

LES SABLES BITUMINEUX DU CANADA

Andrea Grant
Lynne C. Myers
Division des sciences et de la technologie

Le 17 novembre 2004

Le Service d'information et de recherche parlementaires de la Bibliothèque du Parlement travaille exclusivement pour le Parlement, effectuant des recherches et fournissant des informations aux parlementaires et aux comités du Sénat et de la Chambre des communes. Entre autres services non partisans, elle assure la rédaction de rapports, de documents de travail et de bulletins d'actualité. Les analystes peuvent en outre donner des consultations dans leurs domaines de compétence.

**THIS DOCUMENT IS ALSO
PUBLISHED IN ENGLISH**

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
VOLUME ESTIMÉ DE PÉTROLE CONTENU DANS LES SABLES BITUMINEUX DU CANADA	2
PROCÉDÉS D'EXTRACTION	3
A. Exploitation et extraction à ciel ouvert	3
B. Récupération in situ.....	6
VOLUME ET COÛTS ACTUELS DE PRODUCTION	7
A. Volume de production.....	7
B. Coûts de production	8
1. Exploitation et extraction à ciel ouvert	8
2. Récupération in situ	8
PRÉOCCUPATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL	9
A. Émissions à gaz à effet de serre et engagements de Kyoto.....	9
B. Anhydride sulfureux, oxydes d'azote et composés organiques volatils.....	12
C. Fragmentation des habitats.....	13
D. Utilisation et qualité de l'eau	14
E. Produits de queue	16
MESURES DE RÈGLEMENT DES PROBLÈMES D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL	16
CONCLUSION.....	19



CANADA

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

LES SABLES BITUMINEUX DU CANADA

INTRODUCTION

Le nord de l'Alberta recèle l'une des plus grandes réserves mondiales de bitume, un hydrocarbure noir, visqueux, ayant l'apparence de l'asphalte, qui peut servir à alimenter les raffineries de pétrole traditionnelles pour produire des substances utiles comme l'essence et le carburant diesel. Pour être utilisable, toutefois, le bitume doit être tiré du sol, où il est mélangé à du sable, à de l'argile et à de l'eau dans des dépôts appelés « sables bitumineux ». Le bitume est séparé des autres substances et, par la suite, revalorisé par des procédés chimiques pour produire du pétrole brut de synthèse. Il faut traiter environ deux tonnes de sables bitumineux pour obtenir un baril de pétrole⁽¹⁾. Chaque étape de ce procédé exige beaucoup d'énergie et, comme la plupart des procédés industriels, pose des défis aux chapitres des coûts et de l'incidence sur l'environnement.

Les dépôts de sables bitumineux du Canada se trouvent surtout dans les régions de l'Athabasca, de Cold Lake et de Peace River, dans le nord de l'Alberta, la plus grande partie des activités se déroulant dans les plus grandes réserves, près de Fort McMurray⁽²⁾. Les dépôts sont sous-jacents à une aire de quelque 141 000 kilomètres carrés⁽³⁾.

La production de sables bitumineux a débuté au Canada en 1967, quand la Great Canadian Oil Sands (connue de nos jours sous le nom de Suncor Energy) a commencé à exploiter une mine et une installation de valorisation au nord de Fort McMurray. En 1978, le consortium Syncrude a établi tout près de là une exploitation de même nature mais de taille

(1) Alberta Energy, *Introduction to Oilsands* (http://www.energy.gov.ab.ca/com/Sands/Introduction/Oil_Sands.htm, consulté le 13 janvier 2004).

(2) Alberta Energy, *Oil Reserves and Production*, p. 4 (<http://www.energy.gov.ab.ca/osd/docs/bigblue2002brochure.pdf>, consulté le 10 février 2004).

(3) Alberta Energy, *Introduction to Oilsands*.

nettement supérieure⁽⁴⁾. Depuis lors, le nombre d'exploitations de sables bitumineux a crû, les installations existantes ont été agrandies et les progrès technologiques ont fait baisser le coût du baril et l'incidence de la production sur l'environnement.

