) ont une pertinence toute particulière pour les études sur le terrain, parce que cette propriété affecte le gradient géothermique, qui aide à déterminer où les hydrates de gaz se trouvent.

Après le décès de Davidson en 1986, la section de chimie colloïdale et de chimie des clathrates poursuit ses travaux sous la direction de John Ripmeester. On signale pour la première fois une nouvelle structure d'hydrate de gaz, appelée structure « H » (Ripmeester et Ratcliffe, 1988). Cette structure H est la première nouvelle *famille* d'hydrate de gaz découverte depuis la découverte des structures I et II, 25 ans plus tôt. Un échantillon récupéré à Cascadia en 2007 a permis de confirmer que la structure H existe dans la nature (Lu *et al.*, 2007).

En 1990, suite à une grande restructuration au CNRC, l'équipe de spécialistes des clathrates se retrouve dispersée dans plusieurs groupes et instituts différents. Le groupe se fait alors connaître pour ses approches de la caractérisation des matériaux microporeux faisant appel à de multiples techniques. Paul Handa, de l'Institut de technologie des procédés chimiques et de l'environnement, se lance dans des projets innovateurs sur la formation de l'hydrate dans des matériaux poreux, à l'aide

d'approches calorimétriques (Handa et Stupin, 1992). Il s'agit de la première tentative sérieuse d'étude de l'impact que le matériau poreux pourrait avoir sur les conditions de formation de l'hydrate de gaz dans la nature.

Le développement de l'intérêt de la communauté internationale pour l'hydrate de gaz ramène le sujet sur le devant de la scène. Des délégations japonaises visitent le Canada pour y rencontrer des experts en étude de l'hydrate de gaz et plusieurs ateliers conjoints entre le Canada et le Japon sont organisés. L'un des résultats importants de cette collaboration est l'analyse faite par le groupe du CNRC des échantillons d'hydrate du premier projet international à Mallik, qui débouche à terme sur la mise en place d'un protocole de laboratoire pour la préservation et la caractérisation de l'hydrate de gaz naturel.

On entreprend des travaux expérimentaux pour comprendre les phénomènes de nucléation et de croissance, par exemple à partir de la réaction entre des gouttes d'eau hypertremnée ou d'eau déposée par de la vapeur et des gaz formant des hydrates (Tulk *et al.*, 1999). L'une des révélations est que les processus cinétiques censés être homogènes (d'après les observations macroscopiques) semblent être très peu homogènes lorsqu'on étudie de petits volumes (Moudrakovski *et al.*, 2004). Les mécanismes à l'échelle moléculaire jouent donc un rôle important quand il s'agit de valider ou d'écarter des modèles, ce qui pourrait expliquer des observations macroscopiques comme la nucléation, la formation et la décomposition des hydrates.

En résumé, l'expérience montre que les problèmes relatifs aux hydrates de gaz ont tendance à être complexes et que la résolution de ces problèmes exige une approche de large envergure incorporant à la fois des considérations fondamentales typiques de l'analyse moléculaire et des approches pratiques, qui relèvent plus souvent du génie et des géosciences. Le travail du CNRC a fait office de pont entre l'étude des hydrates à l'échelle moléculaire et les communautés qui rencontrent l'hydrate de gaz dans des milieux naturels ou dans des contextes industriels. Le groupe du CNRC a publié plus de 150 articles sur les hydrates de gaz et est un modèle de calibre international pour les autres laboratoires d'étude des hydrates de gaz.

### **Université de l'Alberta**

D.B. Robinson commence à rendre compte de ses travaux sur l'hydrate de gaz à la fin des années 1950. Ces travaux sont motivés par les besoins de l'industrie du conditionnement du gaz en plein essor en Alberta. Il fournit, en particulier, des données sur l'équilibre de phase des hydrates à partir des composantes et des mélanges de gaz naturel. Ses travaux incluent des études approfondies sur les effets des inhibiteurs thermodynamiques (méthanol et glycols), ainsi que sur la formation d'hydrate de

gaz à partir d'hydrocarbures liquides. Ces travaux complètent les travaux de recherche fondamentale en thermodynamique du laboratoire de Robinson (Ng et Robinson, 1976)<sup>60</sup>. Les données obtenues fournissent des informations utiles, sur le plan économique et sur le plan de la sécurité, pour la conception d'installations de conditionnement du gaz et conduisent à l'établissement d'une base de données rigoureuses pour tester les méthodes informatiques de prédiction servant au calcul des conditions régnant dans les formations d'hydrate de gaz.

Le groupe de Robinson élabore également un des modèles thermodynamiques les plus réussis pour calculer les propriétés à l'équilibre des mélanges de fluides. L'équation d'état Peng-Robinson bien connue est publiée en 1976 et a été citée plus de 2600 fois depuis — ce qui est rare pour un article publié dans le domaine du génie. Ce modèle a transformé la façon dont les ingénieurs font leurs calculs routiniers de conception, puisqu'ils sont passés de l'utilisation de tableaux et de nomogrammes à des logiciels plus sophistiqués, qui ont évolué pour devenir des ensembles de simulation des processus. Robinson et ses collègues ont fondé la société D.B. Robinson and Associates Company à Edmonton, qui est devenue une des sociétés dérivées de programmes universitaires qui ont le mieux marché au Canada. Elle n'était à ses débuts qu'un petit cabinet indépendant de services pour l'industrie du pétrole et du gaz, qui fournissait des données, de l'équipement et des logiciels. Elle s'est développée à tel point que Schlumberger l'a rachetée en avril 2002.

### Université de Calgary

In 1976, le groupe de P.R. Bishnoi commence à explorer l'impact de la formation d'hydrate de gaz sur la diffusion du pétrole dans les eaux de l'Arctique en cas d'éruption d'un puits. Bishnoi propose des modèles mécanistes macroscopiques, qui servent à simuler des éruptions de puits en eaux froides ou profondes, la décomposition de bouchons d'hydrate de gaz, des réservoirs d'hydrate de gaz et des systèmes d'entreposage de gaz par formation d'hydrate. Le modèle de décomposition de l'hydrate de gaz Kim-Bishnoi est une composante essentielle de la simulation des réservoirs d'hydrate de gaz utilisée dans les modèles de non-équilibre pour évaluer la production de gaz à partir de l'hydrate de gaz (Kim *et al.*, 1987). Les travaux subséquents de David Topham de l'Institut des sciences de la mer en Colombie-Britannique montrent que, dans des conditions arctiques, l'éruption d'un puits de pétrole à des profondeurs au-delà de 800 m pour la tête de puits ferait que tout le gaz serait transformé en hydrate de gaz avant d'atteindre la surface.

---

60 La plupart des données obtenues ont été publiées sous la forme de comptes rendus de recherche de la GPA [Gas Processors Association] (Tulsa, OK).

Mehran Pooladi-Darvish travaille sur la simulation des réservoirs, qui est un domaine crucial pour l'élaboration des méthodes de production de l'hydrate de gaz, parce qu'il aide à évaluer les limites des processus de récupération du gaz pour ce qui est de l'efficacité énergétique. Jocelyn Grozic cherche à déterminer la réaction géomécanique des mélanges de sédiment et d'hydrate de gaz, en étudiant le comportement des argiles en eaux profondes contenant du gaz et de l'hydrate de gaz.

### Université de la Colombie-Britannique

Le groupe de Peter Englezos présente le premier modèle numérique de transfert de chaleur qui prend en compte les matériaux composites et le changement d'état du pergélisol pour calculer la période critique qui s'écoulera avant que l'hydrate de gaz commence à *ressentir les effets* du réchauffement planétaire actuel (Englezos et Hatzikiriakos, 1994). Ces travaux montrent que l'hydrate de gaz sous le pergélisol pourrait commencer à fondre dans les 100 prochaines années, tandis que l'hydrate de gaz sous le plancher océanique devrait être *protégé* par la couche d'eau pendant une période nettement plus longue. Le groupe exploite également la cristallisation de l'hydrate de gaz pour élaborer des technologies de transport du gaz, de piégeage du CO<sub>2</sub> des centrales électriques conventionnelles et de séparation du gaz de combustion des usines de gazéification en CO<sub>2</sub> et en hydrogène.

### Commission géologique du Canada

Les travaux de laboratoire de la CGC portent sur des problèmes géologiques concrets, qui ont une pertinence directe pour les opérations sur le terrain en matière de test de la production d'hydrate de gaz. Wright *et al.* travaillent avec des scientifiques russes dans les années 1990 pour élaborer des cellules de test de l'hydrate de gaz de conception simple, mais très efficaces, lesquelles permettent de clarifier de variables clés, comme la salinité et la granulométrie, dans l'hydrate de gaz dans les réservoirs naturels. Fred Wright, Scott Dallimore et Mark Nixon utilisent des technologies semblables pour élaborer un outil diélectrique de quantification des accumulations d'hydrate de gaz dans des spécimens en laboratoire et sur le terrain. Ils mesurent également directement la conductivité thermique de sédiments renfermant de l'hydrate de gaz dans des conditions simulant les conditions de température et de pression dans les gisements. Ces travaux ont un impact important sur l'élaboration de modèles numériques de la production d'hydrate de gaz, avec des résultats qui sont incorporés dans des travaux de recherche et des modèles industriels au Canada, au Japon et aux États-Unis.

## RECHERCHES SUR LE TERRAIN

Le Canada est, depuis plusieurs décennies, un chef de file en recherches sur le terrain concernant les dépôts naturels d'hydrate de gaz. On trouve des dépôts importants sur les trois côtes du Canada et dans le milieu de pergélisol au grand nord. Ce qui est tout particulièrement notable et propre au Canada, c'est l'existence des deux laboratoires naturels suivants : le puits de recherche à Mallik, dans le delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, et la marge continentale de Cascadia, au large de l'île de Vancouver. Ces deux sites sont probablement les deux sites naturels d'hydrate de gaz les mieux étudiés dans le monde en milieu de pergélisol et sur une marge continentale.

Les recherches sur le terrain au Canada se sont appuyées sur un travail de collaboration entre de nombreuses institutions nationales et internationales. Les chercheurs de l'Université de Victoria (UVic), de l'Université de Toronto (U of T), de l'Université McGill, de l'Université Dalhousie et de l'Université de l'Alberta (UAlberta) ont travaillé en collaboration étroite avec des chercheurs du gouvernement (à la CGC) sur le terrain et avec des chercheurs en laboratoire au CNRC.

