



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# L'avenir énergétique du Canada

## RÉSUMÉ DES CONFÉRENCES



COMMENTAIRES DES PARTIES PRENANTES EN 2006

Canada

**PROJET SUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE  
RÉSUMÉ DES CONFÉRENCES  
AOÛT 2006**

# PROJET SUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE

## RÉSUMÉ DES CONFÉRENCES

### AOÛT 2006

#### Introduction

#### Messages clés

#### CONFÉRENCIERS

#### Gaz naturel

- 1- *Natural Gas and LNG Outlook* (Perspectives sur le gaz et le GNL) – Christopher Theal (*directeur général, recherche institutionnelle, Tristone Capital*) – 8 mars 2006
- 2- *Gas Hydrates* (Hydrates de gaz) – Kirk Osadetz (*spécialiste de la recherche dans le Secteur des sciences de la Terre, Commission géologique du Canada*) – 6 avril 2006
- 3- *Compressed Natural Gas* (Gaz naturel comprimé) – Michael Hanrahan (*directeur général, Centre for Marine CNG Inc.*) – 25 avril 2006

#### Pétrole et liquides de gaz naturel

- 1- *Oil Sands and Canada's Energy Future* (Les sables bitumineux et l'avenir énergétique du Canada) – Dan Woynillowicz (*analyste principal de la politique, Pembina Institute*) – 2 mai 2006
- 2- *Oil Sands Industry Outlook* (Perspectives sur l'industrie des sables bitumineux) – Bob Dunbar (*président, Strategy West Inc.*) – 5 mai 2006
- 3- *Beyond Primary and Secondary Recovery-Business Case for Conventional EOR* (Au-delà de la récupération primaire et secondaire - Analyse de rentabilisation de la RAH classique) – Blaine Hawkins (*directeur*) et Ashok Singhal (*ingénieur supérieur de recherches*), (*Alberta Research Council - Secteur opérationnel du pétrole et du gaz naturel classiques*) – 30 mai 2006
- 4- *Integrated Bitumen Upgrading Complex in Alberta* (Complexe intégré de valorisation du bitume en Alberta) – John McGinnis (*directeur, valorisation des hydrocarbures, développement de l'investissement et de l'industrie, ministère albertain du Développement économique*) – 21 juin 2006

## **Charbon et électricité**

- 1- *Coal and Technology Systems for Concentrated CO<sub>2</sub> Delivery* (Charbon et technologies pour la livraison de CO<sub>2</sub> concentré) – Allen Wright (*directeur administratif, Association charbonnière canadienne*), Bob Stobbs (*directeur administratif, Canadian Clean Power Coalition*) et Bill Gunter (*scientifique principal, Alberta Research Council*) – 12 juin 2006

## **L'avenir des marchés de l'énergie**

- 1- *Sustainable Fossil Fuels: The Unusual Suspect in the Quest for Clean and Enduring Energy* (Combustibles fossiles durables : solution inattendue dans la quête d'une énergie propre et durable) – Mark Jaccard (*professeur, école de la gestion des ressources et de l'environnement, Université Simon Fraser*) – 13 avril 2006
- 2- *A Thousand Barrels a Second: The Coming Oil Break Point and the Challenges Facing an Energy Dependent World* (Mille barils à la seconde : point de rupture pétrolière à l'horizon et enjeux d'un monde énergivore) – Peter Tertzakian (*économiste en chef de l'énergie et directeur, ARC Financial Corporation*) – 6 juin 2006
- 3- *Optimistic Futures* (Avenir optimiste) – Dixon Thompson (*professeur en science de l'environnement, école de commerce Haskayne, Université de Calgary*) – 29 juin 2006

## **Biographies des conférenciers**

### **Exposés**

## INTRODUCTION

L'Office a entrepris la rédaction du *Rapport sur l'avenir énergétique*, qu'il prévoit rendre public à l'automne 2007. Le rapport précédent, intitulé *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025*, avait été produit en 2003. Son objectif est de fournir un aperçu à long terme sur l'offre et la demande de produits énergétiques au Canada. Le rapport donne l'occasion d'intégrer l'information commerciale à court terme présentée dans les Évaluations du marché de l'énergie (ÉME), portant spécifiquement sur divers produits, à l'intérieur de perspectives et d'une analyse du marché de l'énergie « tous azimuts ».

La mise en place d'un processus de consultation exhaustif auprès d'un large éventail d'intervenants de l'industrie constitue un élément essentiel pour l'élaboration du *Rapport sur l'avenir énergétique*. Des spécialistes sont invités à partager leurs points de vue et leurs vastes connaissances sur les tendances commerciales observables et sur celles qui semblent se dessiner pour l'avenir. Les renseignements ainsi recueillis aident à faire ressortir des perspectives globales et réalistes à long terme. Cette fois-ci, l'Office documente ces renseignements et les rend publics, car ils sont d'une aide précieuse pour mieux comprendre la dynamique du marché de l'énergie. À cette fin, nous avons créé la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique*.

Dans le cadre de la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique*, on a demandé à 19 spécialistes de présenter un exposé à l'Office portant sur des secteurs d'intérêt clés. Ces exposés ont été présentés sur une période de 17 semaines de mars à juin 2006. De plus, on a demandé à bon nombre de ces spécialistes de commenter les scénarios en cours d'élaboration par l'Office sur le *Rapport sur l'avenir énergétique* prévu pour 2007. Le lecteur trouvera plus loin une reproduction de chacun de ces exposés ainsi qu'un résumé, préparé par des membres du personnel de l'ONÉ, des principaux points abordés. Le rapport est divisé selon différents sujets, tous liés à l'énergie : gaz naturel, pétrole et liquides de gaz naturel, charbon et électricité et avenir des marchés de l'énergie. Il est également possible de se procurer un document distinct sur la « réaction des consommateurs face aux prix élevés de l'énergie », qui fait aussi partie de la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique*. Pour toutes les sections précitées, le résumé de l'exposé de chacun des conférenciers comprend une introduction, les principaux points saillants et les conclusions tirées. Après les résumés suivent de courtes biographies des conférenciers et les exposés présentés, à titre de référence. Nous avons l'espoir que l'information fournie dans le présent document rendra plus transparent le processus d'élaboration du *Rapport sur l'avenir énergétique*, tout en facilitant la mise en commun des données obtenues.

## MESSAGES CLÉS

Les exposés de la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique* mettent en valeur plusieurs messages fondamentaux qui aideront l'Office national de l'énergie au moment de la production de son *Rapport sur l'avenir énergétique*.

Le message principal qui ressort de la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique* est que les marchés de l'offre et de la demande se trouvent actuellement à un carrefour. La croissance rapide de la demande d'énergie sur la scène mondiale et les sources restreintes d'approvisionnement en énergie classique sont à l'origine de la poussée des prix que nous avons connue récemment. En outre, la plus grande sensibilisation aux problèmes de durabilité, que ce soit à l'échelle nationale ou internationale, ne fait rien pour apaiser cette situation.

Du côté du gaz naturel, l'offre n'étant pas sensée être à la hauteur des augmentations prévues pour la demande, les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) constitueront un facteur de premier plan quant à l'avenir des marchés énergétiques. Les prix sur le marché du GNL devront permettre d'attirer ce produit en Amérique du Nord, mais ils ne devront pas devenir trop élevés, car cela pourrait avoir comme effet d'annihiler la demande supplémentaire de gaz. On ne prévoit pas que le GNL pousse vers le bas les prix du gaz en Amérique du Nord, alors que les pays hôtes sont à la recherche de loyers économiques plus élevés et que les efficacités d'échelle ont, dans une large part, déjà été réalisées. Les coûts futurs du GNL rendront compte de la croissance des coûts de main-d'œuvre et de matériaux. Compte tenu de la période visée pour l'analyse dans le cadre du *Rapport sur l'avenir énergétique*, il est peu probable que les hydrates de gaz constituent une source d'énergie à étudier; cependant, les hydrates pourraient prendre la forme d'un second « palier » d'approvisionnement pour les pipelines du Nord. Le gaz naturel comprimé (GNC) peut devenir une possibilité de transport viable en vue de l'acheminement du gaz naturel actuellement laissé pour compte au large de la côte de Terre-Neuve, avec mise en valeur possible d'ici 2014. Toutefois, l'importation de plus grands volumes de GNL pourrait contrecarrer de tels plans de mise en valeur.

Les échanges qui ont eu lieu pendant la *Série des conférenciers sur l'avenir énergétique* ont notamment porté sur les enjeux éventuels découlant de la mise en valeur fulgurante dans la région des sables bitumineux. L'industrie continuera d'investir à fond dans ce secteur, dont la production, compte tenu de la croissance projetée, devrait atteindre 3,2 millions de barils par jour (Mb/j) d'ici 2020. Cependant, l'industrie pétrolière devra faire face à des obstacles de taille pour la mise en valeur des sables bitumineux, qu'il s'agisse des coûts d'immobilisations, des contraintes relatives aux infrastructures, des répercussions socioéconomiques, des incidences des travaux de mise en valeur sur l'environnement et de la disponibilité de main-d'œuvre. Une crainte subsiste à l'effet que la mise en valeur des sables bitumineux n'est pas gérée de façon appropriée, compte tenu des contraintes sur la production découlant des émissions de gaz à effet de serre et de l'utilisation des ressources hydriques. Par conséquent, on s'oppose de plus en plus à l'idée de laisser l'industrie procéder sous la bannière « les affaires sont les affaires ».

L'idée de construire un complexe intégré de valorisation du bitume, de raffinage et de production pétrochimique fait l'objet de discussions en Alberta, où les échanges se concentrent sur l'ascension dans la chaîne des produits énergétiques à valeur ajoutée avec le secteur industriel. Alors que le recours au CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) peut constituer une possibilité viable au Canada, il est probable qu'une telle mesure nécessite le soutien de l'État. La RAH n'est pas suffisamment rentable en elle-même pour permettre la construction d'infrastructures à grande échelle.