Au fur et à mesure que la production des puits de pétrole conventionnels du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien poursuit son déclin, les exploitations de sables bitumineux prennent de plus en plus d'importance pour l'économie albertaine. Les sables bitumineux jouent aussi un rôle important et croissant dans l'approvisionnement en pétrole du marché nord-américain. L'expansion de la production de sables bitumineux offre des avantages appréciables sur le plan de l'économie et de la sécurité énergétique, non sans s'accompagner d'une longue liste de préoccupations d'ordre environnemental. Le présent document donne une vue d'ensemble de la ressource des sables bitumineux, de la façon dont le bitume est extrait et produit, des niveaux et coûts de production, des questions environnementales entourant le développement des sables bitumineux et de la façon dont l'industrie réagit aux préoccupations relatives aux coûts et à l'environnement.

VOLUME ESTIMÉ DE PÉTROLE CONTENU DANS LES SABLES BITUMINEUX DU CANADA

Selon une estimation d'Alberta Energy, les sables bitumineux contiennent un volume initial de 1,6 billion de barils de bitume naturel⁽⁵⁾. De ce total, 174,4 milliards de barils sont classés « réserves établies », ce qui signifie qu'ils sont jugés récupérables au moyen de la technologie existante et dans les conditions économiques actuelles ou prévues. En outre, 311 milliards de barils de bitume sont jugés potentiellement récupérables⁽⁶⁾. Chaque baril de bitume traité dans une installation de valorisation produit environ 0,9 baril de pétrole brut de synthèse⁽⁷⁾.

(4) Alberta Economic Development, *Oilsands Industry Update*, octobre 2003 (http://www.alberta-canada.com/oandg/pdf/oilsands_oct2003.pdf, consulté le 9 février 2004).

(5) Alberta Energy, *Oil Sands* (<http://www.energy.gov.ab.ca/Sands/default.htm>, consulté le 21 mai 2004); voir aussi R. Dunbar *et al.*, *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil Canada*, p. 2003 à 2017, étude n° 10-8 du Canadian Energy Research Institute, mars 2004.

(6) Alberta Energy, *Introduction to Oilsands*.

(7) Stephen Rodrigues, directeur de recherche, Association canadienne des producteurs pétroliers, communication personnelle, 20 février 2004.

Le *Oil and Gas Journal* publie chaque année une liste des réserves établies de pétrole de tous les pays producteurs du monde. À la fin de 2002, la liste mentionnait pour la première fois les sables bitumineux en tant que réserves établies canadiennes. Cet ajout a haussé l'estimation des réserves canadiennes de 5 milliards de barils en 2001 à 180 milliards de barils en 2002. L'estimation revue, qui est appréciable, permet désormais aux réserves établies du Canada de se classer au deuxième rang, après celles de l'Arabie saoudite, qui sont estimées à 264 milliards de barils (les ressources de l'Arabie saoudite ont un potentiel ultime estimé à environ 1 billion de barils de pétrole brut)⁽⁸⁾. L'inclusion des réserves de sables bitumineux du Canada a radicalement réduit le pourcentage des réserves pétrolières mondiales attribué aux pays de l'OPEP⁽⁹⁾. Au vu de l'instabilité politique et de la volatilité des régions pétrolifères dominantes, comme le Moyen-Orient, les réserves pétrolières canadiennes se font de plus en plus précieuses, non seulement pour le pays, mais aussi pour les États-Unis. « Le gouvernement stable, les conditions d'investissement prévisibles, l'infrastructure très développée, les réseaux intégrés de pipelines [et] le commerce libre et ouvert »⁽¹⁰⁾ du Canada rendent son industrie en pleine croissance des sables bitumineux extrêmement attrayante pour le principal consommateur mondial de pétrole.

PROCÉDÉS D'EXTRACTION

Il existe deux modes d'extraction du bitume naturel des dépôts de sables bitumineux : l'exploitation et l'extraction à ciel ouvert, et la récupération in situ.

A. Exploitation et extraction à ciel ouvert

Si les dépôts sont relativement peu profonds (à moins de 75 mètres de la surface), on opte pour l'exploitation à ciel ouvert. Selon les estimations, seulement environ 10 p. 100 des

(8) Alexander H. Tullo, « A New Source », *Chemical and Engineering News*, vol. 81, n° 34, 25 août 2003, p. 16.

(9) Marilyn Radler, « Worldwide reserves increase as production holds steady », *Oil and Gas Journal*, vol. 100, n° 52, 23 décembre 2002.