### Premiers travaux sur le terrain

Peu après que l'Occident a eu vent de l'expérience des Russes concernant l'hydrate de gaz en milieu naturel à la fin des années 1960, on a déduit l'existence d'hydrates de gaz à l'état naturel dans des lieux en haute mer et sur les côtes en dehors de l'URSS. Stoll et ses collègues (1971) ont utilisé des données sismiques pour indiquer l'existence probable de gisements d'hydrate de gaz en milieu marin sur Blake Ridge, au large de la Caroline du Sud. Dans l'Arctique canadien, deux géologues d'Imperial Oil, Bily et Dick (1974), ont signalé la présence de gaz dans les boues de forage lorsqu'ils ont pénétré dans des réservoirs renfermant du gaz. On a mis en évidence les problèmes posés par les forages à travers des zones d'hydrate de gaz et offert des solutions convenables, à savoir des cadences de pénétration lentes et l'utilisation de boues de forage refroidies.

### Pratiques sécurisées pour les forages et participation de l'industrie

Peu après les premières indications concernant la présence d'hydrate de gaz dans le grand nord du Canada, il est devenu apparent qu'il fallait que les secteurs scientifique, technique et politique travaillent ensemble. L'un des points centraux était la sécurité, parce que les forages à travers des formations d'hydrate de gaz, même pour l'exploration des gisements d'hydrocarbures conventionnels, pouvaient être dangereux. La décomposition soudaine de l'hydrate de gaz au contact d'un trépan de forage pouvait dégager de grandes quantités de gaz, ce qui pouvait entraîner l'éjection violente du train de forage.

Lindsay Franklin (communication privée, 2008) mentionne que les forages à travers des zones d'hydrate de gaz dans les années 1960 ont probablement eu lieu sans que l'industrie soit vraiment consciente des problèmes. Ce n'est que lorsqu'on a noté la décomposition de l'hydrate de gaz dans les déblais de forage que le problème est devenu évident. Franklin (1983), après avoir rejoint Panarctic Oils en 1980, fournit une première discussion sur le potentiel des hydrates de gaz et les méthodes possibles d'extraction : « Les grandes réserves de gaz sont facilement accessibles si on arrive à élaborer une méthode économique et sécurisée pour faire fondre l'hydrate. Pour résoudre ce problème, l'industrie a tenté d'appliquer de la chaleur en provenance de sources externes et de faire circuler du méthanol ou du glycol d'éthylène. Aucune de ces méthodes ne semble attrayante sur le plan économique pour le moment, mais une nouvelle approche, permettant au gaz libre d'influencer la fonte des hydrates de gaz associés, pourrait s'avérer être une technique viable. » C'est dans une large mesure le même concept que celui qu'on considère comme étant le plus viable aujourd'hui pour la production de gaz, à savoir l'entrée en contact de gaz libre avec une zone d'hydrate de gaz.

### CGC

La participation de la CGC aux recherches sur l'hydrate de gaz commence dans les années 1970, lorsqu'elle aide l'industrie à régler les problèmes rencontrés lors des forages exploratoires dans le delta du Mackenzie, dans le sud de la mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique canadien. Les scientifiques de la CGC reconnaissent depuis longtemps qu'il est nécessaire de disposer de meilleures techniques pour quantifier les dépôts d'hydrate de gaz dans différents contextes géologiques. Les programmes effectués sur le terrain sur l'hydrate de gaz en milieu de pergélisol et en milieu marin ont permis d'évaluer différents systèmes sismiques (en collaboration avec UVic et Dalhousie), l'établissement de profils électromagnétiques (dans le trou et lors de relevés marins, en collaboration avec U of T), les flux de chaleur et les études géothermiques à haute résolution (avec UVic), les analyses des modules d'élasticité du plancher océanique (avec U of T), la cartographie par balayages (avec l'Université de Washington), les carottages (avec UVic) et les forages de recherche (ODP, IODP et Mallik). On a fait des progrès considérables dans les travaux théoriques et les travaux de modélisation, qui ont permis d'élaborer de meilleures techniques pour le traitement des données sismiques obtenues par l'industrie et pour la modélisation géothermique du développement et de la dissociation de l'hydrate de gaz. Les chercheurs de la CGC ont produit plus de 100 articles sur les hydrates de gaz au Canada dans des revues savantes, souvent rédigés en collaboration avec des membres de l'industrie, de la recherche universitaire et d'autres agences gouvernementales.

### Hydrate de gaz en milieu arctique

Les scientifiques de la CGC comme Scott Dallimore, Fred Wright et Mark Nixon ont été des chefs de file dans les trois programmes de puits de recherche sur l'hydrate de gaz au site de Mallik, dans le delta du Mackenzie. Les chercheurs participant aux programmes de Mallik proviennent d'établissements universitaires de partout au Canada et de l'étranger. Ces programmes ont débouché sur des améliorations progressives des méthodes de forage et de carottage des gisements d'hydrate de gaz et de récupération et de caractérisation des premières carottes d'hydrate de gaz obtenues dans et sous le pergélisol. Les trois programmes de Mallik ont fourni l'occasion de tester tout un éventail de technologies :

- outils avancés de diagraphie pour quantifier les gisements d'hydrate de gaz sur place
- déploiement d'appareils de contrôle dans les trous pour mesurer les réactions des réservoirs aux tests de forage et de production
- tout premiers tests de production d'hydrate de gaz observés scientifiquement par stimulation thermique et par dépressurisation.

Il est possible de soutenir que les deux premiers projets à Mallik ont été probablement les activités relatives aux hydrates de gaz ayant la plus grande envergure internationale et qu'ils ont apporté des contributions de calibre international dans le domaine du carottage et des études sur le terrain. Mallik est le site d'hydrate de gaz le mieux étudié, avec de nombreuses publications géophysiques et géologiques (Dallimore et Collett, 2005).

**Programme de puits de recherche à Mallik en 1998 avec la JNOC (Japan National Oil and Gas Corporation)** – La CGC a élaboré et testé des techniques de forage, de carottage et de diagraphie des gisements d'hydrate de gaz et recueilli les premiers échantillons de carottes sous le pergélisol.

**Programme de recherche sur la production d'hydrate de gaz à Mallik en 2002 avec sept partenaires internationaux de cinq pays** – On a testé de nouvelles méthodes de carottage avec un programme à la fine pointe de la technologie de diagraphie en puits ouvert et en puits tubé et de sondage sismique transversal, l'installation de détecteurs de distribution de la température (DDT) avec câbles hors du cuvelage pour définir les champs thermiques, les premiers tests de soutirage par pression à petite échelle et des tests approfondis de stimulation thermique.

### Programme de recherche sur la production d'hydrate de gaz à Mallik en 2006–2008 avec la JOGMEC

– Le but est d'effectuer des tests de production de longue durée à l'aide de la méthode de dépressurisation. Les activités de R-D comprennent l'installation et la mise à l'essai d'une nouvelle série d'appareils de contrôle dans les accumulations et un travail approfondi de diagraphie en puits ouvert et en puits tubé. On a effectué un test de production de trois jours pour évaluer les méthodes de complétion et pour obtenir des données techniques dans l'optique de tests plus longs prévus pour 2008 (voir annexe D).

### Hydrate de gaz en milieu marin

*Côte du Pacifique* – Sur la côte du Pacifique au Canada, les chercheurs de la CGC ont d'abord découvert des RSF d'hydrate de gaz lors de relevés sismiques à canaux multiples, en 1985 et en 1989. Depuis cette époque, il y a eu de nombreuses études et analyses multidisciplinaires de la part de la CGC, des universités du Canada et de scientifiques de plus d'une douzaine d'autres pays, ainsi qu'environ 25 expéditions de recherche effectuées par des navires du Canada et de l'étranger. Il y a eu environ 20 thèses de recherche de troisième cycle et de nombreuses études postdoctorales sur les formations d'hydrate de gaz dans ce secteur, de sorte que la zone au large de l'île de Vancouver est l'une des mieux étudiées au monde. On a également connu une grande réussite dans l'élaboration et la mise à l'essai de systèmes de détection, de cartographie et de quantification des gisements d'hydrate de gaz en milieu marin.

Le prisme d'accrétion — c'est-à-dire le biseau de sédiments raclés sur le plateau continental du Pacifique lors de sa subduction sous le plateau Juan de Fuca — au large de l'île de Vancouver a fait l'objet de nombreuses études géologiques et géophysiques en mer au cours des deux dernières décennies. Les dépôts d'hydrate de gaz qui sont peut-être ceux qui ont fait l'objet des études les plus intensives au Canada se trouvent dans le voisinage du site 889 de l'ODP Leg 146 (Westbrook *et al.*, 1994), au large de l'île de Vancouver, sur le nord de la marge continentale de Cascadia. L'expédition 311 de l'IODP, qui s'est achevée récemment, a fourni l'occasion de calibrer les données en fonction du contenu d'hydrate tel qu'il a été mesuré. On a testé un vaste éventail de méthodes géophysiques, géotechniques et géologiques pour détecter, cartographier et caractériser les dépôts d'hydrate de gaz sur la marge de Cascadia (Hyndman *et al.*, 2001; Spence *et al.*, 2000) :

- forages scientifiques (ODP et IODP)
- imagerie sismique à 2D et à 3D à canal unique ou à canaux multiples (CGC, UVic, Dalhousie)
- analyses des modules d'élasticité des fonds océaniques (U of T, CGC)

- relevés CSEM (U of T, CGC)
- SPO (CGC, UVic, Dalhousie)
- déterminations des flux de chaleur (CGC, UVic)
- carottages à piston avec des mesures des propriétés physiques des sédiments et des analyses géochimiques des fluides interstitiels (CGC, UVic)
- observations vidéo des fonds océaniques et des échantillonnages à l'aide d'un sous-marin sans équipage appelé ROPOS (CGC, UVic)

Ce qui a suscité un intérêt tout particulier au cours des 10 dernières années, ce sont les griffons froids et les pingos, qui représentent des gisements localisés d'hydrate de gaz à concentration élevée, dans des régions où l'hydrate de gaz est plus couramment disséminé dans des gisements à faible concentration. Les griffons froids sont mis en évidence par l'observation de zones sismiques vierges dans le champ de stabilité de l'hydrate de gaz. Les premiers résultats des études canadiennes sur les griffons froids ont été confirmés par des recherches sur les marges continentales ailleurs dans le monde. Les échantillons prélevés dans les pingos, les monticules et les énormes affleurements d'hydrate de gaz ont révélé que ces dépôts contenaient des hydrocarbures d'ordre plus élevé que le méthane. La caractérisation en laboratoire a révélé des hydrates de structure II et même de structure H, avec des hydrocarbures allant de C1 à C8 dans les cages d'hydrate (Lu *et al.*, 2007). Le griffon froid Bullseye et les pingos de Barkley Canyon des sites qui seront étudiés par un nouveau laboratoire, qui sera installé sur le plancher océanique en 2008 (voir *Activités à venir*).