Pour ce qui est du charbon et de la production d'électricité, la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) semble prometteuse à plus longue échéance, mais dans l'intervalle, des enjeux demeurent, comme la gazéification de charbon sub-bitumineux et de lignite, ainsi que la fiabilité des centrales de gazéification et les risques liés à l'entrée en service. Le catalyseur, que ce soit pour le stockage de CO<sub>2</sub>, la production d'hydrogène par gazéification ou l'épuration du charbon, sera l'objectif visé pour les émissions au Canada, qui décidera dans une large mesure de la vitesse à laquelle ces technologies se développeront. Enfin, la valeur ajoutée découlant du stockage de CO<sub>2</sub> tirerait son origine de la RAH et de la recompression des calottes de gaz dans la région des sables bitumineux, de même que d'une récupération accrue du méthane de houille. D'ici 15 à 20 ans, la production d'électricité au moyen de charbon épuré constituera un moyen de stabiliser les concentrations de dioxyde de carbone à l'échelle de la planète.

L'énergie de l'avenir a besoin d'une filière énergétique plus propre, qui dépendra de modifications apportées à notre style de vie. Pour qu'il puisse y avoir changement, plusieurs solutions devront s'imposer. Il faudra notamment influencer les choix de consommation, adopter une politique appropriée et mettre en œuvre un processus décisionnel efficace. Notre avenir énergétique entrevoit accorder une place de choix aux combustibles fossiles durables. La « dépendance » de la société à l'égard du pétrole se poursuivra, mais elle peut être moindre si nous apportons de petits changements à notre style de vie. Aussi, il semble que l'avenir laisse présager d'un besoin de durabilité et les efforts déployés à cette fin devront mener à l'adoption de mesures concertées. Il existe un certain nombre de technologies et de démarches qui peuvent être adoptées pour nous aider à créer un milieu énergétique plus durable. Elles nécessiteront une coordination des actions et un engagement à l'endroit du changement. Néanmoins, il nous faut être optimistes quant à l'avenir de la filière énergétique.

## **CONFÉRENCIERS**

### **GAZ NATUREL**

#### **1 – Natural Gas and LNG Outlook (Perspectives sur le gaz et le GNL) – Christopher Theal (directeur général, recherche institutionnelle, Tristone Capital) – 8 mars 2006**

##### **Introduction**

Puisqu'on n'escompte pas que l'approvisionnement en gaz naturel nord-américain sera à la hauteur des augmentations futures de la demande, les importations d'outre-mer de gaz naturel liquéfié (GNL) sont perçues comme étant la plus importante source d'offre de gaz naturel supplémentaire sur le continent. De grandes quantités de gaz naturel ont été découvertes en divers endroits dans le monde, mais en des lieux trop éloignés pour permettre un accès pipelinier aux marchés. Dans de tels cas, le gaz peut être refroidi jusqu'aux alentours de -260 °F, ce qui en réduit le volume d'environ 600 fois et rend pratique son transport par bateau. Au-delà de 40 projets de terminal méthanier ont été envisagés pour l'Amérique du Nord et si les échanges commerciaux pour le GNL devaient prendre de l'ampleur, cela pourrait avoir des répercussions sur l'offre, la demande et les prix du gaz naturel en Amérique du Nord.

##### **Principaux points saillants**

Dès 2009, les importations de GNL aux États-Unis pourraient être aussi importantes que le sont celles de gaz canadien à l'heure actuelle. Les importations pourraient atteindre 10 milliards de pieds cubes par jour (Gpi<sup>3</sup>/j). Cependant, à un accroissement substantiel des importations de GNL pourraient être associés des risques déterminants. Par exemple, il y a les problèmes de sûreté, l'opposition, à l'échelle locale, aux terminaux méthaniers, les calendriers d'exécution des projets, les modalités fiscales accordées aux sociétés pétrolières nationales, le financement de projets d'approvisionnement dans des régions moins stables et les risques associés à la main-d'œuvre. Dans ce dernier cas, le risque le plus grand découle de la formation d'un nombre suffisant de capitaines de navires possédant les compétences requises.

En dépit de volumes d'importation plus élevés, on ne prévoit pas que le GNL pousse vers le bas les prix du gaz en Amérique du Nord du fait que les pays hôtes sont à la recherche de loyers économiques plus élevés et que les efficacités d'échelle ont, dans une large mesure, déjà été réalisées. Désormais, les coûts du GNL rendront compte de la croissance des coûts de main-d'œuvre et de matériaux. Il est probable que les prix du gaz produit en Amérique du Nord demeureront autour de 7 \$US le million de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>) de manière à couvrir l'accroissement des coûts de mise en valeur des ressources gazières nord-américaines et à attirer des volumes suffisants de GNL de marchés européens et asiatiques.

Enfin, le GNL est concurrentiel sur le plan des coûts avec les projets gaziers du Nord parce que les coûts d'approvisionnement plus ceux de livraison sont à peu près équivalents et les grandes sociétés pétrolières orienteront leurs capitaux là où les risques d'exécution sont moindres.

### **Conclusions**

Les importations de GNL constitueront un facteur d'étude clé dans le cadre de l'analyse de l'Office sur *L'avenir énergétique*. Les prix sur le marché avancés dans les scénarios sur *L'avenir énergétique* doivent être suffisamment élevés pour attirer en Amérique du Nord des livraisons de GNL à la demande, sans toutefois être trop élevés pour risquer d'annihiler la demande supplémentaire de gaz à laquelle le GNL répondrait.

**2 – Gas Hydrates (Hydrates de gaz) – Kirk Osadetz (spécialiste de la recherche dans le Secteur des sciences de la Terre, Commission géologique du Canada) – 6 avril 2006**

**Introduction**

Les hydrates de gaz constituent un mécanisme d'séquestration unique du gaz naturel qu'on retrouve, en gros, dans le Nord canadien et en mer, au large des côtes canadiennes de l'Atlantique et du Pacifique, ainsi que dans d'autres milieux de même nature ailleurs dans le monde. Si l'on parvient à la mettre en valeur, cette ressource pourrait reléguer au second plan le gaz provenant d'autres sources d'approvisionnement, classiques ou non. L'intérêt suscité est d'envergure mondiale et se manifeste surtout dans les pays dont les propres sources d'approvisionnement en énergie sont déficientes (comme le Japon, la Corée et l'Inde). Chacun de ces pays finance des travaux de recherche au Canada, où il est possible d'avoir accès aux hydrates à relativement peu de frais, notamment dans les dépôts de Mallik situés dans le delta du Mackenzie.

**Principaux points saillants**

Les hydrates de gaz sont une forme de gaz naturel enfermé dans la glace (comme dans une cage) à l'intérieur de la structure moléculaire du clathrate. Cette structure est stable dans une certaine fourchette de températures et de pressions. Les hydrates constituent un moyen fort efficace de stocker le méthane car une unité de ces hydrates contient 160 unités de méthane. L'efficacité énergétique équivaut à celle du bitume. Pour cette raison, des hydrates synthétiques pourraient servir à purifier l'eau dans les usines de sables bitumineux. Dans les régions où le sol est gelé en permanence, les hydrates peuvent ou non être associés à des gaz libres sous-jacents. Dans les fonds océaniques, ils sont associés à l'interface eau/sédiment, soit de façon diffuse dans les sédiments sous-jacents, soit sous forme de masse solide gisant sur les fonds marins. Ils sont alors généralement d'origine biogénique.

Les travaux de recherche présentement menés dans ce domaine le sont sous l'impulsion engendrée par le besoin de sources d'approvisionnement supplémentaires en gaz, puisque ce combustible est considéré être plus propre que le charbon ou le pétrole. Les montants consacrés à la recherche proviennent de sociétés du Japon, de la Corée et de l'Inde ainsi que des gouvernements de ces pays. Puisqu'il n'existe pas encore de méthodes éprouvées pour la récupération du méthane à partir des dépôts d'hydrates, c'est dans cette direction que, pour le moment, les travaux de recherche s'orientent dans la plupart des cas. La préservation des hydrates est assurée du fait que lorsque de l'eau s'en dégage, celle-ci enveloppe aussitôt les hydrates de manière à les protéger d'une dissociation plus poussée. Une des méthodes de transport étudiées tire profit de cette caractéristique : sous forme de boulettes, les hydrates de gaz pourraient être transportés à l'état solide plutôt que gazeux. La Corée envisage l'exploitation minière des hydrates de gaz diffuses sur les fonds marins, lesquelles pourraient ensuite être acheminées par barge jusqu'à des usines sur la terre ferme.

À l'échelle de la planète, les ressources estimatives sont d'une très grande ampleur. Elles sont également importantes au pays comparativement au gaz sous d'autres formes. En effet, au Canada, on estime à entre 1 500 et 28 000 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) les volumes de gaz en place à l'intérieur d'hydrates, dont 311 Tpi<sup>3</sup> dans la région de la mer de Beaufort/du delta du Mackenzie. Des dépôts d'hydrates de gaz ont été confirmés tant du côté du Pacifique que de l'Atlantique. Dans le Pacifique, les dépôts peuvent prendre la forme de sédiments diffus ou de masses solides sur les fonds marins. Ils ont été accidentellement mis au jour par des chalutiers ainsi qu'à l'occasion de travaux menés dans le cadre du Programme international de sondage des fonds marins en 2002 et en 2005. Dans l'Atlantique, les dépôts, trouvés alors que des travaux ordinaires de forage étaient menés, se retrouvent sous la forme de sédiments diffus. À ce jour, ce sont surtout des sondages sismiques qui ont permis de situer les dépôts, dont les résultats sont analogues à ceux d'une simulation du fond par réflexion.

L'emplacement de Mallik a été choisi en raison de ses conditions idéales : les hydrates y atteignent une grande épaisseur et on retrouve du gaz en concentration élevée dans les sédiments; l'emplacement surplombe une zone de gaz libre classique; les connaissances géologiques acquises au moyen des forages ordinaires qui y ont été effectués sont exhaustives; l'endroit est accessible. Les travaux sont financés et menés par un consortium international regroupant au moins six pays. Les dernières activités dans le gisement remontent à 2002 et il s'agissait d'un programme de trois puits, dont un puits d'essai central et deux puits satellites d'observation. Des essais ont été effectués avec réduction de pression, injection de chaleur et injection d'inhibiteurs. Quel que soit leur type, les essais ont tous permis de produire une certaine quantité de gaz qui a été brûlé. Des études de cas et des schémas de mise en valeur sont en cours d'élaboration et portés à la connaissance des membres du consortium.