(10) Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil: Increasing Energy Security* (<http://www.capp.ca/raw.asp?NOSTAT=YES&dt=NTV&e=PDF&dn=57272>), consulté le 16 janvier 2004 [traduction].

sables bitumineux de l'Alberta se prêtent à l'exploitation à ciel ouvert; ces dépôts se trouvent surtout dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca, au nord de Fort McMurray, des deux côtés de la rivière Athabasca⁽¹¹⁾. Comme ils constituent la partie la plus facilement accessible de la ressource de sables bitumineux, ces dépôts d'une épaisseur de 40 à 60 mètres ont été les premiers exploités (par Suncor et Syncrude).

Avant de pouvoir procéder à une exploitation à ciel ouvert, il faut enlever entièrement les morts-terrains. D'abord, la fondrière gorgée d'eau est drainée, après quoi elle est enlevée en même temps que toute végétation de surface et tout couvert arboré. Tout sol convenable est enlevé après sélection et monté en tas en vue de son usage ultérieur, lors de la remise en état du terrain⁽¹²⁾. Une fois le sable bitumineux exposé, il est retiré et transporté à l'installation de traitement. Suncor et Syncrude utilisaient dans leurs premières mines d'énormes excavateurs à roue-pelle ou des pelles à benne traînante pour retirer le sable bitumineux de la terre et le déposer sur des transporteurs à courroie, qui le livraient à l'installation de préparation. Ces systèmes ont progressivement été remplacés par un système plus souple et plus fiable qui fait appel à de vastes pelles électriques et hydrauliques qui chargent le sable bitumineux dans des tombereaux de chantier capables de transporter jusqu'à 400 tonnes de matière à la fois. Les tombereaux livrent le sable bitumineux à une installation de préparation, où des concasseurs le réduisent à la taille voulue. Dans les premières années, les sables bitumineux concassés étaient transportés à l'unité d'extraction au moyen d'un autre système de transporteur à courroie. Plus récemment, toutefois, une nouvelle technique nommée « hydrotransport » a largement supplanté cette partie de l'opération. En hydrotransport, les sables bitumineux concassés sont mélangés à de l'eau chaude afin de créer une bouillie pompée via pipeline jusqu'à l'unité d'extraction.

Dans l'unité d'extraction, le sable bitumineux est mélangé à de l'eau chaude et agité pour que le bitume se détache du sable. Le bitume remonte à la surface des bassins de séparation et en est extrait⁽¹³⁾. Avec le recours à l'hydrotransport, le sable bitumineux est, de fait, préconditionné en vue du procédé d'extraction. Il est déjà mélangé à de l'eau chaude pour former une bouillie, et le mouvement de cette bouillie dans le pipeline agite la matière, entamant le processus de séparation. Il faut donc moins de chaleur à la phase d'extraction, ce qui épargne

(11) Dunbar (2004), p. 35.

(12) *Ibid.*, p. 23.

(13) Gouvernement de l'Alberta, *The Oil Sands Story: Extraction*, Oil Sands Discovery Centre (http://www.oilsandsdiscovery.com/oil_sands_story/extract.html, consulté le 13 janvier 2004).

de l'énergie et améliore le rendement environnemental global du procédé de production. De plus, un pipeline suit plus facilement qu'un système de transporteur à courroie un trajet sinueux sur un terrain inégal. L'hydrotransport permet aussi l'extraction des dépôts de sable bitumineux situés à une certaine distance de l'unité d'extraction et leur transport en vue de la valorisation dans ces installations existantes.

De l'unité d'extraction, le bitume passe à une installation de valorisation où il est converti de sa forme d'huile visqueuse en un pétrole brut de haute qualité « valorisé » ou « synthétique » (« PS » pour *pétrole synthétique*). Comme le pétrole brut conventionnel, le bitume est un hydrocarbure. Toutefois, dans le bitume, la proportion carbone/hydrogène est plus élevée. Deux procédés ont été élaborés pour la valorisation du bitume. Le premier, qui se nomme « cokéfaction », retire une partie du carbone. Le second, nommé « hydroconversion », ajoute de l'hydrogène. Dans les deux cas, la forte teneur en soufre du bitume est réduite et le PS résultant est de densité et de viscosité comparables à celles du pétrole léger non sulfuré. Le PS peut alors être traité dans la plupart des raffineries de pétrole existantes.