*Côte de l'Atlantique*— Au milieu des années 1980 et au début des années 1990, la CGC a parrainé des consultants chargés d'étudier les formations d'hydrate de gaz au large de la côte est du Canada. On a publié plusieurs rapports basés sur les interprétations des diagraphies géophysiques de puits et les données sismiques de l'industrie, ce qui a permis d'établir une base pour l'évaluation des gisements d'hydrate de gaz en mer. Bien qu'il ait été noté dans les données sismiques de l'industrie, le RSF mis en évidence au large de la marge de la Nouvelle-Écosse n'a pas figuré dans une publication savante avant 2004. À l'aide de données issues de relevés sismiques approfondis de l'industrie, les chercheurs de la CGC, des universités (Dalhousie) et de l'industrie ont noté la localisation des RSF le long des marges de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve. Les dernières recherches ont été consolidées par l'utilisation d'un cube sismique 3D — don de l'industrie — sur un RSF du plateau néo-écossais. Les études de suivi sur le terrain ont inclus un SPO et des études de flux de chaleur en vue de caractériser l'hydrate de gaz. D'autres recherches ont porté sur l'élaboration d'indicateurs géochimiques de la présence et de l'origine des hydrates de gaz (Cranston, Mosher). Trois expéditions de la CGC au cours des cinq dernières années ont été consacrées à l'hydrate de gaz sur la marge de la côte est. On n'a pas encore récupéré d'échantillons, même si l'industrie en a rencontré lors de forages exploratoires.

### Activités à venir

L'installation du projet **NEPTUNE** (North-East Pacific Time-series Undersea Network Experiments) est censée s'achever à la fin de l'automne 2008. Ce projet majeur de collaboration sera le plus grand observatoire sur le plancher océanique avec liaison par câble au monde. On fournira de l'électricité et une connexion à Internet pour divers instruments scientifiques à six points sur le plateau de Juan de Fuca, au large de l'île de Vancouver. Deux de ces points ont des expériences spécialement consacrées aux hydrate de gaz : le site de Barkley Canyon et le griffon froid Bullseye. Pour la première fois, les scientifiques auront l'occasion d'observer l'évolution de ces systèmes d'hydrate de gaz en milieu marin au fil du temps. L'échelle du projet NEPTUNE et la nature interdisciplinaire du projet permettront aux scientifiques d'étudier les relations entre divers ensembles de données. À l'aide de l'imagerie géophysique de sites d'hydrate de gaz et de données sismiques produites par un sismomètre copositionné, les scientifiques exploreront également les relations entre la sismicité, le contenu en hydrate de gaz des sédiments et les évacuations de gaz libre au plancher océanique.

L'observatoire de Barkley Canyon est dirigé par Ross Chapman, chercheur d'UVic, et se concentre sur la surveillance au niveau du plancher océanique, en particulier à l'aide de véhicules télécommandés (de l'Université internationale de Brême, en Allemagne), commandés via Internet, servant à déployer et à transporter de l'équipement d'expérimentation pour la surveillance. Michael Riedel, chercheur à McGill, est chercheur principal du point ODP 889/Bullseye et assurera la surveillance en continu de la subsurface à l'aide d'une série d'appareils CSEM stationnaires élaborés par U of T (groupe d'Edwards), qui serviront à contrôler la résistivité, et d'une installation d'analyse des modules d'élasticité de U of T (Willoughby). Les évacuations sporadiques de gaz observées à la surface seront surveillées par un sonar à balayage de secteur d'UVic (Spence) (Willoughby *et al.*, 2008).

## **Annexe B – Questionnaire sur la recherche sur l'hydrate de gaz et l'exploration des gisements à l'échelle internationale**

Nous espérons que vous serez en mesure de prendre quelques minutes pour remplir ce bref questionnaire sur les activités relatives à la recherche sur l'hydrate de gaz et les activités d'exploration dans [nom du pays]. Le gouvernement du Canada a demandé au Conseil des académies canadiennes ([www.sciencepourlepublic.ca](http://www.sciencepourlepublic.ca)) de nommer un comité d'experts indépendants chargés d'évaluer les défis à surmonter pour établir des opérations acceptables d'extraction des hydrates de gaz au Canada. Pour situer les activités passées, présentes et à venir au Canada dans leur contexte, il est important que le comité inclue dans son rapport un résumé des activités de recherche et d'exploration sur l'hydrate de gaz qui ont été faites à l'échelle internationale. Votre réponse à ce questionnaire, complétée par la documentation rassemblée par le comité d'experts, permettra de garantir que notre évaluation soit aussi à jour et aussi fiable que possible.

1. (a) **Veillez décrire en termes généraux le type de recherches sur l'hydrate de gaz effectuées par votre organisme. Plus précisément, sur quels thèmes se concentre les recherches en particulier?** Veuillez fournir rapidement plus de détails sur les thèmes mentionnés :

- évaluation de l'énergie de l'hydrate de gaz
- modélisation et mise à l'essai de la production d'hydrate de gaz
- griffons de méthane
- entreposage et transport du gaz naturel
- capture et piégeage du CO<sub>2</sub> à l'aide d'hydrates
- autres (Préciser : \_\_\_\_\_)

(b) **Est-ce que vos activités de recherche sont gérées dans le cadre d'un programme national sur les hydrates de gaz?**

OUI

NON

(c) **Si oui, quels sont les principaux facteurs ayant conduit à la création de ce programme? (Cochez toutes les cases qui s'appliquent)**

- sécurité de l'approvisionnement énergétique
- environnement / changement climatique
- coopération avec d'autres programmes de recherche sur les hydrates de gaz
- autres (Préciser : \_\_\_\_\_)

2. **Quels sont les principaux acteurs dans les activités de recherche et d'exploration sur les hydrates de gaz dans votre pays?**

- agences gouvernementales
- sociétés privées
- universités
- autres (Préciser : \_\_\_\_\_)

3. **Quel est (environ) le montant total des dépenses actuelles consacrées aux activités de recherche et d'exploration sur les hydrates de gaz dans votre pays? (Veuillez fournir votre meilleure estimation ou indiquer pourquoi il n'est pas possible de fournir de telle estimation.)**

4. **Pouvez-vous citer quelques-uns des jalons de la recherche sur les hydrates de gaz dans votre pays? Il peut, par exemple, y avoir eu des découvertes importantes en laboratoire ou sur le terrain, le lancement d'un programme national de recherche, de développement ou d'exploration sur les hydrates de gaz ou la participation à un grand projet international. (Veuillez fournir quelques références à un historique des recherches sur l'hydrate de gaz dans votre pays.)**

5. **Quel rôle l'hydrate de gaz joue-t-il dans la stratégie à moyen terme et à long terme de votre pays en matière d'énergie? Par exemple, est-ce que l'hydrate de gaz est considéré principalement comme un projet à long terme ou comme une ressource susceptible de jouer un rôle dans l'approvisionnement énergétique d'ici une décennie environ, ou encore comme un source potentiellement importante d'énergie, mais sur une période plus longue? Est-ce que l'activité sera effectuée principalement par des agences gouvernementales, par le secteur privé ou dans le cadre de partenariats entre le gouvernement et l'industrie?**
  
6. **Dans votre pays, y a-t-il d'autres groupes d'experts ou individus que vous pensez que notre comité devrait contacter? (Veuillez indiquer leurs coordonnées : nom, adresse de courriel, numéro de téléphone ou adresse postale.)**

## **Annexe C – Impacts sur les communautés**

### **IMPACTS SUR LES COMMUNAUTÉS – ENJEUX RELEVANT DES SCIENCES SOCIALES ET ÉVALUATION DES IMPACTS RELATIFS AUX HYDRATES DE GAZ AU CANADA**

*Hugh Brody, chaire de recherche du Canada en études autochtones  
University College of the Fraser Valley*

#### **Contexte**

Les notes qui suivent ont été préparées en réponse à des discussions avec Rosemary Ommer et des conversations téléphoniques avec John Grace et Christina Stachulak. Lors de ces conversations, vous avez soulevé des questions concernant le genre d'évaluation des impacts d'ordre social, économique et culturel qui pourrait constituer une composante essentielle d'un projet visant à donner une vue d'ensemble des projets en matière d'hydrate de gaz au Canada. Le présent document présente quelques réflexions préliminaires au sujet de ces questions et peut être considéré comme un petit pas en vue de s'assurer que les implications de l'exploitation des hydrates de gaz sur le plan social, culturel et économique pour les communautés des zones touchées jouent un rôle dans tous les aspects de la planification et de garantir que, en temps voulu, ces communautés tirent profit autant que possible des exploitations et ne subissent pas de préjudices.

Je n'ai pas de connaissances spécialisées concernant le développement de l'industrie de l'hydrate de gaz et je ne peux donc que suggérer une série de questions auxquelles l'évaluation des impacts devrait pouvoir répondre. Les documents que j'ai lus montrent cependant l'énorme potentiel des hydrates de gaz pour l'économie canadienne et montrent que la ressource est répartie sur de grandes régions du pays. Cette répartition englobe une bonne partie de la côte de la Colombie-Britannique, une bonne partie de la côte de l'Atlantique, y compris l'intégralité du Labrador, ainsi que le grand nord, depuis l'archipel Arctique jusqu'à l'extrémité sud du pergélisol. Il y a des Premières nations, des Inuits et d'autres petites communautés dans toutes ces régions, ainsi que des centres régionaux dans lesquels les Autochtones et d'autres peuples sont confrontés à des problèmes sociaux et économiques complexes, à de nouvelles formules de répartition des compétences ou à des tentatives en cours pour trouver de nouvelles formes et de nouveaux équilibres pour l'exercice des pouvoirs, ainsi qu'à des questions difficiles d'identité culturelle. L'échelle potentielle du développement de l'industrie des hydrates de gaz au Canada ouvre donc des perspectives d'impacts de toutes sortes sur des communautés qui sont bien distinctes et, dans certains cas, hautement vulnérables.