## **Conclusions**

S'il existait un réseau de transport et compte tenu des connaissances actuelles, les hydrates seraient rentables lorsque le prix du gaz atteindrait 10 \$ par million de pieds cubes (Mpi<sup>3</sup>), mais leurs coûts ne sont pas concurrentiels par rapport au gaz classique pour le moment. À l'heure actuelle, les coûts sont beaucoup plus élevés que ceux pour le gaz classique, mais on s'attend à ce que les hydrates constituent un second palier d'approvisionnement pour le gazoduc de la vallée du Mackenzie. D'autres essais et modèles sont requis pour confirmer le bien-fondé des résultats obtenus. On prévoit des essais de production pleine échelle dans environ cinq ans et une entrée en production d'ici 2020.

**3 – Compressed Natural Gas (Gaz naturel comprimé) – Michael Hanrahan (directeur général, Centre for Marine CNG Inc.) – 25 avril 2006**

**Introduction**

Le gaz naturel comprimé (GNC) permet d'accroître l'efficacité du stockage d'un fort volume de gaz pour l'expédition sur de courtes distances par navire-citerne. Cette méthode est moins efficace que le gaz naturel liquéfié (GNL), mais les coûts sont moindres, la considération économique clé étant la distance à franchir jusqu'aux marchés. Il pourrait s'agir d'un mode d'accès à des dépôts gaziers de moindre envergure ne permettant pas, de façon pratique, la transformation en GNL ou l'accès à un pipeline. En outre, cette façon de procéder permettrait de profiter des sources d'approvisionnement en gaz actuellement laissées pour compte.

**Principaux points saillants**

Le gaz naturel est comprimé à des pressions élevées et à des températures faibles afin de permettre d'en stocker de fortes quantités dans un espace réduit. Dans ces conditions, des volumes de GNC peuvent être réduits dans une proportion approximative de 200 : 1 comparativement à l'espace qu'ils occuperaient aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Dans le cas du GNL, cette proportion est de 600 : 1.

Le GNC pourrait constituer une bonne façon d'acheminer de faibles volumes de gaz naturel se trouvant à entre 300 et 2 000 milles marins des marchés. Les pressions d'exploitation varient de 1 500 à 4 000 livres par pouce carré (lb/po<sup>2</sup>) et les températures de -30 °C à -45 °C. Les coûts d'immobilisations liés à la mise en valeur du GNC sont inférieurs à ceux pour le GNL, mais les risques associés sont plus élevés. La transformation du gaz en liquide convient aux mêmes marchés (soit ceux situés à entre 300 et 2 000 milles marins), mais puisque les ressources disponibles doivent être plus abondantes, les capitaux nécessaires sont eux aussi plus élevés. Le total des coûts pour l'ensemble des composantes est moindre que pour le GNL. L'élément le plus coûteux associé au transport est l'acier requis pour la construction des épaisses parois des citernes.

Le plus grand potentiel se trouve dans l'Est du Canada en raison d'un accès possible à des sources d'approvisionnement de gaz en mer provenant de gisements relativement petits qui ont été découverts. Les découvertes récentes au large de Terre-Neuve, dans le sous-bassin Jeanne-d'Arc, recèlent des ressources de quelque 4 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) – soit 2,7 Tpi<sup>3</sup> pour White Rose et 1,3 Tpi<sup>3</sup> pour Hibernia/Terra Nova – ce qui est supérieur aux réserves de l'île de Sable. De plus, cette région est située à des distances optimales pour l'approvisionnement de Boston et de New York. À plus long terme, les découvertes de gaz au large du Labrador pourraient elles aussi être mises en valeur, malgré des conditions d'exploitation beaucoup plus rigoureuses. Il faudrait alors un délai d'exécution plus long avant la mise en valeur (de 10 à 20 ans environ).

À ce jour, il n'y a eu aucune découverte dans le bassin Laurentien ni au large de la Colombie-Britannique. Si ce devait être le cas plus tard, le gaz pourrait être acheminé

vers les marchés sous forme de GNC. Il est peu probable que le gaz laissé pour compte dans le Nord canadien soit mis en valeur au moyen de la méthode du GNC car il se trouve trop loin des marchés et les questions à régler au sujet des glaces sont trop nombreuses. Les risques associés à un navire transporteur de GNC pris dans les glaces sont beaucoup plus élevés que s'il s'agissait de GNL. La sécurité est un facteur de poids.

Il y a sept grandes parties en présence au chapitre de la conception des navires, dont les échelles sont modifiables de la simple barge au navire-citerne pleine grandeur. Le gaz peut être stocké dans des réservoirs, des tuyaux horizontaux ou un système de stockage Coselle (tubulures enroulées en spirale). À toutes fins utiles, chacun de ces modes de stockage en est à l'étape des essais ou de la conception et on ne connaît pas encore celui dont l'efficacité sera la plus grande.

Centre for Marine CNG Inc. envisage la possibilité de quatre navires, pour le transport de GNC, d'une capacité de 1,2 milliard de pieds cubes ( $Gpi^3$ ) chacun. Les autres parties intéressées au Canada sont TransCanada et Emera, deux sociétés partenaires de Centre for Marine CNG Inc.

Terre-Neuve ne constitue pas un marché gazier d'une importance suffisante pour soutenir cette expansion, le marché le plus pertinent à cette fin étant celui de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis (1 200 milles nautiques de la ville de New York). Une expédition par navire jusqu'à Goldsboro (Nouvelle-Écosse) est possible en vue d'un transbordement du GNC dans le gazoduc Maritimes and Northeast Pipeline pour acheminement jusqu'à Boston. Cependant, ce pipeline pourrait ne pas être disponible si le projet du terminal méthanier Keltic va de l'avant. Par ailleurs, le transport du gaz par bateau jusqu'aux marchés permettrait aussi d'éviter d'avoir à payer des droits pipeliniers.

Centre for Marine CNG Inc. a mené des études de faisabilité économique selon deux perspectives possibles. Les paramètres communs étaient les suivants : taux de production du gisement de 250 millions de pieds cubes par jour ( $Mpi^3/j$ ); distance à franchir de 750 milles marins; taux de déchargement de  $500 Mpi^3/j$ . Les coûts de livraison se situeraient entre 1,00 \$US et 2,50 \$US par million de BTU (MBTU) alors que les coûts de production du gaz se situeraient entre 0,50 \$US et 1,00 \$US/MBTU. Dans le premier cas (projet ponctuel de GNC), le GNC serait rentable tandis que le GNL ou un pipeline ne le seraient pas. Dans le second cas (à l'échelle de tout le bassin), une production totale de 600 à 700  $Mpi^3/j$  pourrait justifier un pipeline sous-marin jusqu'à la Nouvelle-Écosse et/ou au Nouveau-Brunswick et le GNC ne serait pas viable. Toutefois, un pipeline nécessiterait le traitement des liquides du gaz naturel, soit avant que celui-ci ne quitte Terre-Neuve ou après son arrivée en Nouvelle-Écosse. Le gouvernement terre-neuvien s'oppose fermement à l'expédition hors de la province de gaz non traité. Les risques politiques associés à la mise en valeur de ces ressources sont très faibles comparativement à ceux associés à la mise en valeur de ressources de GNL ailleurs dans le monde.

## **Conclusions**

Le gaz naturel comprimé semble constituer une option de transport viable à l'égard du gaz laissé pour compte au large de Terre-Neuve, des travaux d'aménagement pouvant débiter d'ici 2014 ou plus tard. Il est plus improbable que le GNC serve à la mise en valeur des ressources au large du Labrador compte tenu des distances de transport accrues. Il reste encore un certain nombre d'obstacles à franchir, notamment le règlement de questions liées à la sécurité pour la livraison jusqu'aux ports de Boston ou de New York. L'importation de volumes beaucoup plus grands de GNL pourrait contrecarrer la mise en valeur de cette source d'approvisionnement précitée.

## **PÉTROLE ET LIQUIDES DE GAZ NATUREL**

### **1 – Oil Sands and Canada's Energy Future (Les sables bitumineux et l'avenir énergétique du Canada) – Dan Woynillowicz (analyste principal de la politique, Pembina Institute) – 2 mai 2006**

#### **Introduction**

Dan Woynillowicz, du Pembina Institute, a été invité à présenter son point de vue au sujet des questions environnementales et de certaines considérations associées à la mise en valeur des sables bitumineux à long terme. Son exposé a aussi porté sur les travaux menés par le Pembina Institute concernant l'indice albertain GPI qui permet de mesurer le bien-être global de la population grâce à la mesure de 51 valeurs sociales, environnementales et économiques sur une période de 40 ans (et plus).

Voilà 15 ans, on considérait que la région des sables bitumineux était vaste, mais inaccessible, alors que maintenant, elle est reconnue, partout dans le monde, comme étant une source abondante, sûre et abordable de pétrole brut. En 2005, la production s'établissait à 1,1 million de barils par jour et on prévoit qu'elle atteindra autour de 3 millions de barils par jour d'ici 2015. Les sables bitumineux repousseront la limite des régions de production pétrolière au Canada, à un moment où les incertitudes sont toujours plus grandes sur la planète à l'égard des approvisionnements en pétrole et où la demande va croissante aux États-Unis et en Asie.

#### **Principaux points saillants**

L'histoire du vaste potentiel économique des sables bitumineux est déjà fort bien connue, mais les sources sont moins nombreuses à traiter des conséquences sur l'environnement.

La mise en valeur des sables bitumineux, caractérisée par une forte demande d'énergie, l'intensité des effets environnementaux sur la forêt boréale et l'importante contribution aux émissions de gaz à effet de serre, représente un enjeu sans précédent. Les sables bitumineux deviennent graduellement un point central de discussion sur l'avenir de la production et de la consommation d'énergie.

Les incidences négatives éventuelles comprennent à la fois des effets environnementaux et des effets socioéconomiques. Un taux de croissance trop rapide pourrait nuire à la qualité de vie, faire augmenter les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux et mener à des teneurs limites dans l'environnement. Il existe déjà des problèmes sous-jacents au manque d'infrastructures matérielles et sociales dans la municipalité régionale de Wood Buffalo (comme la pénurie de logements) et des difficultés lorsqu'il s'agit d'attirer et de maintenir en emploi la main-d'œuvre spécialisée et les ouvriers des différents corps de métier.