Tant Suncor que Syncrude disposent d'installations de valorisation sur place, qui sont intégrées à leurs installations d'exploitation minière et d'extraction. Toutes deux utilisent le procédé de cokéfaction pour valoriser le bitume. En 2002, un troisième projet intégré d'exploitation, d'extraction et de valorisation est entré en activité : nommé Athabasca Oil Sands Project, il se distingue des deux autres du fait que son installation de valorisation ne se trouve pas sur place, près de la mine de la région de Fort McMurray, mais plutôt près d'Edmonton. Le bitume dilué voyage par pipeline jusqu'à l'installation de valorisation, qui recourt au procédé d'hydroconversion.

Le Canada compte aussi deux installations autonomes de valorisation qui traitent le bitume des sites de récupération in situ (dont il est question plus loin) ainsi que du pétrole brut lourd. L'une de ces exploitations, la Husky Bi-Provincial Upgrader, se trouve à Lloydminster, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et la deuxième, la Federated Co-op NewGrade Upgrader, à Regina (Saskatchewan). Petro-Canada se propose elle aussi de reconfigurer sa raffinerie d'Edmonton de façon à permettre la valorisation du bitume. Cette nouvelle installation n'entreprendra pas ses activités avant 2008 et elle est encore sujette à l'approbation réglementaire.

B. Récupération in situ

La majeure partie des sables bitumineux de l'Alberta se trouve trop profondément sous la surface pour être exploitée à ciel ouvert avec avantage. Ces dépôts ne sont récupérés que par l'approche in situ (« sur place »), qui est semblable à l'extraction conventionnelle de pétrole brut en ceci que le bitume est extrait de puits. Dans certains endroits, cela peut se faire sans qu'il faille procéder à aucun prétraitement du bitume (production primaire ou production à froid). Cependant, dans la plupart des dépôts de sables bitumineux, le bitume est trop lourd et trop visqueux pour s'écouler dans les conditions normales de température et de pression des réservoirs. Toute une gamme de technologies a été élaborée pour chauffer le bitume afin d'en réduire la viscosité et de lui permettre de couler vers le trou de forage pour être pompé à la surface.

Les techniques les plus courantes recourent à l'injection de vapeur pour chauffer le bitume. Dans la technologie la plus ancienne, celle de la stimulation cyclique par la vapeur (la SCV), surnommée en anglais « huff'n puff », on injecte pendant quatre à six semaines de la vapeur, à une température de 300° Celsius et à une pression de 11 000 kilopascals (kPa), dans le dépôt de sables bitumineux. Pendant les quatre à huit semaines suivantes, la vapeur « détrempe » le dépôt. Cette période est suivie de trois à six mois de production, après quoi le processus reprend. Une nouvelle technologie, dont commencent à se servir certains producteurs, est celle du drainage gravitaire au moyen de vapeur (DGV) : des paires de puits horizontaux, distants l'un de l'autre de quelque cinq mètres, sont forés dans le dépôt. De la vapeur est pompée dans le puits supérieur, chauffant le bitume, qui s'écoule par gravité vers le puits de production et est pompé à la surface.

Ces techniques de récupération thermique font appel à de vastes quantités de carburant (surtout du gaz naturel) pour la production de vapeur. La récupération in situ brûle un volume estimé de 1 000 pieds cubes de gaz naturel pour chaque baril de bitume récupéré (par contraste, l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux en brûle 250 pi cu par baril)⁽¹⁴⁾.

Le prix élevé actuel du gaz naturel et la forte demande de ce combustible incitent les entreprises à chercher de nouvelles méthodes de récupération in situ. L'un des procédés en voie d'élaboration recourt à la combustion in situ : de l'air serait injecté dans le réservoir et le

(14) Alberta Chamber of Resources, *Oil Sands Technology Road Map: Unlocking the Potential*, 30 janvier 2004, p. 14.

bitume résiduel laissé par la production antérieure serait brûlé dans le réservoir pour chauffer d'autre bitume. Une autre approche en cours d'élaboration recourt à des solvants pour hydrocarbures vaporisés pour réduire la viscosité du bitume. Ce moyen, qui porte le nom de VAPEX, n'exige pas de production de vapeur, ce qui devrait permettre une réduction pouvant atteindre 85 p. 100 du CO₂ et des autres émissions de gaz à effet de serre par rapport aux méthodes d'extraction thermique. L'approche VAPEX est présentement soumise à des essais sur le terrain dans un site voisin de Fort McMurray⁽¹⁵⁾.