Les estimations des réserves d'hydrates de gaz parlent d'une quantité représentant quelque chose comme le double de la somme de toutes les autres formes d'énergie équivalentes au Canada et font référence à la « sécurité nationale de l'approvisionnement » en énergie à long terme. Ceci ouvre à son tour des perspectives de grands avantages sociaux et économiques pour la nation. Ainsi, on dit également que l'exploitation des hydrates de gaz pourrait contribuer à « garantir la sécurité des économies du nord, des côtes et des Autochtones qui se situent au voisinage de la ressource ».

Il est inévitable qu'une telle confiance en les bienfaits d'un développement industriel pour les communautés autochtones soit remise en question. Au cours des trente-cinq dernières années, il y a eu de nombreuses études sur les impacts de divers types de projets dans le nord et dans l'ouest du Canada, en vue d'évaluer les avantages et les coûts de tels projets. L'évaluation des impacts des projets hydroélectriques dans la baie de James au nord du Québec, l'enquête de la commission Berger sur le canalisation dans la vallée du Mackenzie, puis les études semblables des impacts potentiels de la canalisation de l'autoroute de l'Alaska, aussi bien au Yukon qu'au nord de la Colombie-Britannique, et le nouveau débat toujours en cours sur l'établissement d'un « couloir énergétique » le long du Mackenzie — toutes ces études soulèvent des questions concernant les conséquences à court terme et à long terme de ce type de projets pour des communautés de petite taille, isolées et souvent défavorisées. Les gens qui se trouvent à la frontière de tels projets de grande envergure ou sur le parcours de ces projets ont tendance à être très divisés dans les jugements qu'ils portent sur la question de savoir si ces projets seraient dans leur intérêt. Les sciences sociales ont prêté une grande attention aux types de changements que les projets qui se sont effectivement mis en place ont produits et ont sensibilisé les gens au fait que les projets de grande envergure peuvent à la fois causer des dégâts et procurer des avantages pour les gens qui vivent à proximité des sites. En même temps, les chercheurs se sont souvent interrogés sur l'effet profond que les changements environnementaux peuvent avoir sur les économies locales, surtout quand elles sont basées sur des ressources renouvelables. On rencontrera des questions semblables concernant les impacts d'une industrie des hydrates de gaz dans les régions peu explorées, d'autant que l'échelle et l'étendue potentielle de cette industrie semblent être supérieures à tous les autres projets industriels dans le secteur énergétique observés jusqu'à présent.

Comme on est conscient des lacunes dans les connaissances sur la nature même des hydrates de gaz et sur les méthodes permettant de les extraire sans entraîner une augmentation inacceptable du réchauffement planétaire, le Conseil des académies canadiennes (CAC) s'est vu demander d'entreprendre une évaluation de la recherche sur les hydrates de gaz au Canada. Cette évaluation devait « inclure une étude

des connaissances scientifiques et techniques sur lesquelles s'appuie ce secteur, les lacunes dans les connaissances ayant de la pertinence pour le Canada et une évaluation des avantages que présenterait la formation d'un programme national de recherche sur l'hydrate de gaz alliant les sciences et la technologie et faisant appel à de multiples partenaires ». En plus de la nécessité de mieux comprendre l'hydrate de gaz sous l'angle scientifique et technique et d'indiquer les lacunes pertinentes dans les connaissances, il y a également la nécessité parallèle d'effectuer la meilleure évaluation possible des connaissances des sciences sociales qui ont de la pertinence dans le domaine. Il est bien possible que le CAC puisse apporter une contribution d'immense importance pour le bien-être à long terme des communautés susceptibles d'être affectées par les projets d'hydrate de gaz, en incluant dans son mandat une évaluation des impacts sur le plan social, culturel et économique.

Les perspectives en matière d'hydrate de gaz pourraient bien signifier que les intérêts des gens habitant dans le nord et le long des deux côtes du Canada sont en jeu de façon complexe et vitale. Il convient de se pencher sur les intérêts de ces personnes avant de se lancer dans de tels projets. Le stade auquel on consulte les scientifiques et les ingénieurs pour profiter de leur savoir-faire et on demande à la communauté universitaire de mettre en évidence les lacunes dans les connaissances est également le stade auquel il convient de soulever les questions relevant des sciences sociales et de la compréhension que nous avons des communautés concernées. Comme pour les sciences et la technologie, on dispose d'une certaine expérience et de certaines connaissances concernant les impacts sociaux à la fois au Canada et dans d'autres pays. Dans sa réflexion sur les recommandations qu'il pourrait faire, le CAC devrait envisager la possibilité d'établir un programme de recherche en sciences sociales dans les communautés parallèlement aux programmes scientifiques et technologiques. Il pourrait aussi examiner les commissions d'enquête et le processus général d'évaluation auxquels on a fait appel au Canada et ailleurs pour comprendre du mieux possible ces projets à grande échelle.

Les notes qui suivent sont une première tentative rapide pour définir le type de questions que les sciences sociales doivent être mesure d'examiner dans toute évaluation des impacts sociaux et économiques se concentrant sur des communautés locales. J'ai divisé ces questions en domaines d'étude. Chacun de ces domaines constitue un aspect ou une dimension de l'évaluation des impacts, mais il y a de toute évidence des chevauchements et des liens entre ces domaines.

L'ordre des points qui suivent n'implique pas de hiérarchie des priorités, même si le premier domaine mentionné a des implications pour l'évaluation dans son ensemble et pour les méthodes de travail dans les autres domaines.

De surcroît, il n'est pas dans mon intention de suggérer que cette liste couvre tous les domaines susceptibles de soulever des inquiétudes. À mesure que les spécificités des projets d'hydrate de gaz se précisent, ces différents domaines devraient se clarifier et il devrait devenir possible de voir dans quelle mesure les impacts d'ordre social, économique et environnemental empiètent sur les communautés locales et leurs ressources.

## 1. Processus

Une évaluation des impacts qui cherche à rendre compte de façon complète et fiable des impacts qu'un projet industriel va avoir sur les communautés se doit de s'appuyer sur des travaux de sciences sociales de qualité et indépendants, ainsi que sur des processus basés dans la communauté. Bon nombre de spécialistes des sciences sociales diraient probablement que ces deux objectifs — produire des recherches de la plus grande qualité possible et faire participer la communauté — sont interdépendants. Les communautés qui pourraient profiter de projets d'origine extérieure ou y perdre sont tout particulièrement sensibles à la nature des processus utilisés pour rassembler les informations : si les recherches ne se font pas en partenariat avec les dirigeants, les aïeux et les spécialistes de la communauté, alors la résistance de cette communauté peut créer un fossé abrupt et troublant entre l'évaluation et ceux dont on évalue l'existence. Ce fossé peut susciter une résistance au projet, faire que la communauté soit mal informée ou faire que le projet s'aliène la communauté.

Ceci a des implications concernant l'étendue et la qualité des données rassemblées, ainsi que des implications à plus long terme concernant la façon dont les projets vont être perçus et compris. Ceci a, à son tour, des implications concernant les bienfaits et les risques potentiels. En même temps, il faut que les procédures de recherche et d'enquête s'appuient sur de véritables experts indépendants. Le défi d'une évaluation des impacts de cette nature est donc de trouver un équilibre entre les contributions de la communauté et la qualité des travaux de sciences sociales. Il existe une méthodologie bien établie pour garantir certains des aspects de cet équilibre et il est nécessaire de faire attention au processus utilisé afin de s'assurer que les deux aspects du travail se déroulent de façon à se renforcer l'un l'autre.

Il n'est pas facile de trouver le bon processus de consultation. Les dirigeants et les aïeux ont des rôles cruciaux à jouer dans les discussions. Mais bon nombre de communautés disposent également d'experts qui ont des connaissances spécialisées et façonnées par leur culture, à la fois sur le monde naturel et sur le monde social. Et il ne faut pas non plus s'empresse de supposer que le fait de consulter certains individus signifie nécessairement que la relation de consultation avec la communauté sera complète, transparente ou ouverte. Il est possible qu'il faille utiliser un

processus permettant de toucher des individus clés dans la communauté tout en transmettant des informations à l'ensemble des membres de la communauté et en écoutant ce qu'ils ont à dire. Ceci souligne l'avantage qu'il peut y avoir à avoir recours à une approche de type commission d'enquête, dans laquelle on cherche à la fois à utiliser les connaissances des sciences sociales et les préoccupations des gens et à combiner ces deux dimensions de la consultation.

Lors de l'élaboration des lignes directrices pour l'évaluation des impacts, il est par conséquent indispensable de prêter attention aux points suivants :

- (i) Les communautés sont tenues au courant du projet potentiel.
- (ii) Les communautés sont tenues au courant des travaux de recherche d'ordre social, économique et culturel qui sont prévus en vue de répondre aux questions concernant les impacts du projet sur leurs membres et sur leurs ressources.
- (iii) Les études de sciences sociales et les études environnementales sont de la plus grande qualité possible et sont effectuées par des experts indépendants.
- (iv) On prévoit du temps pour que la consultation soit authentique et pour que les recherches d'ordre contextuel soient bien faites. L'évaluation des impacts n'aura de vraie valeur que si elle s'inscrit dans la conception même du projet et qu'elle se fait avant le démarrage du projet sur le terrain.
- (v) Le processus comprend des rencontres avec les dirigeants et les aïeux aussi bien qu'avec la communauté dans son ensemble. Ceci signifie qu'on prévoira, dans le calendrier des consultations, une audience pour la communauté.

## 2. L'industrie

L'évaluation des impacts sur le plan social, économique et culturel dépend d'une description claire de la nature de l'industrie, de son fonctionnement et des échéances probables du projet. Il faut comprendre ce à quoi ressemble l'industrie en tant qu'industrie et la façon dont elle va se développer en tant qu'ensemble d'activités économiques et sociales. Pour voir dans quelle mesure les communautés seront affectées par le projet, il faut trouver la réponse à certaines questions simples :

- (i) Est-ce qu'il s'agit d'une industrie propre au site ou d'une industrie dispersée dans de nombreux sites? Comment ses impacts potentiels se répartissent-ils sur le plan géographique?
- (ii) De quel type d'infrastructures (routes, pistes d'atterrissage, chemin de fer, terminaux d'expédition, etc.) l'industrie a-t-elle besoin?
- (iii) Est-ce que les infrastructures ou le fonctionnement à long terme de l'industrie signifient qu'il y aura un élargissement des communautés ou des villes existantes ou la création de nouvelles villes?