Les revenus importants associés aux sables bitumineux seront à l'origine de travaux d'aménagement et de mise en valeur, mais ils créeront également des attentes, de la part

du grand public, à l'effet que les sociétés « peuvent payer » et donc qu'on peut raisonnablement demander qu'elles consacrent une partie de leurs profits à la protection de l'environnement. Des prix plus élevés ne feront que confirmer ce point de vue. Selon les résultats d'un sondage effectué par le gouvernement en 2005, les Albertains sont d'avis que l'environnement devrait avoir une priorité plus élevée. Une pression accrue sera exercée sur le gouvernement en vue d'une gestion efficace de la mise en valeur des sables bitumineux. Une bonne gestion est aussi requise pour que les incidences sur le bien-être de la société soient réduites au minimum. On se préoccupe de plus en plus des problèmes qui pourraient se manifester si la mise en valeur ne se faisait pas avec toutes les précautions voulues. La reconnaissance de l'existence des sables bitumineux à l'échelle internationale signifie que la gestion de leur mise en valeur fera l'objet de critiques de tous les coins du globe.

Monsieur Woynillowicz a également commenté les scénarios sur les prix avancés par l'ONÉ.

Le scénario favorisant des prix peu élevés (soit 35 \$ pour le West Texas Intermediate [WTI] et 5 \$ au carrefour Henry [CH]) pourrait mener à un relâchement des restrictions environnementales de manière à favoriser la mise en valeur, tout en limitant les encouragements à l'innovation et à l'amélioration du rendement en matière d'environnement.

Le scénario favorisant des prix médians (soit 50 \$ pour le WTI et 7 \$ au CH) pourrait mener à des attentes plus prononcées de la part du public quant à la « capacité de payer » de l'industrie. Ce scénario nécessiterait une modification de la démarche à l'effet que « les affaires sont les affaires », sinon le public s'opposera avec toujours plus de vigueur au rythme de croissance envisagé.

Le scénario favorisant des prix élevés (soit 75 \$ pour le WTI et 15 \$ au CH) mènera à des attentes élevées de la part du public quant à la capacité de payer de l'industrie et pourrait ouvrir la voie à de meilleures possibilités pour l'innovation, sous forme d'améliorations graduelles permettant de produire davantage tout en protégeant mieux l'environnement.

## **Conclusions**

Certains souhaitent un ralentissement de la mise en valeur des sables bitumineux de manière à permettre de mieux évaluer les risques pour l'environnement. Cela pourrait signifier un arrêt temporaire des approbations de nouveaux projets. Pembina est d'avis que le rythme de la mise en valeur n'est pas géré à l'heure actuelle et qu'on s'oppose de plus en plus à l'idée de laisser l'industrie procéder sous la bannière « les affaires sont les affaires ». Même si l'environnement et les problèmes de main-d'œuvre ralentiront le rythme de croissance de telle manière que ce ne sont pas tous les projets prévus qui iront de l'avant, les provinces ont un rôle à jouer à l'égard de l'imposition d'objectifs plus rigoureux devant être atteints par l'industrie en vue d'une meilleure gestion de l'environnement. Les émissions de gaz à effet de serre et l'utilisation des ressources hydriques sont des secteurs à surveiller de plus près.

**2 – Oil Sands Industry Outlook (Perspectives sur l'industrie des sables bitumineux) – Bob Dunbar (président, Strategy West Inc.) – 5 mai 2006**

**Introduction**

L'offre de pétrole tiré des sables bitumineux devrait dépasser 3 millions de barils par jour au cours de la période de 2015 à 2020 et ainsi compter pour près de 75 % de la production pétrolière canadienne totale. Les sables bitumineux joueront donc un rôle essentiel dans l'avenir énergétique du Canada. Un examen des problèmes pouvant être associés à l'offre et du potentiel correspondant est d'une importance critique.

**Principaux points saillants**

Une fois qu'il y aura eu rajustement de l'échéancier et des dates probables de réalisation de tous les projets déjà annoncés, l'offre projetée de bitume non valorisé et de pétrole brut synthétique (PBS) tirés des sables bitumineux devrait atteindre 3,2 millions de barils par jour d'ici 2020, dont on suppose qu'une tranche d'environ deux tiers sera sous forme de PBS. Les dépenses en immobilisations requises, uniquement à l'égard des capitaux stratégiques après rajustements, s'élèvent en moyenne à 7,2 milliards de dollars par année.

Au nombre des grandes questions qui se poseront à l'industrie, il faut noter :

- l'utilisation, les sources et les coûts d'énergie;
- les effets socioéconomiques;
- les contraintes d'infrastructures;
- la disponibilité et la productivité de la main-d'œuvre;
- les questions d'environnement, y compris les émissions dans l'atmosphère, l'utilisation des ressources hydriques, la perturbation des sols et leur remise en état ainsi que les effets cumulatifs.

À l'avenir, il est probable que l'intensité énergétique sera réduite grâce à de nouvelles améliorations de l'efficacité et l'emploi de nouvelles technologies, comme la gazéification et la combustion du bitume, sans oublier un recours éventuel à l'énergie nucléaire.

Monsieur Dunbar a prédit que les nouvelles technologies suivantes pourraient être employées :

- récupération hybride vapeur/solvants pour les projets in situ;
- application commerciale du processus de séparation à la vapeur (VAPEX) et de la méthode de récupération par injection d'air verticale puis horizontale (IAVH);
- recours à des technologies soit nouvelles soit améliorées pour les résidus des activités d'exploitation minière;
- myriade de nouvelles configurations pour les procédés de valorisation.

Le tableau qui suit illustre de quelle manière l'offre de bitume peut se présenter, selon qu'on adopte le scénario des îles fortifiées ou le scénario Triple-E.

|                              | Île fortifiées                | Triple-E                      |
|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Production de bitume         | Plus grande                   | Moindre                       |
| Intensité de la valorisation | Pas de changements importants | Pas de changements importants |
| Intensité énergétique        | Plus grande                   | Moindre                       |
| Intensité des émissions      | Plus grande                   | Moindre                       |

### **Conclusions**

L'industrie devra surmonter des obstacles de taille pour la mise en valeur des sables bitumineux. Les effets sur l'environnement, la disponibilité de la main-d'œuvre, les coûts d'immobilisations, les contraintes d'infrastructures, les effets socioéconomiques ainsi que l'utilisation, les sources et les coûts d'énergie seront autant d'éléments qui joueront un rôle de premier plan.

**3 – Beyond Primary and Secondary Recovery-Business Case for Conventional EOR (Au-delà de la récupération primaire et secondaire - Analyse de rentabilisation de la RAH classique) – Blaine Hawkins (directeur) et Ashok Singhal (ingénieur supérieur de recherches), (Alberta Research Council - Secteur opérationnel du pétrole et du gaz naturel classiques) – 30 mai 2006**

**Introduction**

Dans de nombreuses régions productrices de pétrole dans le monde, les niveaux de production de pétrole classique ont atteint leur sommet et les méthodes de production primaire ont été suivies par des méthodes de récupération assistée. Parmi ces dernières, les plus courantes ont été la récupération secondaire pas injection d'eau et la récupération tertiaire par injection d'hydrocarbures miscibles. Les estimations de récupération actuelles indiquent qu'environ 15 % du pétrole en place sera récupéré par des méthodes primaires et qu'une tranche supplémentaire de 15 % le sera au moyen de méthodes secondaires. Cependant, on estime aussi qu'une attention plus marquée à l'endroit de la production assistée de sources de pétrole classique pourrait relever à 45 % le pourcentage de la récupération totale du pétrole en place. Il s'agit là d'une quantité impressionnante, soit 30 millions de barils par jour à l'échelle mondiale.

La production de pétrole classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a atteint son sommet en 1973. Même si cette production sera bientôt dépassée par celle tirée des sables bitumineux, le pétrole brut classique du BSOC compte encore pour une partie importante de l'offre de pétrole. Alors que, pour la plupart, les projets d'injection d'hydrocarbures miscibles dans le BSOC ont été menés à terme, on prévoit que ceux prévoyant l'injection d'eau ou de CO<sub>2</sub> joueront un rôle dominant au chapitre de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH).

**Principaux points saillants**

Le nombre de projets de RAH au Canada totalise 45, dont 15 de nature thermique et 30 prévoyant l'injection de gaz/solvants. La part de la production de pétrole attribuable à la RAH, qui est de 3,2 % à l'échelle de la planète, est de 13,0 % au Canada et de 13,8 % aux États-Unis.

Les méthodes de récupération assistée comprennent l'injection d'eau, d'hydrocarbures miscibles et de CO<sub>2</sub> miscible. En Alberta, l'injection d'eau permet de porter le facteur de récupération moyen (primaire plus secondaire) à 28 % dans le cas des gisements de pétrole léger/moyen et à 31 % dans le cas des gisements de pétrole lourd. Des ratios élevés eau : pétrole (de l'ordre de 10 : 1) soulèvent des inquiétudes dans la population quant à l'utilisation des ressources hydriques et les coûts de manutention augmentent.

L'injection d'hydrocarbures miscibles relève encore le facteur de récupération des gisements de pétrole léger et moyen de 12 %, ce qui permet d'atteindre 57 % au total (primaire, secondaire et tertiaire). En 2004, on comptait 29 projets actifs en Alberta et en

Colombie-Britannique. Il n'y a pas eu de nouveaux projets depuis le début des années 1990, principalement en raison des frais associés à l'injection de fluides miscibles.

L'injection de CO<sub>2</sub> miscible est bien établie aux États-Unis avec 82 projets, compte tenu de la présence d'une importante source naturelle de CO<sub>2</sub> à proximité des cibles d'injection ainsi que des faibles coûts de production et de compression. Au Canada, l'injection de CO<sub>2</sub> est prometteuse, mais les coûts élevés associés à la séquestration du gaz (les principales sources étant d'origine humaine) freinent le développement de cette méthode. En outre, des infrastructures considérables sont requises pour la livraison jusqu'aux points ciblés et les coûts de compression sont plus élevés.