VOLUME ET COÛTS ACTUELS DE PRODUCTION

A. Volume de production

Jusqu'en 1995, l'exploitation à ciel ouvert (Suncor et Syncrude) pouvait représenter jusqu'à 75 p. 100 de toute la production de sables bitumineux. Au début de 2002, ce pourcentage était tombé à 64 p. 100 en raison du développement d'installations supplémentaires de récupération in situ, comme le projet d'Imperial Oil à Cold Lake.

En 1990, la production totale de bitume naturel provenant des sables bitumineux albertains se situait à 360 000 barils par jour (bpj). Au début de 2002, elle avait atteint 829 000 bpj et en novembre 2004, la marque du million de bpj était dépassée⁽¹⁶⁾. Les sables bitumineux sont devenus au fil des ans une partie de plus en plus importante de la capacité de production pétrolière canadienne, à mesure que déclinaient les sources conventionnelles. De nos jours, les sables bitumineux représentent 30 p. 100 de la production totale du Canada. Sur le plan régional, ils représenteront plus de 60 p. 100 de la production pétrolière de l'Ouest⁽¹⁷⁾ du pays d'ici 2010.

À la fin de 2003, 19 grands projets de sables bitumineux étaient en exploitation ou en construction. Neuf de ces projets avaient entamé leurs activités avant 1999 et les autres le

(15) Dunbar (2004), p. 22.

(16) Utilis Energy, *Oil sands – Alberta 2005: Projects, participants and market opportunities*, New York, 17 novembre 2004 (<http://utilisenergy.com/oilsandscontents.pdf>, consulté le 17 novembre 2004).

(17) Association canadienne des producteurs pétroliers, *Industry Facts and Information: Oil Sands* (http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=688, consulté le 11 juin 2004).

feront d'ici la fin de 2005⁽¹⁸⁾. Par surcroît, des demandes ont été présentées à l'Alberta Energy and Utilities Board pour la construction de 16 autres projets, et certaines de ces demandes sont déjà approuvées. On estime que les investissements dans ces nouveaux projets atteindront un total de près de 22 milliards de dollars, s'ils vont tous de l'avant. Des entreprises ont aussi annoncé qu'elles étudiaient 13 autres projets, dont les investissements prévus seraient de 28 milliards de dollars de plus. L'incertitude qu'engendrent les plans de mise en œuvre des engagements du Canada en vertu du Protocole de Kyoto et les prix élevés du gaz naturel, celui-ci représentant pour les exploitations de sables bitumineux un coût d'intrant élevé, sont deux questions susceptibles de ralentir la cadence du développement au cours des années à venir.

B. Coûts de production

1. Exploitation et extraction à ciel ouvert

Le coût de production d'un baril de pétrole à partir de sables bitumineux a nettement baissé depuis les débuts des premiers projets. Les entreprises ont réussi avec le temps à réduire aussi bien les coûts d'exploitation que les coûts d'immobilisation. Les coûts de l'exploitation et de la valorisation intégrées des sables bitumineux s'élevaient au départ à quelque 35 \$ le baril, pour se situer en 2000 entre 15 \$ et 18 \$ le baril, et on s'attend à ce que des technologies à venir et de nouvelles améliorations au fonctionnement ramènent ce chiffre à 8 \$ à 10 \$ le baril d'ici 2015⁽¹⁹⁾.

2. Récupération in situ

Les coûts d'approvisionnement propres à la récupération in situ varient considérablement selon le prix du gaz naturel, les économies d'échelle, le procédé de production employé et, surtout, la qualité du réservoir exploité. Les coûts vont d'un minimum de 7 \$ à un maximum de 16 \$ le baril⁽²⁰⁾.

(18) Dunbar (2004), p. 41.