- (iv) Quels sont les besoins de l'industrie en matière d'emploi à court terme? Est-ce qu'il y a un besoin de main-d'œuvre peu qualifiée ou hautement qualifiée au démarrage, etc.?
- (v) Quels sont les besoins de l'industrie en matière d'emploi à long terme? Est-ce qu'il y a des perspectives d'emplois à long terme pour les membres des Premières nations?
- (vi) Combien d'individus se rendraient dans les communautés et dans quelles circonstances (séjours à court terme, pauses et divertissement, séjours à long terme, etc.)?
- (vii) Quels types de déchets ou d'effets secondaires sur l'environnement l'industrie produit-elle?

### 3. Qui sont les gens dans les communautés?

Les communautés du nord et de l'ouest du Canada ont beaucoup de choses en commun : pour la plupart, elles sont de petite taille, elles ont connu une histoire difficile en raison de la colonisation européenne et du colonialisme à l'interne, elles se livrent à des négociations concernant leurs revendications territoriales ou sont parvenues à des accords à ce sujet, elles connaissent tout un éventail de problèmes sociaux et de vulnérabilités, etc. En même temps, chacune d'entre elles est distincte, avec des différences culturelles qui ont une immense importance, tant sur le plan historique que dans la vie au quotidien. Les peuples se situant le long de la côte ouest du Canada ont en commun certaines caractéristiques économiques et sociales, mais ont également de grandes différences sur le plan de la langue, des traditions et des relations avec les ressources naturelles. De même, les peuples de l'Arctique et de la région subarctique ont plusieurs dialectes et traditions inuits, ainsi que des gens qui parlent les langues athapascanes et algonquiennes. Sur la côte est, on a tout un éventail de systèmes différents sur le plan du patrimoine, de l'école et de la vie sociale, avec des communautés d'Inuits, d'Innus, de colons et d'autres communautés très mélangées. Dans toutes ces communautés, il y a également des gens qui ne sont pas des Autochtones et qui entretiennent leurs propres relations avec la communauté et avec l'environnement. Il faut que l'évaluation des impacts s'appuie sur une bonne compréhension de l'identité de ces différents peuples et examine ce qu'ils ont en commun et ce qui distingue chaque groupe des autres.

L'un des domaines cruciaux ici est celui du type de vulnérabilité qui affecte les populations concernées. Bon nombre des peuples du nord et des côtes est et ouest du pays présentent des signes inquiétants de détresse sociale et individuelle. Depuis 1980, les taux de suicide et de tentatives de suicide de ces régions suscitent de grandes inquiétudes. Dans de nombreuses communautés, ces taux restent élevés. Ces taux et d'autres signes de stress soulignent parfois des besoins et des vulnérabilités qui sont particulièrement pertinents pour les projets industriels dans ou à

proximité de ces communautés, quels qu'ils soient. Est-ce que les projets pourraient créer de nouveaux risques ou est-ce qu'ils pourraient offrir de nouvelles possibilités de réduire les problèmes d'ordre économique et social?

De même, il y a certains vulnérabilités qui découlent des impacts sur l'environnement. Un grand nombre des communautés de Premières nations et d'Inuits le long des côtes et dans le nord du Canada — si ce n'est la plupart d'entre elles — entretiennent des relations fortes avec les ressources renouvelables et en dépendent beaucoup. La chasse, la pêche et le piégeage continuent de se situer au cœur de l'identité des Autochtones dans de nombreux cas, tandis que l'exploitation de ces ressources à des fins financières (marketing et tourisme) a une importance réelle ou potentielle dans de nombreuses communautés. De plus, la gestion des ressources renouvelables a figuré dans toutes les négociations concernant les revendications territoriales des Premières nations et des Inuits. Les impacts possibles sur l'environnement qui pourraient entraîner une évolution des populations d'animaux et de poissons ont une importance tout particulière pour les Premières nations.

Les réflexions ci-dessus s'inscrivent dans un ensemble long et complexe de questions auxquelles l'évaluation des impacts se doit de trouver réponse. Ces questions sont, entre autres, les suivantes :

- (i) Quelles sont les caractéristiques de chacun des peuples affectés (taille de la population, démographie, forme de gouvernement, identité culturelle, etc.)?
- (ii) À quels aspects de cette identité le peuple lui-même accorde-t-il la plus grande priorité?
- (iii) Quelles sont les réalités économiques pour la communauté (base de ressources, revenus dépendant d'activités liées à la terre, emplois à court terme et à long terme, paiements de transfert, etc.)?
- (iv) Quels sont les besoins économiques?
- (v) Quelles sont les réalités sociales pour ces peuples (indicateurs de bien-être et de stress, considérations sanitaires, problèmes de santé mentale et pathologies, etc.)?
- (vi) Quels sont, d'après le peuple lui-même, ses besoins et ses vulnérabilités les plus importants?
- (vii) Quel est le niveau d'autonomie gouvernementale et quelle est la situation des revendications territoriales dans chaque communauté? Quelle est la meilleure façon de les appuyer? Où sont les risques?

#### 4. Compétences et gouvernement

J'ai déjà fait référence à la pertinence qu'ont le processus des revendications territoriales et les ententes dans ce domaine vis-à-vis des évaluations des impacts dans le nord et le long des côtes. Certains travaux scientifiques récents ont examiné les liens entre le bien-être de la communauté, le contrôle de la communauté et les niveaux de gouvernement. Voici quelques-unes des questions soulevées dans ce domaine :

- (i) Dans quelle mesure les ententes existantes ou à venir concernant les revendications territoriales auront-elles un impact sur la question de savoir à qui appartiennent les gisements d'hydrates de gaz et qui les gère?
- (ii) Dans quelle mesure ces ententes auront-elles un impact sur la planification des projets, à la fois dans les communautés et dans leurs territoires?
- (iii) Que peut-on faire, dans la conception des projets, pour tenir compte des institutions, des droits et des compétences des communautés et les renforcer, au lieu de les saper?

#### 5. Questions culturelles

Les notes ci-dessus font référence, de façon explicite ou implicite, à l'importance de l'idée et du respect de soi. Les évaluations des impacts sociaux se doivent de prêter attention au patrimoine culturel, aux pratiques culturelles et aux connaissances culturelles, à la façon dont la communauté les perçoit, au degré auquel elle en dépend ou à la priorité qu'elle leur accorde. Dans de nombreuses communautés des Premières nations et des Inuits, on note des efforts souvent difficiles et plein d'embûches pour trouver un équilibre entre les questions culturelles (langue, liens avec le patrimoine, pratiques spirituelles, localisation et protection des sites sacrés ou des cimetières, respect des aïeux, enseignement de la culture autochtone dans les écoles, etc.) et l'acceptation du développement économique ou le besoin de ce développement. Avant de se lancer dans d'autres projets, en particulier des projets de l'envergure de ceux concernant l'hydrate de gaz, il est indispensable de prêter attention à ce que vont pouvoir faire les communautés pour maintenir le type d'équilibre entre culture et développement dont elles disent avoir besoin. Ceci soulève un certain nombre de questions :

- (i) Quelle perception chaque communauté a-t-elle de ses propres besoins et de sa propre vulnérabilité sur le plan culturel?
- (ii) Quels processus peut-on mettre en place pour garantir qu'on prêtera attention aux préoccupations culturelles et qu'on leur donnera toutes les chances de se faire entendre?
- (iii) Quel type d'institutions ou de structures de soutien peut-on mettre en place pour protéger les sites, les pratiques et les connaissances culturelles dont chaque communauté indique qu'ils sont tout particulièrement importants?

- (iv) Comment maintenir l'équilibre nécessaire ou préféré entre les pressions/priorités d'ordre culturel et les pressions/priorités d'ordre économique au cours de chaque phase du projet?

## 6. Note sur la transparence et la méthodologie

Dans chaque secteur d'évaluation des impacts sociaux et économiques se pose la question de la transparence. Il faut que les gens des régions affectées sachent ce qui est prévu et, quand cela est approprié et possible, aient leur place dans le processus de planification. Lorsque nous examinons les différents types d'évaluation des impacts qu'il faut faire, il est important de trouver des moyens de garantir que les gens puissent voir et comprendre les données et les impacts. Au Canada et ailleurs (souvent sous l'influence de l'expérience et du savoir-faire acquis au Canada), les projets de recherche dans les communautés se sont servis de cartes et d'activités de cartographie pour rassembler des données auprès des individus dans les communautés et pour rendre ces données et d'autres données accessibles à autant de personnes que possible.

La façon dont les projets proposés empiètent sur les communautés peut se comprendre comme un calque posé sur une carte : les projets viennent « se coller » sur les communautés. On peut faire cela à l'aide de simples techniques de cartographie, en créant une représentation visuelle de l'ensemble des impacts potentiels. Si possible, on peut superposer une carte décrivant la région où les projets d'hydrate de gaz se concentreront sans doute, avec des zones d'activité intense et des zones d'activité moins intense, ainsi qu'une chronologie des activités, sur une carte de toutes les communautés des régions concernées

Avec un calque de ce type, on peut offrir un guide fondamental concernant la dimension géographique des impacts potentiels et on peut indiquer les communautés qui pourraient avoir le plus besoin d'études d'évaluation des impacts et d'un processus d'évaluation.

À mesure que l'on comprend mieux les impacts potentiels, on peut augmenter le niveau de détail et la sophistication de ce calque, en y superposant des calques supplémentaires. Ceci signifie que, à chaque stade du projet, on aura une représentation visuelle des enjeux, qu'on pourra montrer à la fois aux communautés et aux scientifiques.

Ce type de simple calque superposé peut constituer une première étape pour donner une dimension cartographique à l'évaluation des impacts. La méthodologie de ce type de travail a progressé de façon très importante au cours des dix dernières années, au cours desquelles l'on a accordé une attention tout particulière à l'utilisation d'une cartographie des impacts pour s'assurer que les communautés participent au processus et que les données soient représentées de façon suffisamment facile à comprendre pour les membres des communautés. Étant donné qu'il est tout particulièrement important d'avoir des processus de planification et de recherche transparents, il pourrait être approprié pour votre comité de recommander d'utiliser ce type de méthodologie dès les premiers stades dans tout travail de recherche sur le potentiel des projets d'hydrate de gaz. On peut montrer l'étendue d'une ressource d'une façon qui illustre dès le début certains de ses impacts potentiels. Grâce à cette façon relativement simple de présenter les choses, les gens dont les terres et la vie pourraient être affectées peuvent commencer à voir les contours des nouvelles réalités — et peuvent par conséquent commencer à examiner eux-mêmes et aider les autres à examiner ce que ces réalités signifieraient pour eux.