Le programme albertain des technologies novatrices en matière d'énergie (IETP) représente un engagement de 200 millions de dollars de la part du ministère albertain de l'Énergie, à l'appui de technologies novatrices et de projets pilotes/de démonstration. Il incite aussi à une mise en valeur responsable du pétrole, du gaz naturel et des sables bitumineux dans le cadre de projets de récupération in situ. À ce jour, 15 millions de dollars ont été versés à l'égard de projets de RAH par injection de CO<sub>2</sub> et 11 millions de dollars pour des projets d'injection de polymères.

Deux grands projets de RAH sont en cours. Le premier prévoit apporter des améliorations à la méthode d'injection d'eau par divers moyens :

- injection de polymères et utilisation d'alcalins ainsi que de surfactants;
- alliage de la technologie d'injection de polymères et des puits horizontaux;
- recours à des additifs chimiques pour une moins grande consommation d'eau et une récupération accrue;
- injection de gaz résiduel/laissé pour compte en mode eau après gaz (EAG) pour une purge plus efficace.

Le second regroupe quatre projets de RAH par injection de CO<sub>2</sub> approuvés en différents endroits de l'Alberta.

Les grandes inconnues à l'égard de la mise en œuvre de projets de RAH ont trait au mode EAG et à l'injection de CO<sub>2</sub>. Pour ce qui est du mode EAG, on se demande notamment si l'approvisionnement en gaz sera suffisant et les installations adéquates, et l'on se préoccupe du nombre de puits, de la corrosion, des immobilisations supplémentaires et des frais d'exploitation.

Quant à l'injection de CO<sub>2</sub>, il est essentiel de savoir que les sources d'approvisionnement sont éloignées des zones visées, que les infrastructures prennent de l'âge et que, dans bon nombre de cas, les gisements ciblés exigent une recompression. Seule, la récupération assistée des hydrocarbures n'est pas suffisamment rentable pour permettre la construction d'infrastructures à grande échelle.

L'évaluation d'un cas précis à Medicine River laisse entrevoir une rentabilité raisonnable avec un taux de rendement entre 15 % et 30 % compte tenu d'une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie, de longues périodes de récupération (entre 5 et 12 ans à

un taux d'actualisation de 10 %) et de la sensibilité à l'endroit des coûts d'immobilisations et frais d'exploitation, ce qui comprend les volumes et les coûts d'approvisionnement en CO<sub>2</sub>. Les forages intercalaires ont peu d'effets sur la valeur actualisée nette ou sur la période des retraits.

### **Conclusions**

La RAH présente un très bon potentiel. Les cinq ou six prochaines années sont propices aux projets de RAH par injection de CO<sub>2</sub>. Cette échéance est établie en fonction de l'état des infrastructures vieillissantes.

**4 – Integrated Bitumen Upgrading Complex in Alberta (Complexe intégré de valorisation du bitume en Alberta) – John McGinnis (directeur, valorisation des hydrocarbures, ministère albertain du Développement économique) – 21 juin 2006**

**Introduction**

La vigueur de l'activité dans la région des sables bitumineux a soulevé des inquiétudes dans le contexte du grand nombre de projets proposés d'ici 10 à 15 ans, alors qu'une production accrue de bitume et de pétrole brut synthétique pourrait dépasser la capacité de raffinage, ce qui entraînerait une diminution de la valeur de ces produits au fil du temps. Ce problème éventuel pourrait être atténué par l'élargissement de la capacité de l'Alberta au chapitre des produits finis (y compris les produits pétrochimiques dérivés du bitume, dont le coût est moindre). Par conséquent, le gouvernement de l'Alberta, en collaboration avec des partenaires de l'industrie, a entrepris des études techniques et de commercialisation afin d'évaluer la possibilité de valorisation du bitume en produits finis.

Cet exposé a porté sur les résultats d'une étude portant sur un concept d'une usine intégrée alliant valorisation du bitume, raffinage et production pétrochimique. L'étude a été effectuée dans le cadre des travaux du groupe conjoint industrie – gouvernement albertain sur la valorisation des hydrocarbures (HUTF) visant une transformation plus grande du bitume en produits finis à l'intérieur même de la province. David Netzer, ingénieur chimiste conseil, en compagnie d'associés de Houston, a mené l'étude, dont les résultats ont fait l'objet d'un contrôle préalable par Colt Engineering, de Calgary.

**Principaux points saillants**

C'est à la suite de la pénurie de charge d'alimentation en éthane dans le secteur pétrochimique de la province en pleine évolution que le HUTF a été mis sur pied. L'inquiétude croissante découlant de cette situation a donné un nouvel élan aux travaux de recherche pour trouver d'autres sources d'approvisionnement en éthane, peut-être sous forme de sous-produits des sables bitumineux. Parallèlement, on craint de plus en plus que la capacité de raffinage nord-américaine prenne du retard dans le traitement d'une offre toujours plus grande de produits tirés du bitume. Une offre excédentaire éventuelle en bitume pourrait mener à une réduction des prix des produits à l'origine d'un écart encore plus grand entre les pétroles léger et lourd. D'ici 2010, la production tirée des sables bitumineux devrait représenter 50 % de toute la production de pétrole brut au Canada.

La capacité de raffinage est demeurée stagnante aux États-Unis depuis de nombreuses années; toutefois, la demande américaine de produits pétroliers croît à un rythme d'environ 3 % par année. Même si l'accroissement des dépenses en immobilisations est un phénomène d'envergure mondiale, la période est propice pour un complexe concurrentiel entièrement nouveau à construire en Alberta d'où sortiraient des produits destinés à l'exportation.

Le gouvernement et l'industrie ont entrepris des études, financées conjointement, afin de justifier la valorisation du bitume en produits finis haut de gamme. L'étude de « concept »

Netzer a permis de dégager plusieurs avantages, dont des économies impressionnantes en coûts d'immobilisation et frais d'exploitation en raison de synergies à diverses étapes du processus, une meilleure rentabilité compte tenu de la transformation du bitume à faible coût en produits de plus grande valeur, ainsi que de grands avantages sur le plan de l'environnement et une empreinte moindre comparativement à des installations non intégrées.

Le coût estimatif d'un complexe de renommée mondiale d'une capacité de 300 millions de barils par jour (Mb/j) de bitume non dilué est d'environ 11 milliards de dollars CAN. Les principaux produits seraient du combustible (diesel de grande qualité à faible teneur en soufre répondant aux exigences commerciales de la Californie, kérosène et essence), des produits pétrochimiques (de l'éthylène à raison de 1 000 kilotonnes par année [kT/an] – soit un volume qui serait à la hauteur sur la scène internationale – du propylène, du butadiène et du benzène) et du gaz de synthèse pour la production d'ammoniac.

Le taux de rendement interne (TRI) estimatif du scénario de référence est de 19,5 % (WTI à 40 \$US/baril [b] de 2006 à 2012; un prix de dix dollars plus élevé ou de dix dollars de moins produirait un TRI de 23 % ou de 15,6 % respectivement). Toujours selon le scénario de référence, quelque 62 % de la charge d'alimentation en bitume serait transformée en combustibles, principalement en diesel. Les coûts estimatifs tiennent compte de facteurs d'indexation permettant des rajustements pour les augmentations au cours du calendrier de construction, prévue sur sept ans.

Le complexe serait situé dans le cœur industriel de l'Alberta, une région qui va de la série de raffineries dans la partie est d'Edmonton jusqu'aux alentours de Fort Saskatchewan et de Red Water. En fait, le HUTF favorise cette région, plutôt que celle en surchauffe de Fort McMurray, pour les projets de valorisation. Les estimations de coûts de l'étude incorporent des rajustements prenant en considération une activité assez grande sur le marché d'Edmonton.

L'essence et le diesel produits nécessiteraient la construction d'un pipeline d'exportation puisque le marché intérieur des produits pétroliers est à toutes fins utiles en équilibre. Selon Monsieur McGinnis, une canalisation d'exportation à destination de Chicago, en Illinois, qui suivrait les emprises d'oléoducs existants, est ce qui semble le plus probable. Les plus gros obstacles posés au pipeline d'exportation seraient la signature de contrats d'approvisionnement/de vente à long terme sur lesquels s'appuierait la production aux installations, de même que les contraintes actuelles de main-d'œuvre et de matériaux.

La notion d'un complexe donnant la préséance à la production d'essence plutôt qu'à celle de diesel exigerait un investissement supplémentaire de 2,2 milliards de dollars CAN. Le marché dicterait ce qu'il faut produire.

## **Conclusions**

L'étude de concept ne propose qu'une configuration possible pour une éventuelle usine intégrée dans la région d'Edmonton, en Alberta. Elle vise (en s'appuyant sur la technologie

existante) à donner une idée de ce que pourrait être un complexe intégré rentable, avec estimations des volumes, des coûts et des rendements, pour offrir aux parties intéressées un point de départ à des fins de discussions. De telles discussions pourraient mener, espéret-on, à la création sous une forme quelconque d'un carrefour intégré dans la région d'Edmonton.

L'étude propose un concept. Par la suite, c'est aux sociétés qu'il incombe d'y greffer les détails techniques et leurs propres estimations de coûts. Cependant, le gouvernement de l'Alberta serait prêt à envisager divers encouragements si l'industrie n'est pas en mesure de procéder seule. Par exemple, un système incitatif facilitant la collaboration, tout en ouvrant la voie à des revenus pour la province et à un solde créditeur, pourrait être considéré.

## CHARBON ET ÉLECTRICITÉ

*1 – Coal and Technology Systems for Concentrated CO<sub>2</sub> Delivery (Charbon et technologies pour la livraison de CO<sub>2</sub> concentré) – Allen Wright (directeur administratif, Association charbonnière canadienne), Bob Stobbs (directeur administratif, Canadian Clean Power Coalition) et Bill Gunter (scientifique principal, Alberta Research Council) – 12 juin 2006*

### Introduction

Au Canada, environ 19 % de l'électricité produite l'est au moyen de charbon. Ce mode de production a perdu en popularité au cours des années 1980 et 1990 en raison des émissions de carbone. Il y a à peine quelques années, il n'y avait à toutes fins utiles que deux façons de gérer les gaz à effet de serre : soit faire preuve d'une efficacité accrue en matière de production et de consommation d'énergie, soit s'en remettre davantage à des combustibles faibles en carbone ou qui n'en contenaient tout simplement pas. Malheureusement, l'efficacité énergétique et le recours à d'autres sources d'énergie pourraient ne pas suffire à stabiliser les concentrations de dioxyde de carbone à l'échelle de la planète. La séquestration de carbone constitue une troisième voie qui, lorsque jumelée à l'utilisation accrue des technologies de production à l'aide de charbon épuré, pourrait se révéler abordable, efficace et sans danger pour l'environnement.