(19) Office national de l'énergie, *Les sables bitumineux du Canada: Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*, octobre 2000, p. 38. Les coûts cités ici sont des estimations du coût du cycle entier de production selon l'Office, qui englobe tous les coûts associés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, y compris les coûts d'immobilisation, les coûts d'exploitation, les taxes, les redevances et un taux réel de rendement de 10 p. 100 pour les investisseurs. Ils sont exprimés en dollars de 1997.

(20) *Ibid.*

PRÉOCCUPATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

Comme cela se produit souvent dans l'exploitation des ressources naturelles, la mise en valeur de la ressource de sables bitumineux soulève une gamme de problèmes environnementaux. L'exploitation des sables bitumineux peut se diviser, en gros, en quatre grands procédés, dont chacun comporte des risques d'incidence environnementale : l'exploitation, l'extraction, la valorisation et la récupération in situ.

- Exploitation à ciel ouvert – Les grandes questions d'ordre environnemental sont la perturbation du sol, la productivité et la stabilité des terres remises en état, les questions touchant les eaux de surface et les eaux souterraines et les émissions dans l'atmosphère (y compris les émissions de gaz à effet de serre).
- Extraction – Émissions dans l'atmosphère, entreposage et disposition des produits de queue et traitement des eaux usées.
- Valorisation – Émissions dans l'atmosphère et déchets (coke, soufre et eaux usées).
- Récupération in situ – Perturbation du sol et fragmentation des habitats, utilisation et qualité des eaux de surface et souterraines et émissions dans l'atmosphère.

Le problème environnemental que posent tous les procédés d'exploitation des sables bitumineux est celui des émissions dans l'atmosphère, et une vaste proportion de ces émissions se compose de gaz à effet de serre (GES) dégagés par le niveau élevé d'énergie qu'utilise chaque procédé.

A. Émissions de gaz à effet de serre et engagements de Kyoto

Vu les engagements du Canada consistant à réduire les émissions de GES en vertu du Protocole de Kyoto, certains secteurs s'inquiètent sérieusement de l'expansion prévue de la production de sables bitumineux. En 2000, les émissions de GES de la production de pétrole brut de synthèse s'élevaient à environ 13 mégatonnes (Mt), en plus d'un volume de 8,2 Mt provenant de la production de bitume⁽²¹⁾.

(21) *Ibid.*, p. 96 (on entend ici par « bitume » le bitume naturel utilisé pour l'asphalte, etc., sans être mis en valeur en tant que pétrole brut de synthèse).

Non seulement le pétrole provenant des sables bitumineux émet en bout de ligne des GES au cours de sa combustion, mais encore les procédés d'extraction, de récupération et de valorisation en sont eux-mêmes des émetteurs d'importance. Environ 85 p. 100 des émissions de GES émanent de l'utilisation finale, tandis que 15 p. 100 sont attribuables au stade de la production⁽²²⁾. On a estimé, par exemple, en prenant le cycle de vie pour assise, que les émissions totales de dioxyde de carbone dégagées par les carburants de transport tirés des sables bitumineux exploités à ciel ouvert étaient de 15 p. 100 plus élevées que celles des carburants produits à l'aide de pétrole conventionnel importé⁽²³⁾.

Compte tenu des émissions de GES et des autres types de pollution de l'air associés au brûlage de combustibles fossiles, ainsi que du coût croissant du gaz naturel et de la demande croissante de ce combustible, l'expansion prévue de la production de sables bitumineux a déclenché une recherche de sources substitutives d'énergie et le nucléaire a été proposé en tant qu'option possible⁽²⁴⁾. Il s'agit, en fait, de l'unique source substitutive d'énergie qui n'augmenterait pas les émissions de GES. Les autres options ne répondent qu'au besoin de trouver un combustible autre que le gaz naturel⁽²⁵⁾, dont le prix ne cesse de monter.

Une centrale nucléaire pourrait produire de la vapeur pour le DGV ou pour toute autre technique d'extraction thermique et de l'électricité pour la production de l'hydrogène destiné aux installations de valorisation du bitume, sans émettre de GES. Dans un tel scénario, le respect des obligations du Canada en vertu du Protocole de Kyoto ne menacerait plus de paralyser la croissance de la production de sables bitumineux⁽²⁶⁾. Une étude récente comparait les coûts d'utilisation d'un réacteur CANDU avancé modifié (ACR-700) et d'une installation alimentée au gaz naturel pour fournir de la vapeur à un hypothétique projet de DGV dans le nord-est de l'Alberta. Elle a montré que l'installation nucléaire serait concurrentielle avec une

(22) Alberta Chamber of Resources (2004), p. 64.