## **7. Conclusion**

Il est possible de tirer des leçons de l'histoire des projets industriels et des efforts qui ont été faits ou n'ont pas été faits pour évaluer, prédire et atténuer les impacts. Il est important d'examiner le degré de réussite de différentes formes d'études pour ce qui est de produire les types nécessaires d'évaluations des impacts. L'échelle de l'évaluation nécessaire dans le cas des hydrates de gaz correspond au potentiel de ce projet : il s'agira d'une tâche très vaste et très compliquée, qui concernera de nombreuses communautés et de nombreuses cultures. L'évaluation des risques, l'analyse coûts-avantages et la participation de la communauté devront faire partie intégrante du processus d'évaluation. Il faudra analyser beaucoup de modèles et de paradigmes et consulter un spectre très large de membres des communautés, ainsi que les spécialistes des sciences sociales et environnementales. J'espère que vous serez en mesure d'insister pour que cet ensemble de tâches et de défis fasse d'une analyse aussi complète que possible, tandis que les autres aspects scientifiques et techniques des projets d'hydrate de gaz sont examinés. Si l'évaluation des impacts sociaux et environnementaux ne vient se greffer qu'après coup, avec peu ou pas de possibilités d'influencer les projets prévus, alors l'atténuation des impacts et l'offre des bienfaits des projets aux communautés seront d'autant plus difficiles à réaliser.

## Exemples de processus

On peut voir l'importance qu'il y a à avoir un processus d'évaluation complet et s'appuyant sur la consultation en se servant de quelques exemples. L'exemple peut-être le plus important est celui de l'enquête sur la canalisation de la vallée du Mackenzie, connue sous le nom de « commission Berger ». Cette commission avait le statut d'une commission royale et son mandat portait sur le « couloir énergétique » éventuel le long du lit du fleuve Mackenzie, mais le juge Berger a considéré sa tâche comme consistant à explorer de façon approfondie les enjeux d'ordre environnemental, social et économique à la fois pour la vallée et pour le nord du Canada dans son ensemble. De fait, l'enquête a créé, dans le cadre d'audiences organisées partout au pays, une série de forums dans lesquels les Canadiens pouvaient s'exprimer sur leur vision du pays dans son ensemble.

L'une des grandes forces de la commission Berger a été qu'elle se concentrait sur chaque niveau des impacts potentiels, en accordant une attention toute particulière aux communautés des Premières nations qui connaîtraient certains des impacts les plus directs et les plus grands. Dans cette dimension du travail, le juge Berger a insisté sur le fait que l'équipe chargée de l'enquête devait rester dans chaque communauté aussi longtemps qu'il était nécessaire, afin de garantir autant que possible que ces communautés prennent le temps dont elles avaient besoin pour définir leurs préoccupations. Il s'est agi là d'un engagement remarquable en vue de comprendre les enjeux locaux et de permettre aux communautés locales de participer au processus. En même temps, la commission a également commandé des rapports d'experts de toutes les disciplines pertinentes et de toutes les parties concernées par le débat. Elle a ainsi constituée une base pour ses conclusions qui s'appuyait autant que possible sur les commentaires et les suggestions des communautés locales et sur des connaissances de la plus grande qualité dans le domaine des sciences environnementales, naturelles et sociales. L'un des résultats les plus importants de ce travail est la conclusion à laquelle la commission est parvenue, à savoir que le couloir proposé devait être suspendu pendant au moins 10 ans, afin de permettre à des processus politiques et sociaux importants de se dérouler. Ceci a souligné l'importance qu'il y avait à faire les choses à l'avance, afin de pouvoir définir les droits et les besoins des communautés vulnérables et de les faire peser sur la mise en œuvre du projet. Comme on le sait, le gouvernement du Canada a accepté cette recommandation, de sorte que le projet envisagé aujourd'hui pour le couloir énergétique de la vallée du Mackenzie présente certains grands avantages que la commission Berger avait prévus et mis en place. Je considérerais donc la commission Berger comme étant un modèle possible pour le type d'enquête qu'il faudrait effectuer pour les projets potentiels concernant les hydrates de gaz.

La commission Berger n'est pas le premier exemple d'évaluation approfondie et pertinente d'un projet industriel majeur au Canada. Au début des années 1970, les négociations entourant le projet d'Hydro-Québec dans la baie de James ont également inclus une évaluation des impacts de haut niveau et surtout une prise en compte approfondie de l'impact que les infrastructures et les inondations auraient sur les communautés Cris de la région. Les travaux sur l'environnement et sur les sciences sociales dans ce cas ont découlé d'une série de batailles juridiques et ensuite de la négociation de la Convention de la baie James. Cette convention a ses critiques, mais les mesures d'atténuation mises en place se fondaient sur un gros travail d'évaluation des impacts, de prise en compte des commentaires de la communauté et, en dernière analyse, sur un ensemble de mesures comprenant des droits fonciers, des pouvoirs de gestion et un soutien financier pour ceux qui dépendaient le plus de leurs terres. Le fait que cette convention a émergé d'un conflit très tendu illustre la qualité du processus de consultation et de recherche qui a pu avoir lieu, ainsi que le soutien financier et politique émanant du gouvernement fédéral de l'époque.

D'un autre côté, les projets hydroélectriques au Canada et aux États-Unis sont caractérisés par un manque de mesures appropriées d'évaluation et d'atténuation des impacts. Il y a eu une série de projets dans les années 1950 où l'on n'a que rarement ou même jamais prêté attention aux impacts environnementaux, aux coûts sur le plan social et aux droits des personnes déplacées. Ainsi, le projet des chutes Churchill au Labrador est allé de l'avant sans que les Innus, dont les terres allaient être inondées, soient même au courant du projet. De même, la digue W.A.C. Bennet en amont de la rivière de la Paix a inondé les terres et les habitations de la communauté Injenika sans qu'on se préoccupe le moins du monde, à l'époque, des vulnérabilités ou des droits de cette communauté. De même encore, les réservoirs derrière les digues et les digues elles-mêmes sur la rivière Snake dans l'Idaho ont été planifiés et créés avec très peu de consultations auprès de la communauté des Nez Percés et des autres communautés qui ont perdu leurs ressources de la pêche, leurs lieux de pêche et d'autres ressources suite à ces projets. Rétrospectivement, on voit que le Canada et les États-Unis auraient dû mettre en place une série de processus d'évaluation des impacts et dresser une vue d'ensemble de la nature des projets hydroélectriques.

On ne se souciait pas de ces choses-là à cette époque et il n'y a donc eu aucune évaluation des impacts sur l'environnement et sur l'homme. Ceci a fait que ces peuples ont subi de lourdes pertes, que les paysages ont été transformés et que les droits des peuples ont été ignorés. Les coûts de ces projets pour les régions et les nations concernées sont de nature cumulative : la pauvreté, l'amertume et les conséquences environnementales ne s'évanouissent pas. Dans certains cas — le peuple Injenika et la digue W.A.C. Bennet, par exemple —, les préjudices et les

pertes ont été traités après coup. Cela peut entraîner des procès chers et démoralisants et des circonstances dans lesquelles il n'est pas vraiment possible de compenser les gens ou d'atténuer les conséquences. Il est important que les impacts des projets en aval n'incluent pas ce type de préjudices cumulatifs pour l'environnement et pour les communautés et les familles, qu'on ne manque pas les occasions de gérer les choses en commun et de partager les bienfaits des projets avec les communautés locales et qu'on ne soit pas conduit à ignorer ou même à enfreindre les droits de ces communautés.

Pour répondre aux besoins des communautés locales, de l'environnement et de la nation dans son ensemble, il faut un processus complet d'évaluation s'appuyant sur des consultations et sur des recherches scientifiques poussées. La commission Berger n'est qu'un modèle possible. Il y en a d'autres. Les recherches préalables à ce stade sur les projets d'hydrate de gaz devraient inclure une étude détaillée de l'expérience acquise en matière de commissions d'enquête et d'évaluations des impacts, des modèles et des options disponibles.

## Annexe D – Mise à jour sur Mallik

*Document soumis par Scott R. Dallimore\*, J. Frederick Wright\* et Koji Yamamoto†*

### VUE D'ENSEMBLE DES RECHERCHES SUR L'HYDRATE DE GAZ À MALLIK

La première mise en évidence d'hydrates de gaz au puits de découverte Mallik L-38 d'Imperial Oil remonte au forage de ce puits à l'hiver 1971–1972 (Bily et Dick, 1974). Le contexte géologique et les propriétés physiques des dépôts d'hydrate de gaz dans le champ de Mallik ont fait l'objet d'études supplémentaires lors de programmes internationaux de puits de recherche en 1998 et en 2002.

Le programme de puits de recherche Japex/JNOC/GSC Mallik 2L de 1998 a permis de prélever les premières carottes d'échantillons d'hydrate de gaz en milieu de pergélisol et a produit une quantité substantielle de données scientifiques et techniques (Dallimore et al., 1999). Le programme de puits de recherche sur la production d'hydrate de gaz à Mallik de 2002, organisé dans le cadre d'un partenariat entre cinq nations, s'est appuyé sur les réalisations du programme de 1998 pour mener diverses enquêtes multidisciplinaires et a offert la première occasion d'entreprendre un test de production d'hydrate de gaz dans le contexte des contraintes d'un puits (Dallimore et Collett, 2005). Trois puits de recherche, forés et complétés en 2002, ont permis d'effectuer des diagraphies de niveau avancé et d'organiser un programme de carottages couronné de succès (avec des analyses approfondies en laboratoire). On a entrepris un test de production thermique à échelle réelle sur cinq jours (avec circulation d'eau chaude dans le trou), ainsi que plusieurs tests à court terme et à petite échelle de soutirage par MDT (Modular Dynamic Formation Tester). On a utilisé, pour ces tests, des techniques avancées de mesure et de contrôle des réservoirs, y compris des relevés géophysiques puits à puits, pour la surveillance à grande pénétration des réservoirs, et des systèmes à fibres optiques de détecteurs de distribution de la température (DDT) pour obtenir des analyses à haute résolution de la température dans la formation.

---

\* Commission géologique du Canada, C.P. 6000, Sidney (C.-B.) V8L 4B2 Canada.