### Principaux points saillants

L'exploitation du charbon canadien à vocation sidérurgique semble vouloir renaître en Alberta et en Colombie-Britannique, sous l'impulsion de la demande chinoise, indienne et brésilienne.

La production de charbon de chaudière au Canada demeure constante avec une certaine croissance des exportations. Sa consommation risque de baisser en Ontario compte tenu des fermetures d'usines projetées. La production demeure vigoureuse en Alberta, en Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

Les objectifs visés par la Canadian Clean Power Coalition sont la construction et l'exploitation d'une centrale de démonstration pleine échelle au charbon épuré d'ici 2012 pouvant être alimentée de diverses façons (différents types de charbon et de coke de pétrole) et produisant de l'électricité à un coût concurrentiel.

Trois types de technologies d'épuration du charbon sont étudiés, soit le lavage aux amines des gaz de combustion, la combustion des CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> et la gazéification du charbon (gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) avec séquestration du CO<sub>2</sub>).

Monsieur Stobbs a fait remarquer que la GICC comportait des enjeux qui lui sont propres, principalement sa dépendance à l'endroit de charbons bitumineux et sub-bitumineux ainsi que de lignite à des fins de gazéification, la fiabilité des usines de gazéification et les risques liés à l'entrée en service. Une gazéification intégrée à cycle

combiné permettant de produire à la fois de l'électricité, de l'hydrogène, de la chaleur et du gaz synthétique (polyproduction) est une possibilité commercialement attrayante dans l'Ouest canadien.

La production d'une énergie propre au moyen de CO<sub>2</sub> est possible sur le plan technique et pourrait devenir rentable en certains endroits, mais les coûts de la gazéification et son degré de fiabilité dépendent de la qualité de la charge d'alimentation et on connaît encore mal les résultats découlant de l'emploi de lignite, de charbons sub-bitumineux et de mélanges charbon-coke, tous de rang bas, de l'Ouest canadien.

Monsieur Stobbs a également commenté les scénarios envisagés par le personnel de l'Office national de l'énergie. Dans le scénario de la Triple-E, les technologies d'épuration du charbon deviendraient la norme pour les centrales alimentées au charbon. Dans le scénario des îles fortifiées, une croissance plus lente ferait en sorte de maintenir en service plus longtemps les centrales existantes, ce qui serait à son tour à l'origine d'un déploiement lent de ces mêmes technologies. Dans le contexte du maintien des tendances, une forte croissance économique rendra plus pressant le besoin de nouvelles centrales tandis que les forces du marché à l'échelle de la planète favoriseront l'adoption des technologies précitées.

Le catalyseur pour le stockage de CO<sub>2</sub>, la production d'hydrogène par gazéification et l'épuration du charbon sera l'objectif visé pour les émissions au Canada. La valeur ajoutée découlant du stockage de CO<sub>2</sub> tirerait son origine de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) et de la recompression des calottes de gaz dans la région des sables bitumineux, de même que d'une récupération accrue du méthane de houille (MH).

La gazéification liée à la valorisation des sables bitumineux permet de produire de l'hydrogène et un combustible peu coûteux. Ces deux produits peuvent utiliser tout un éventail de charges d'alimentation, remplacer le gaz naturel (servant à la production de pétrole brut synthétique) et engendrer un flux d'émissions de CO<sub>2</sub> de meilleure qualité.

À l'heure actuelle, il existe quatre carrefours d'approvisionnement en CO<sub>2</sub> en Alberta : Fort McMurray, Fort Saskatchewan, Red Deer/Joffre et Wabamun, à l'ouest de la ville d'Edmonton. Il pourrait y avoir à l'avenir un pipeline de CO<sub>2</sub> de Fort McMurray à Edmonton, puis jusqu'à l'est de Calgary afin d'aboutir au carrefour Empress, à la frontière du Montana. Il pourrait également y avoir des canalisations latérales.

Au chapitre de l'environnement, les conséquences de l'exploitation de combustibles fossiles au Canada sont au cœur même du développement stratégique. Les trois stratégies ciblant les changements climatiques sont l'efficacité énergétique, la capacité de passer d'un combustible à un autre et la gestion du carbone.

## **Conclusions**

La production d'électricité au moyen de charbon épuré, plus particulièrement en ayant recours à la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné alliée à la séquestration

du carbone, constituera une façon de stabiliser les concentrations de dioxyde de carbone à l'échelle de la planète dans 15 ou 20 ans.

Les principaux enjeux de la technologie de gazéification comprennent l'incompatibilité avec les charbons sub-bitumineux et la lignite, tous deux de rang bas, les risques élevés liés à l'entrée en service et un degré de fiabilité des centrales encore incertain. La Canadian Clean Power Coalition se penche sur ces enjeux en mettant au point un projet de démonstration pleine échelle de centrale au charbon épuré. Le potentiel de la gazéification et du stockage de CO<sub>2</sub> est immense, surtout pour ce qui est des activités de valorisation des sables bitumineux, de la récupération assistée du pétrole et du gaz et de la récupération du méthane de houille. La vitesse à laquelle la technologie se développera dépendra en grande partie des niveaux d'émissions visés par le Canada.

## L'AVENIR DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

*1 – Sustainable Fossil Fuels: The Unusual Suspect in the Quest for Clean and Enduring Energy (Combustibles fossiles durables : solution inattendue dans la quête d'une énergie propre et durable) – Mark Jaccard (professeur à l'Université Simon Fraser) – 13 avril 2006*

### Introduction

L'Office a invité le professeur Mark Jackard, de l'Université Simon Fraser, à parler de son ouvrage le plus récent intitulé *Sustainable Fossil Fuels: The Unusual Suspect in the Quest for Clean and Enduring Energy* (Combustibles fossiles durables : solution inattendue dans la quête d'une énergie propre et durable). Les nombreuses incertitudes qui entourent l'avenir de notre filière énergétique peuvent ainsi être abordées sous un angle différent.

### Principaux points saillants

Dans la plupart des cas, les discussions portant sur la problématique de l'utilisation des combustibles fossiles portent principalement sur l'offre future et les effets environnementaux. Les solutions classiques avancées comprennent une interruption de l'utilisation des combustibles fossiles au profit de l'énergie renouvelable, le recours à l'énergie nucléaire et des améliorations sur le plan de l'efficacité énergétique (les « solutions attendues »). Il ne fait aucun doute que chacune de ces solutions pourrait avoir une incidence de taille sur l'avenir de notre filière énergétique. Toutefois, aucune n'est parfaite et il faut également se pencher sur les enjeux posés dans chaque cas. Il importe de comparer les points forts et les faiblesses des diverses sources d'énergie lorsque vient le temps de prendre des décisions pour l'avenir.

L'aversion pour le risque est un grand obstacle pour l'énergie nucléaire. Les êtres humains ont tendance à accorder beaucoup d'importance aux événements extrêmes, les accidents nucléaires par exemple. L'aversion pour le risque pourrait donc compliquer, pour les autorités locales, l'érection de centrales nucléaires et, par conséquent, le remplacement des combustibles fossiles par l'énergie nucléaire.

Les défenseurs de l'énergie renouvelable ont soutenu que les technologies propres à une telle énergie bénéficieront d'économies d'échelle et d'économies d'apprentissage. Avec l'arrivée de la production de masse et la mise en application de ces types de technologies, les coûts régresseront et deviendront plus concurrentiels par rapport à ceux des sources d'énergie classique. Cependant, un recours accru aux sources d'énergie renouvelable pourrait faire en sorte d'opposer à la régression des coûts des facteurs comme une faible densité énergétique, un approvisionnement intermittent et des emplacements des ressources peu pratiques.

Certaines améliorations de l'efficacité énergétique sont déjà en cours et la chute de l'intensité énergétique au fil du temps en est la preuve (énergie utilisée par unité du produit intérieur brut). Mais il semble très difficile d'accélérer cette tendance. Un certain

nombre d'obstacles s'opposent à une adoption accélérée de telles améliorations. En outre, le risque associé à l'adoption de technologies visant l'accroissement de l'efficacité énergétique est plus grand que celui découlant de l'adoption de technologies classiques. Les technologies d'accroissement de l'efficacité énergétique ont tendance à exiger au départ des coûts d'immobilisations plus élevés que les technologies classiques. Donc, si un problème devait survenir avant que les coûts supplémentaires aient été recouverts grâce à la réalisation des économies d'énergie prévues, l'investissement n'est pas rentable (p. ex., casser une ampoule à rendement élevé). Les technologies visant l'accroissement de l'efficacité énergétique ont aussi tendance à être plus récentes, donc plus risquées compte tenu de taux de défaillance plus élevés comparativement à leurs contreparties classiques.

Il se peut que les technologies d'accroissement de l'efficacité énergétique ne procurent pas le même degré de service que les technologies classiques et que malgré leurs attraits économiques et le fait qu'elles soient moins dommageables pour l'environnement, elles ne soient pas adoptées. Par exemple, les premières ampoules fluorescentes compactes procuraient une qualité ou une teinte d'éclairage moins souhaitable que les ampoules classiques, et qu'elles ont été boudées. De la même façon, le transport public n'est pas aussi pratique et, par définition, est moins « privé », que la conduite de son propre véhicule.

Une politique gouvernementale pourrait aider à surmonter certains des obstacles s'opposant à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cependant, les instruments qui ont été privilégiés à ce chapitre, comme les subventions et les programmes d'information, n'ont pas été efficaces et, pour des raisons d'ordre politique, des instruments du type réglementation et imposition du prix de l'énergie ne sont pas privilégiés.

Le professeur Jaccard compare le total des coûts et des difficultés éventuelles d'une adoption élargie des « solutions attendues » (énergie nucléaire, énergie renouvelable et accroissement de l'efficacité énergétique) à celui d'une adoption élargie des « solutions inattendues » (combustibles fossiles alliés à des technologies et des procédés visant à en amenuiser les effets environnementaux, comme la séquestration et le stockage de CO<sub>2</sub>) et découvre que les combustibles fossiles ont un rôle important à jouer dans le contexte d'un avenir durable.