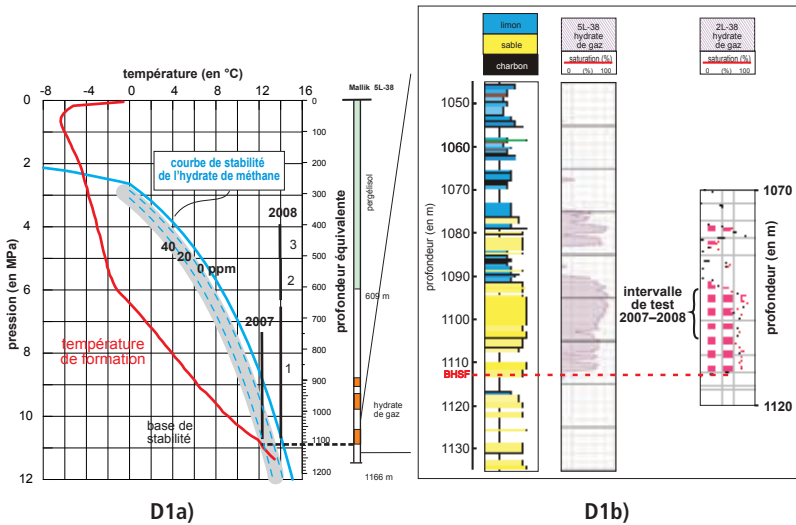
† Japan Oil, Gas, Metals National Corporation, Technical Research Centre, Chiba, Japan.

Le principal objectif du programme de recherche sur la production d'hydrate de gaz de 2006–2008 à Mallik était de mesurer et de contrôler le comportement en production d'un réservoir d'hydrate de gaz en milieu terrestre avec une stimulation par soutirage. La JOGMEC a fourni, en partenariat avec RNCAN, le financement du programme et le leadership pour les études de R-D. Aurora College/Aurora Research Institute a été désigné comme étant l'opérateur pour le programme sur le terrain. Les résultats de ce travail, avec les tests de production de gaz par soutirage, sont décrits ci-dessous.

**Hiver 2007** – Les principaux objectifs des activités sur le terrain de l'hiver 2007 étaient les suivants : mettre en place les installations physiques nécessaires pour les tests de production et pour la réinjection de l'eau produite; déployer et évaluer les nouveaux outils géophysiques et systèmes de contrôle; et entreprendre un test à court terme de soutirage pour faire des observations cruciales avant d'entreprendre un test de production à plus long terme prévu pour l'hiver 2008. Le 2 avril 2007, on a entrepris un test de production par soutirage de courte durée pour évaluer le rendement de l'équipement et pour évaluer le comportement du réservoir de Mallik lors d'une production à court terme. On a entrepris un test sur un intervalle d'hydrate de gaz de 12 mètres (de 1 093 à 1 005 m). Comme l'expliquent plusieurs articles de Dallimore et Collett (2005), les sédiments dans l'intervalle de production sont typiques d'un milieu de dépôt fluviodeltaïque (voir figure D1).

Une formation de limon interstratifié à granulométrie fine s'avère dominer au-dessus de 1 085 m, entremêlée à l'occasion de fines couches de charbon et de sable, avec un intervalle épais de sable entre 1 070 et 1 078 m. En dessous de 1 085 m, le milieu s'avère être dominé par une formation épaisse de sable, caractérisée par de fines couches interstratifiées de limon ici et là. Les observations des carottes et les estimations des diagraphies confirment que l'hydrate de gaz se présente principalement sous la forme d'une substance comblant les interstices dans le sable (50 à 90 pour cent de saturation des interstices), avec seulement occasionnellement de l'hydrate de gaz visible sous la forme de couche recouvrant les grains de sable. On n'a observé que peu ou pas d'hydrate de gaz dans les intervalles dominés par le limon, ce qui semble indiquer que la formation de l'hydrate de gaz dépend dans une large mesure de la lithologie. Un contact basal abrupt (à 1 107 m) entre les sables saturés d'hydrate de gaz et les sables saturés d'eau marque la limite inférieure de la zone d'hydrate de gaz la plus basse et s'interprète comme étant la base conditionnée par la salinité et définie par la température du champ

de stabilité de l'hydrate de gaz (figure D1). Les estimations de la perméabilité de la formation au sein de l'intervalle de production vont de 0,1 à 1 mD, tandis que la perméabilité<sup>61</sup> du limon renfermant de l'hydrate de gaz est généralement de moins de 0,1 mD. Par opposition, la perméabilité des sables saturés d'eau sous la base du champ de stabilité de l'hydrate de gaz pourrait être de l'ordre de 100 à 1 000 mD. Les porosités des sédiments dans les deux puits vont de 30 à 40 pour cent.



**Figure D1**

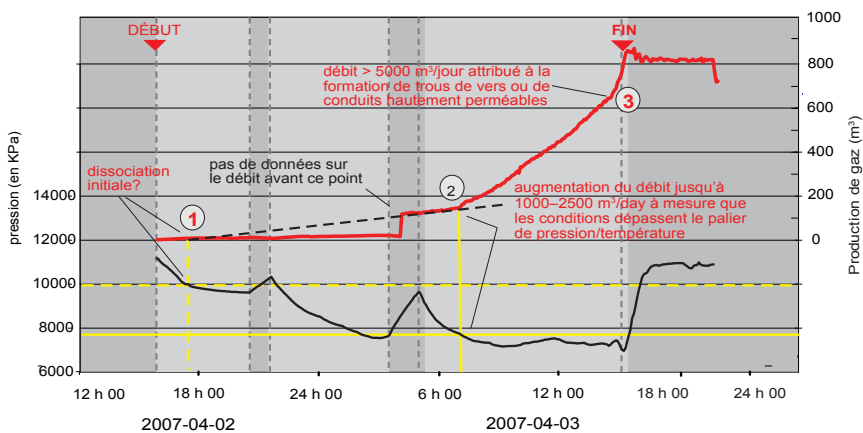
a) estimation de la température de la formation pour le réservoir de Mallik par rapport aux conditions de pression et de température dont on pense qu'elles représentent la zone de stabilité dans le réservoir (les lignes continues montrent le changement de pression causé lors du programme de test de production en 2007 et en 2008); b) stratigraphie détaillée et concentration en hydrate de gaz pour Mallik 5L-38 et Mallik 2L-38 indiquant l'intervalle de production en 2007–2008.

61 La perméabilité se mesure en « darcys » (D). Un milieu dont la perméabilité vaut 1 D laisse passer un débit de 1 cm<sup>3</sup>/s à un gradient de pression de 1 atmosphère/cm. 1 mD (millidarcy) vaut 10<sup>-3</sup> D.

La présence d'hydrate de gaz semble contribuer de façon substantielle à la solidité de la matrice sédimentaire. En termes simples, l'hydrate de gaz fait office de liant entre les grains de sable individuels et c'est donc de lui que dépend en grande partie la solidité de la substance. Les données sur le terrain semblent indiquer qu'il y a des fractures partout dans l'intervalle renfermant de l'hydrate de gaz à Mallik et que ces fractures fonctionnent en effet comme des fractures ouvertes pour ce qui est du débit obtenu. On a effectué un bref test de production par soutirage de 24 heures en avril 2007. Ce test a été contrôlé en réduisant le niveau de fluide dans le puits à l'aide d'une pompe électrique submersible (PÉS) configurée pour réinjecter le fluide dans une zone perforée plus bas. Le test a permis d'obtenir une pression de fond minimum d'environ 7,3 mégapascals (MPa), ce qui représente un soutirage de  $\sim 3.7$  MPa en dessous de la condition du réservoir sur place.

On a délibérément choisi d'entreprendre le test de 2007 sans mettre en place de mesures d'élimination du sable, afin de déterminer si la réduction de la solidité du sédiment causée par la dissociation du gaz entraînerait une entrée de sédiments dans le puits ou si, inversement, les sédiments mobiles formeraient simplement à nouveau un solide à proximité de la zone du trou du puits en s'entassant autour des perforations du couvage. De fait, on a observé une entrée substantielle de sable dans le trou, ce qui a entraîné des problèmes opérationnels, lesquels ont limité à leur tour la pression de soutirage obtenue et limité la durée du test à environ 24 heures.

En dépit de la brève durée de ce test, on a acquis une expérience pratique considérable. Les résultats du test de 2007 ont révélé l'extrême mobilité des sédiments renfermant de l'hydrate de gaz à Mallik lorsque l'hydrate de gaz (qui joue le rôle de liant dans le réservoir sablonneux) se dissocie. En dépit de l'entrée de sable dans le trou du puits, on a observé plusieurs débits de gaz, avec un taux dans la dernière partie du test de plus de  $5\,000\text{ m}^3/\text{jour}$  (soit 180 Mcf/jour) (figure D2). Ces débits supérieurs aux prédictions des études de simulation numérique soulèvent la possibilité d'un comportement non uniforme de la formation, peut-être en raison de l'hétérogénéité géologique, ce qui conduirait à la formation de conduits de perméabilité renforcée (« trou de vers ») pendant la production de sable (Dallimore *et al.*, 2008).



**Figure 2** – Production cumulée (ligne rouge) et pression de flux dérivée au fond du puits (ligne noire) suite au test de soutirage sur l'intervalle de production de Mallik les 2 et 3 avril 2007. Comme l'expliquent Numasawa *et al.* (2008), des problèmes opérationnels pendant le test ont entraîné un fonctionnement intermittent de la pompe, avec des périodes de fonctionnement (en gris clair) et des périodes où la pompe n'a pas fonctionné (gris foncé). Malheureusement, on n'a pas enregistré de données sur le débit au début du test. Les annotations sur la figure montrent les changements dans le débit au fil du test.

**Hiver 2008** – Le but des activités sur le terrain de l'hiver 2008 était d'entreprendre des tests de production à long terme dans le même intervalle d'hydrate de gaz (entre 1 093 et 1 005 m) que celui perforé et testé en 2007. On a transporté une plate-forme de maintenance et les installations d'appui, par route des glaces, d'Inuvik au site de Mallik au courant du mois de janvier 2008. Pour éviter les problèmes opérationnels spécifiques rencontrés en 2007, on a installé des tamis à sable dans l'intervalle de production pour retenir les sédiments à granulation grossière (sablonneux) tout en permettant aux limons et aux argiles plus fins de pénétrer en partie dans le trou du puits. Les instruments assemblés pour la complétion du puits ont compris une PÉS, des instruments de détection dans le trou et un appareil de chauffage électrique dans le trou de forage afin de prévenir la reformation de l'hydrate de gaz dans le tube de production. Le gaz, l'eau et les sédiments produits lors du test ont été remontés à la surface, où l'on a séparé et mesuré chaque composant. Le test de production s'est déroulé du 10 au 16 mars et le démontage du puits s'est achevé le 1<sup>er</sup> avril 2008.