Afin qu'un tel avenir se concrétise, il est nécessaire d'élaborer une politique précisant le coût des émissions. Le professeur Jaccard propose l'élaboration de politiques distinctes pour l'offre et pour la demande qui pourraient notamment inclure une norme de gestion du carbone (le coût associé à l'élimination du carbone du sol est la responsabilité qui en découle de le remplacer), un plafond et un programme d'échanges pour les gaz à effet de serre, des normes relatives aux émissions des véhicules, des appareils ménagers et des appareils de chauffage.

## **Conclusions**

Le professeur Jaccard soutient que les questions cherchant à savoir « Comment vaincre notre dépendance à l'endroit des combustibles fossiles? » et « Comment faire pour consommer moins de combustibles fossiles? » ne sont pas les bonnes questions à poser puisque nous ne devrions pas situer le débat en termes de « bons » et de « mauvais » combustibles. Plutôt, la société devrait se concentrer sur l'élaboration d'un ensemble de politiques visant à créer une filière énergétique propre tenant compte des préférences humaines et des processus de prise de décisions en place, ce qui devrait mener à une utilisation continue des combustibles fossiles.

**2 – A Thousand Barrels a Second: The Coming Oil Break Point and the Challenges Facing an Energy Dependent World (Mille barils à la seconde : point de rupture pétrolière à l’horizon et enjeux d’un monde énergivore) – Peter Tertzakian (économiste en chef de l’énergie, ARC Financial Corporation) – 6 juin 2006**

**Introduction**

Peter Tertzakian, d’ARC Financial Corporation, a exposé son point de vue au sujet de la dépendance, qui prend même la forme d’une accoutumance, du monde industrialisé à l’endroit du pétrole et des conséquences de cette situation sur nos sociétés. Il a présenté une synthèse des conclusions avancées dans son livre intitulé *A Thousand Barrels a Second: The Coming Oil Break Point and the Challenges Facing an Energy Dependent World* (Mille barils à la seconde : point de rupture pétrolière à l’horizon et enjeux d’un monde énergivore).

L’exposé a permis de présenter une analyse des déplacements des tendances dans le monde de l’énergie ainsi qu’une description de la façon dont d’autres points de passage importants dans le passé (ce qu’il appelle des « points de rupture » énergétique) sont apparus et ont évolué.

**Principaux points saillants**

Monsieur Tertzakian a comparé notre relation avec l’énergie à un cycle évolutionnaire caractérisé par différentes phases.

La croissance économique est stimulée par l’énergie qui aide à répondre aux besoins d’une population. À cette étape, une espèce de dépendance se crée qui fait que, de la relation d’origine, l’économie devient par exemple « accro » du pétrole. La première phase de ce cycle porte le nom de *Croissance et dépendance*.

Ensuite, diverses pressions, environnementales, géopolitiques, sociales, politiques et commerciales, sont exercées sur le système économique. C’est à partir du principe de la dépendance que de telles pressions se dégagent. La deuxième phase de ce cycle s’appelle *Accumulation de pression*.

À un certain moment, la filière énergétique arrive à un *Point de rupture* au-delà duquel elle ne peut continuer de bien fonctionner compte tenu des nombreuses pressions qu’elle subit. Afin de pouvoir survivre, elle doit procéder à un changement radical des technologies selon différents besoins. De nouvelles technologies voient donc le jour afin de répondre aux demandes en énergie, dont les sources et l’utilisation se modifient. C’est la *Solution magique* qui constitue la quatrième phase.

Une fois que la filière énergétique et le système économique ont vécu toutes ces perturbations, il survient un rééquilibrage du mélange de combustibles, puis suit un nouveau cycle de dépendance et de croissance jusqu’à la crise suivante.

À l'heure actuelle, l'exploration entraîne davantage de risques et les difficultés à maintenir notre mode d'utilisation du pétrole sont plus grandes du fait de la croissance des coûts et de la qualité différente de la ressource comparativement aux premiers temps. Aujourd'hui, les nations sont prêtes à déployer d'énormes efforts pour trouver du pétrole, puisque cette ressource a beaucoup de valeur et est essentielle au maintien de notre style de vie.

Afin d'illustrer cette situation de dépendance et même d'accoutumance au pétrole, un exemple présenté est celui du nombre d'autoroutes sillonnant le continent nord-américain et de leur taille. L'abondance du béton rend compte de la « culture » de l'automobile dans laquelle nous vivons. Qui plus est, le transport constitue le principal moteur de la consommation de pétrole dans les sociétés modernes, même après le choc pétrolier des années 1970. Toutes les secousses pétrolières des 30 dernières années n'ont rien changé à notre utilisation du pétrole à des fins de transport, du moins pas dans le monde occidental. La croissance des revenus et le développement économique, à l'image de ce qu'il est possible de constater en Chine, créent une dépendance encore plus grande à l'égard du pétrole à des fins de transport.

Monsieur Tertzakian a également fait remarquer que la consommation d'énergie des véhicules était directement liée au poids de ces mêmes véhicules. La résolution de ce problème précis aurait de grandes incidences sur notre environnement. Une solution pourrait consister à réduire le poids moyen des véhicules et des parcs de véhicules (ces derniers, en Amérique du Nord par exemple, comptent 230 millions de véhicules). En outre, l'effet de revenus plus élevés (l'effet des revenus) sur les achats de voitures est lui aussi à l'origine de répercussions importantes sur les choix des consommateurs, tant et aussi longtemps que ceux-ci auront les moyens d'en remplir les réservoirs d'essence.

D'autres variables jouent un rôle dans notre consommation de pétrole, notamment la migration vers les banlieues et les exigences de la vie moderne. Nous parcourons de longues distances pour nous rendre de la maison au travail et une famille moyenne effectue de multiples déplacements au cours d'une journée ordinaire. Malgré tout, la solution ne consiste pas à vivre au centre-ville, puisque l'espace physique y est insuffisant et qu'il ne se prête pas au style de vie moderne. Par ailleurs, le transport public ne jouit pas d'une bonne cote et les infrastructures manquent.

L'augmentation du prix du pétrole n'a pas été à l'origine d'une réduction de la demande ou d'une réaction quelconque à cet égard. En Chine, par exemple, les véhicules sont de plus en plus présents en dépit du prix élevé du pétrole, ce qui illustre la dépendance des économies modernes envers ce produit. De plus, cette dépendance se perpétue du fait d'une moins grande consommation découlant d'un meilleur rendement des véhicules. En Amérique du Nord, en moyenne, on réagit en franchissant de plus grandes distances au volant de véhicules plus imposants et plus confortables.

## Conclusions

Nous demeurerons dépendants du pétrole. Les problèmes liés à l'adoption de véhicules fonctionnant au moyen de combustibles de remplacement comprennent leur coût, leur incapacité de se déplacer sur d'aussi grandes distances que ceux consommant des produits pétroliers et leur taille, jugée insuffisante compte tenu de notre style de vie. Les gouvernements, grâce par exemple à la réglementation des limites de vitesse, à l'imposition de taxes sur les voitures lourdes ou énergivores et à l'affectation de voies strictement réservées au covoiturage, pourraient favoriser une moins grande dépendance à l'égard du pétrole.

D'autres solutions possibles pour devenir moins dépendants du pétrole : meilleure sensibilisation au sujet de la consommation de produits pétroliers visant le maintien de notre style de vie; persuasion morale afin d'influer sur les habitudes d'autrui et la relation entretenue avec le pétrole; adoption de méthodes de gestion du débit de circulation; promotion du télétravail ou du travail à la maison. Toutefois, Monsieur Tertzakian n'est pas d'avis que des interventions gouvernementales puissent atténuer la dépendance au pétrole.

### **3 – Optimistic Futures (Avenir optimiste) – Dixon Thompson (professeur en science de l'environnement, Université de Calgary) – 29 juin 2006**

#### **Introduction**

Le professeur Dixon Thompson, de l'Université au Calgary, a présenté un aperçu de son travail sur un « avenir énergétique optimiste ». Alors que l'Office national de l'énergie envisage certaines possibilités en matière d'énergie, l'étude de points de vue différents peut être avantageuse. Le sujet abordé est fort pertinent puisqu'il ne se concentre pas sur un seul produit ou un seul problème, ses répercussions se faisant sentir sur de nombreux plans. Il permet aussi de porter la discussion sur l'avenir énergétique à un autre niveau, soit celui où la pérennité de l'environnement constitue un élément tout aussi important que l'énergie et l'économie.

#### **Principaux points saillants**

Les problèmes et les solutions associés à l'avenir de notre filière énergétique sont complexes. Néanmoins, il n'y a pas lieu de ne pas être optimiste quant à cet avenir. Il existe un certain nombre de technologies qui peuvent être déployées afin de mieux assurer la pérennité de l'environnement.

Le degré de complexité de cette question exige une analyse d'ensemble. Les questions de durabilité ne peuvent être résolues au moyen de travaux menés par des chercheurs d'une seule discipline. Une démarche coordonnée entre plusieurs disciplines est requise. Le professeur Thompson soutient que de telles solutions multidisciplinaires diffèrent de celles élaborées en vase clos et leur sont supérieures. Toutefois, il existe des obstacles à l'adoption d'une démarche de ce type, notamment associés à la difficulté d'obtenir les fonds et le soutien requis de la part des universités ainsi que des publications scientifiques.

Afin d'aider à régler les problèmes de pérennité, les messages doivent être communiqués de manière à favoriser la prise de décisions appropriées par la société. La communication d'un message exige le recours à divers outils selon le type d'auditoire. Par exemple, la courbe d'innovation de Rogers, qui permet d'illustrer les attitudes des personnes et leur volonté à mettre en pratique de nouvelles technologies au fil du temps, permet de cerner cinq types d'auditoires auxquels les messages doivent être communiqués. Les novateurs, les adeptes de la première heure, la majorité précoce, la majorité tardive et les retardataires nécessitent tous des messages différents. Les messages doivent aussi être ciblés en fonction des membres des auditoires qui sont les plus susceptibles d'être touchés et de mener aux changements les plus marqués. Dans cette optique, le professeur Thompson propose de cibler les efforts de communication de façon à atteindre les novateurs, les adeptes de la première heure et la majorité précoce.

## **Conclusions**

Nous devrions continuer d'être optimistes quant à l'avenir de la filière énergétique. Il existe un certain nombre de technologies et de démarches qui peuvent être adoptées pour nous aider à atteindre une meilleure pérennité (par exemple, l'énergie houlomotrice et les concepts modulaires hybrides). Une filière énergétique durable nécessite le déploiement d'un effort coordonné et une volonté de changement. Elle a aussi besoin de stratégies de communication efficaces.

## **BIOGRAPHIES DES CONFÉRENCIERS**

**Christopher Theal** est directeur général, recherche institutionnelle à Tristone Capital. Cette société est un des chefs de file parmi les entreprises nord-américaines proposant une panoplie complète de services bancaires d'investissement spécialisés dans le secteur énergétique. Avant de rejoindre les rangs de Tristone en 2002, Monsieur Theal a occupé des postes d'analyste de la recherche à Marchés mondiaux CIBC Inc., d'analyste d'entreprises d'une grande société pétrolière et gazière intégrée du Canada et d'officier dans la marine canadienne.

**Kirk Osadetz** est spécialiste de la recherche dans le secteur des sciences de la Terre, à Ressources naturelles Canada, plus précisément aux bureaux de Calgary de la Commission géologique du Canada (CGC). Avant de passer à la CGC au cours des années 1980, il a été pendant nombre d'années géologue dans l'industrie, d'abord à Gulf pendant les années 1970. Précédemment, Monsieur Osadetz s'occupait beaucoup d'évaluations de ressources pétrolières et gazières classiques, tant dans l'Ouest et le Nord canadiens qu'au large des côtes canadiennes de l'Atlantique et du Pacifique. Depuis plus récemment, il a comme tâche de codiriger les travaux de recherche menés dans le cadre du programme sur les hydrates des dépôts de Mallik, en collaboration avec Scott Dalimore, dont le bureau est à Ottawa. Il a présenté nombre d'exposés techniques, tant à l'étranger qu'au Canada, et il est reconnu comme un spécialiste des hydrates de gaz.

**Michael Hanrahan** est le directeur général de Centre for Marine CNG Inc. Il s'agit d'installations d'essais indépendantes dont le mandat est de concevoir des technologies efficaces pour le transport sans danger de GNC par bateau en vue d'une mise en valeur rentable des découvertes gazières au large des côtes qui sont actuellement laissées pour compte. Le centre a conclu des alliances avec les gouvernements canadien, indien et norvégien, avec des sociétés de transport et des centres de recherches universitaires de même qu'avec des sociétés gazières. Monsieur Hanrahan a déjà occupé des postes de direction au siège social des raffineries d'Irving Oil et dans le cadre du projet de gaz naturel liquéfié à Saint John. Il a en outre occupé divers postes dans les secteurs public et privé en plus de travailler au projet Hibernia et au projet de formation de vol à basse altitude de Goose Bay.

**Dan Woynillowicz** est un analyste principal de la politique au Pembina Institute. Il fait office de porte-parole de l'institut et a présenté des témoignages d'expert sur les incidences de la mise en valeur de la région des sables bitumineux devant des commissions d'examen réglementaire aux paliers provincial et fédéral. Le Pembina Institute est une organisation indépendante sans but lucratif qui s'occupe de recherches et de formation en matière de politique sur l'environnement. Monsieur Woynillowicz a co-rédigé nombre des récentes publications de Pembina, dont *Oil Sands Fever: The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush*; *Down to the Last Drop: The Athabasca River and Oil Sands* et *Troubled Waters, Troubling Trends*.

**Bob Dunbar** est un spécialiste des questions portant sur les sables bitumineux avec plus de 35 ans d'expérience dans le monde canadien et international de l'énergie, dont plus de dix à titre de conseiller auprès de l'industrie. Il a occupé divers postes de haut rang à l'Energy Resources Conservation Board (ERCB), dont celui de directeur du service des sables bitumineux, ainsi qu'à Petro-Canada, à la planification stratégique, la commercialisation du gaz et l'élaboration de projets. Avant de retourner à la consultation dans le secteur privé en 2005, il a dirigé plusieurs études du Canadian Energy Research Institute (CERI), dont une sur les perspectives de l'offre de sables bitumineux rendue publique en mars 2004. Ses travaux de consultation se concentrent surtout sur le secteur des sables bitumineux, la formation et les questions techniques.

**Blaine Hawkins** est le directeur du Secteur du pétrole et du gaz naturel classiques de l'Alberta Research Council (ARC). Son travail est centré sur les processus de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) au moyens de méthodes chimiques, l'optimisation de l'injection de produits chimiques et la sensibilité des gisements, le rendement de ceux-ci et l'écoulement des fluides en présence de médias poreux, ainsi que la récupération thermique de pétrole lourd.

**Ashok Singhal** est ingénieur supérieur de recherche à l'Alberta Research Council (ARC), où il se concentre sur la conception et l'exploitation de méthodes de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) comme l'injection d'eau, les puits horizontaux, la récupération améliorée de CO<sub>2</sub>, le mode eau après gaz (EAG) et l'injection de gaz d'hydrocarbures, de même que sur les évaluations, simulations et prévisions techniques et économiques.

**John McGinnis** a joint les rangs du ministère albertain du Développement économique en juillet 2005 comme directeur de la valorisation des hydrocarbures. Précédemment, il avait été conseiller en gestion énergétique en Ontario. Par ailleurs, il a consacré plusieurs années à L'Impériale à Toronto, Halifax et Calgary et à la société Exxon à New York, et ses services ont été prêtés à Aramco en Arabie Saoudite. Monsieur McGinnis a été ingénieur en chef, planification de la mise en valeur, dans le cadre du mégaprojet original de L'Impériale à Cold Lake, puis directeur de l'expansion des affaires dans le contexte de la production progressive de bitume à Cold Lake. Plus tard, il a également été directeur de projet pour la conception et la construction du centre de recherches Esso dans le parc universitaire de Calgary.

**Allen Wright** est le directeur administratif de l'Association charbonnière canadienne. Cette association représente des sociétés d'exploration, de mise en valeur, d'utilisation et de transport de charbon. Ses membres comprennent les grands producteurs de charbon et les principaux services publics en consommant, les chemins de fer et les ports qui en expédient, ainsi que les fournisseurs de produits et de services à l'industrie.

**Bob Stobbs** est le directeur administratif de la Canadian Clean Power Coalition. Cette coalition est un regroupement national de sociétés charbonnières canadiennes et de producteurs d'électricité à partir de centrales alimentées au charbon. L'association représente plus de 90 % de la production d'électricité au moyen de charbon au Canada. Son but est de faire la preuve que la production d'électricité à partir de charbon ne va pas

à contre-courant des différentes questions d'ordre environnemental prévues pour l'avenir, notamment pour ce qui est du CO<sub>2</sub>.

**Bill Gunter** est scientifique principal à l'Alberta Research Council (ARC). Son expertise en séquestration et stockage de carbone est reconnue. À l'heure actuelle, il dirige un projet sur le terrain, auquel participent des gouvernements et des sociétés de divers pays, portant sur l'élaboration d'un procédé qui vise l'accroissement de la production de méthane de houille par injection de CO<sub>2</sub>. L'ARC est une société de développement et de recherche appliquée qui met au point et commercialise des technologies pour la croissance d'entreprises novatrices. Elle se spécialise dans la transformation d'idées naissantes en produits et services technologiques commercialisables.

**Mark Jaccard** est économiste de formation et détient un doctorat de l'Université de Grenoble, en France. Depuis 1986, il est professeur à l'école de la gestion des ressources et de l'environnement de l'Université Simon Fraser où, en outre, il dirige un groupe de recherche sur l'énergie et les matériaux. Par ailleurs, le professeur Jaccard est responsable du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie, mieux connu sous le sigle de CIEEDAC, également situé à l'Université Simon Fraser. Ses affectations précédentes comprennent le poste de président du conseil de la British Columbia Utilities Commission (BCUC) de 1992 à 1997. Il a été un membre actif du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIFC) de 1993 à 1996 et a pris part à la production du deuxième rapport d'évaluation de ce groupe. Pendant presque dix ans, il a été un des six spécialistes internationaux de l'énergie membre du Conseil chinois de coopération internationale en environnement et en développement.

**Peter Tertzakian** est économiste en chef de l'énergie d'ARC Financial Corporation et membre du comité d'investissement d'ARC, un des chefs de file, sur la scène mondiale, des entreprises proposant des investissements dans le secteur énergétique. Il est l'auteur de l'ouvrage *A Thousand Barrels a Second* et un orateur fort recherché à l'occasion de conférences sur l'énergie et d'événements d'envergure internationale. Avant de rejoindre les rangs d'ARC, Monsieur Tertzakian a travaillé sur le terrain, s'est occupé de traitement de données sismiques et a participé à la création de logiciels en tant que géophysicien à Chevron. Il détient un diplôme en géophysique de l'Université de l'Alberta et un autre d'études supérieures en économétrie de l'Université de Southampton, au Royaume-Uni. Par ailleurs, il est titulaire d'une maîtrise en gestion technologique de l'école de gestion Sloan du MIT.

**Dixon Thompson** est professeur en science de l'environnement à l'école de commerce Haskayne de l'Université de Calgary. Le professeur Thompson a entrepris des recherches et enseigné dans nombre de domaines touchant à l'environnement, notamment dans ceux de la science de l'environnement et de sa gestion, de l'évaluation de produits et de technologies, de l'évaluation des cycles de durée de vie, de la gestion des ressources hydriques, de la chimie environnementale et de l'écotoxicologie.

Le professeur Thompson a fait œuvre de pionnier au chapitre de l'élaboration de cours d'études supérieures en gestion de l'environnement et a une vaste expérience

internationale, en Amérique latine et dans les Antilles ainsi qu'ailleurs, dans des pays en voie de développement. En qualité de conseiller, il a intégré l'usage d'outils de gestion de l'environnement dans des entreprises du secteur des ressources comme NOVA, Petro-Canada, Alberta Energy Company, IntraWest et BC Gas International. De plus, il est l'auteur principal des documents de la Commission de coopération environnementale sur les systèmes de gestion de l'environnement (SGE) à l'intention de petites et moyennes entreprises.

## **EXPOSÉS**