Dans l'ensemble, le test a été une réussite complète sur le plan opérationnel, avec un excellent rendement de l'équipement. On a atteint trois cibles en matière de soutirage, avec une pression de fond (BHP) d'environ 7,3 MPa, 5 MPa et 4 MPa respectivement. On a obtenu un débit de fluide à la surface dans les minutes qui ont suivi le début du test, avec environ 12 300 m<sup>3</sup> (soit 430 Mcf) de méthane gazeux mesurés par l'équipement à la surface. On a maintenu un débit moyen de 2 000 m<sup>3</sup>/jour (soit 70 Mcf/jour) pendant le test, avec des pointes allant jusqu'à 4 500 m<sup>3</sup>/jour (soit 160 Mcf/jour). La quantité totale d'eau produite pendant le test a été de moins de 100 m<sup>3</sup> (3 500 pi<sup>3</sup>). Si les données brutes du test et l'interprétation détaillée des résultats restent confidentielles (à compter du mois de mai 2008), on a pu confirmer le maintien de débits de gaz de 2 000 à 4 000 m<sup>3</sup>/jour (soit 70 à 140 Mcf/jour) sur les six jours du test et confirmer que les opérations physiques se sont très bien déroulées pendant la progression entre les trois stades de pression de soutirage.

**Conclusions** – Au cours des deux saisons de travail sur le terrain en 2007 et en 2008, le programme de Mallik a appris beaucoup de choses sur le plan pratique concernant la production d'hydrate de gaz par dépressurisation. On a effectué un programme de diagraphies en puits ouvert et de diagraphies en puits tubé en 2007, en déployant un certain nombre de nouveaux outils pour quantifier les propriétés sur place dans le réservoir et le comportement d'un réservoir à dominante sablonneuse et renfermant de l'hydrate de gaz en réponse à une stimulation pour la production. Le programme de recherche sur la production à Mallik en 2007–2008 a prouvé que le concept de production d'hydrate de gaz par dépressurisation était correct. Les tests de Mallik indiquent qu'il est possible d'obtenir un débit soutenu de gaz à partir d'un réservoir clastique d'hydrate de gaz à dominante sablonneuse, grâce à la réduction des pressions en fond de trou à l'aide de techniques conventionnelles des champs pétroliers adaptées à un système d'hydrate de gaz en milieu arctique. Les résultats du programme de Mallik, y compris l'abondante base de données du projet, seront publiés à l'avenir par les participants au projet, dans l'espoir que la communauté des chercheurs pourra s'en servir pour vérifier les modèles de simulation de réservoirs et la conception des futurs programmes de tests de production dans d'autres sites dans le monde.

## Index

- abondance, 12
- Accords atlantiques, 108
- accumulations, 21,  
voir aussi formation, réserves
- Alaska, 22
- Alberta, 72
- Allemagne, 37
- Arctique, 18, voir aussi grand nord
- argiles, 20
- avantages économiques, 119,  
voir aussi impacts économiques
- bactéries, 107
- bassin sédimentaire, 22
- biomasse, 24
- blocages dans les canalisations, 35
- canalisation de la vallée  
du Mackenzie, 83
- cartographie, 47
- Cascadia, 21
- changement climatique, 15
- charbon, 12
- Chili, 38
- Chine, 22
- CNRC, 153
- collaboration internationale, 36
- Colombie-Britannique, 28
- commission Berger, 115
- Commission géologique  
du Canada, 158
- communautés locales, 91,  
voir aussi communautés
- communautés, 15
- complétion, 73
- compression, 84
- Conseil national de recherches  
du Canada, 31, voir CNRC
- considérations environnementales, 13
- consultation, 108
- Corée, 22
- côte de l'Atlantique, 47,  
voir aussi côte est
- côte du Pacifique, 86,  
voir aussi côte ouest
- côte est, 12
- côte ouest, 28
- CSEM, 48,  
voir électromagnétisme à source

- contrôlée, 132
- cycle du carbone, 101,  
voir aussi gaz à effet de serre
- dégagement de méthane, 30
- delta du Mackenzie, 23
- demande en énergie, 23
- dépressurisation, 63
- diagraphie de puits, 69
- dioxyde de carbone, 18
- dissociation, 13
- eau libre sous-jacente, 89,  
voir aussi fluides sous-jacents
- économie, 84
- éducation, 91
- électromagnétisme  
à source contrôlée, 48
- énergie éolienne, 24
- énergie géothermique, 124
- énergie marémotrice, 124
- énergie nucléaire, 124
- énergie solaire, 24
- Energie, Mines et Ressources, 49,  
voir RNCan
- estimations, 12, voir aussi quantité
- étanchéité des puits, 56
- États-Unis, 14
- exploration, 15
- exportations de gaz, 26
- exportations, 26
- fluides sous-jacents, 80
- forage, 13
- formation (processus), 15
- formation (résultat), 16
- formation, 36
- formes d'énergie de substitution, 24
- fractures, 56
- France, 38
- fuites, 13
- gaz à effet de serre, 29
- gaz libre sous-jacent, 81,  
voir aussi fluides sous-jacents
- gaz naturel conventionnel, 12
- gaz naturel liquéfié, voir GNL
- gaz naturel, 12
- GNL, 26
- golfe du Mexique, 21
- gouvernement du Canada, 14,  
voir aussi CNRC, RNCan
- gouvernement fédéral, 107,  
voir aussi gouvernement du Canada

- grand nord, 105
- griffon Bullseye, 47
- griffons froids, 20
- historique de la recherche sur l'hydrate de gaz, 31
- hydrate de gaz sur terre, 68
- hydrates de gaz sur le continent, 16
- hydroélectrique, 115
- ICDP, 36
- île de Vancouver, 21
- îles de l'Arctique, 23
- impacts économiques, 91
- impacts, 29, voir aussi communautés
- Imperial Oil, 61
- indicateurs directs d'hydrocarbures, 66
- Indie, 12
- industrie, 13
- infrastructure de transport, 89
- infrastructure, 15
- inhibiteurs, 157
- inhibition, 20
- instabilité du plancher océanique, 101
- instruments, 179
- Integrated Ocean Drilling Program, 42, voir IODP
- International Continental Drilling Program, 36, voir ICDP
- Inuits, 113
- investissement, 15
- IODP, 20
- Japon, 12
- limon, 74
- localisation des hydrates de gaz, 42
- Loi sur les opérations pétrolières au Canada, 108
- Loi sur les ressources pétrolières du Canada, 108
- longévité, 132, voir aussi production
- Mallik, 23
- mer de Beaufort, 45
- méthane de houille, 71
- méthane, 12
- méthodes électromagnétiques, 47
- méthodes sismiques, 48
- Mexique, 21
- milieu marin, 18
- ministère de l'Énergie des États-Unis, 9
- ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, 109
- modèles numériques, 158, voir aussi modèles
- modèles, 57
- modélisation de réservoirs, 82, voir aussi modèles
- module d'élasticité du plancher océanique, 48

- moratoire de la côte ouest, 49,  
voir aussi moratoire
- moratoire(s), 49
- Mount Elbert, 23,  
voir aussi Alaska
- non-utilisation de l'hydrate de gaz, 13
- nord, voir grand nord
- Norvège, 37
- Nouvelle-Écosse, 47
- Nouvelle-Zélande, 39
- Ocean Drilling Program,  
voir aussi ODP
- océanique, 56, voir aussi marin
- Office national de l'énergie, 44,  
voir ONE
- ONE, 44
- outils de laboratoire, 69
- Panarctic Oils, 159
- participation du Canada aux projets  
internationaux, voir collaboration  
internationale
- passage du Nord-Ouest, 113
- pergélisol, 12
- perméabilité, 20
- pétrole lourd, 124
- pétrole, 12
- Peuples autochtones, 118,  
voir aussi Premières nations, Inuits
- piégeage, 39
- pingos, 162
- plancher océanique, 16
- plateau Juan de Fuca, 51
- Premières nations, 90
- pression, 12
- prévisions de prix, 87
- prix du gaz, 15
- problèmes de compétences, 90
- productibilité, 43
- production, 13
- projet hydroélectrique de la  
baie James, 115
- projet NEPTUNE, 163
- projets d'extraction de ressources, 116
- propriétés, 16
- pyramide, 74
- quantité, 42, voir aussi formation,  
réserves
- Québec, 115
- questions, 13
- R-D, 15, voir recherche &  
développement
- réchauffement planétaire, 30,  
voir aussi changement climatique
- recherche & développement, 15
- relevés magnétiques, 48
- relevés magnétotelluriques, 69
- répartition de l'hydrate de gaz, 25

- réserves totales, 25
- réserves, 13
- réservoir de Messoyakha, 80
- Ressources naturelles Canada, 13, voir RNCCan
- RMN, 70
- RNCCan, 49
- Royaume-Uni, 37
- RSE, voir signature sismique susceptible d'indiquer la présence d'hydrate de gaz
- Russie, 22
- sable, 20
- sables bitumeux, 71
- secteur privé, 65, voir aussi industrie
- sécurité énergétique, 12
- sécurité, 13
- sédiments, 16
- séismomètres sur le plancher océanique, 50
- Sibérie, 80
- signature sismique susceptible d'indiquer la présence d'hydrate de gaz, 20
- sites idéaux, 79
- sources d'énergie, 103
- souveraineté, 113
- stabilité, 16
- stimulation thermique, 63
- structure, 12
- subsidence du plancher océanique, 97, voir aussi instabilité du plancher océanique suintements, 74
- Taglu, 61
- Taïwan, 37
- techniques géologiques, 65
- techniques géophysiques, 57
- technologie, 13
- température, 12
- Terre-Neuve-et-Labrador, 47
- Territoires du Nord-Ouest, 44
- transfert de chaleur, 64
- Université de Calgary, 72
- Université de l'Alberta, 153
- Université de la Colombie-Britannique, 158
- Université de Toronto, 3
- Université de Victoria, 3
- URSS, 159, voir aussi Russie
- volumes productibles, 43
- Yukon, 108