(23) Ressources naturelles Canada, *Le laboratoire de techniques avancées de séparation – Questions environnementales liées aux sables bitumineux* (http://www.nrcan.gc.ca/es/etb/cwrc/French/AST/what_we_do_f.html, consulté le 20 janvier 2004).

(24) R.B. Dunbar et T.W. Sloan (Canadian Energy Research Institute), *Does Nuclear Energy Have a Role in the Development of Canada's Oil Sands?*, document soumis à la Canadian International Petroleum Conference, 10-12 juin 2003.

(25) Les autres options comprennent le charbon, le méthane de houille, le bitume, les résidus de bitume et les sous-produits de la mise en valeur.

(26) John K. Donnelly, « Nuclear Energy in Industry: Application to Oil Production », publié dans les *Proceedings of the 20th Annual Conference of the Canadian Nuclear Society*, Montréal, 30 mai 1999.

installation alimentée au gaz naturel. Elle serait très sensible aux variations des coûts d'immobilisation, tandis que l'installation au gaz naturel serait sensible au prix du gaz⁽²⁷⁾. L'étude a aussi indiqué que, pour être viable, la centrale nucléaire devrait se trouver à proximité de la source de bitume, car le transport de la vapeur n'est efficace que sur de courtes distances. Cela pose un problème, la production in situ provenant souvent de petits sites éparpillés sur une vaste surface.

Malgré les conclusions positives de l'étude, le gouvernement albertain a rejeté l'option nucléaire, pour le moment, en raison de son expérience passée des dépassements de coûts et de ses réticences en matière de santé et de sécurité (notamment en ce qui concerne la vulnérabilité aux attaques terroristes), du problème de l'élimination des déchets et de l'opposition possible de la population. Qui plus est, le nouveau réacteur ACR-700 n'a pas encore de permis d'exploitation au Canada⁽²⁸⁾.

Les émissions de GES proviennent non seulement du brûlage des combustibles fossiles, mais également de l'enlèvement des morts-terrains et de la destruction des paysages en vue de l'exploitation à ciel ouvert puisque les sols, la fondrière et le manteau forestier recèlent d'importants volumes de carbone⁽²⁹⁾. Les environmentalistes, par conséquent, ne voient pas comment le Canada peut promouvoir la croissance d'une pareille industrie s'il se propose de respecter ses engagements de Kyoto⁽³⁰⁾. Le document *Oil Sands Technology Road Map* de l'Alberta Chamber of Resources suggère que l'amélioration de l'efficacité générale des activités contribuera à la réduction des émissions et que, à longue échéance, d'importantes réductions résulteront vraisemblablement de la mise au point de technologies de piégeage du carbone⁽³¹⁾.

Les investisseurs potentiels en sables bitumineux redoutent également d'éventuels coûts de production ajoutés qui seraient occasionnés par le respect des exigences du Protocole de Kyoto en matière de réduction des émissions. Un sondage mené auprès des exploitants de sables

(27) Dunbar et Sloan (2003), p. 1.

(28) Shawn-Patrick Stensil et David H. Martin, « No nukes is good news », *Calgary Herald*, 16 novembre 2003, p. A13.

(29) Martin Von Mirbach, *Forests, Climate Change, and Carbon Reservoirs*, Sierra Club du Canada, Ottawa, 2003, p. 1.

(30) Sierra Club du Canada, *Submission from the Sierra Club of Canada to the Alberta Energy and Utilities Board and the Canadian Environmental Assessment Agency*, 25 septembre 2003.

(31) Alberta Chamber of Resources (2004), p. 64.

bitumineux par une société de placement de New York a établi une gamme caractéristique de coûts ajoutés allant de 0,05 \$ à 0,30 \$ le baril, bien que certaines entreprises déclarent que leurs coûts ajoutés sont plus susceptibles de s'approcher des 3 \$ le baril⁽³²⁾.

B. Anhydride sulfureux, oxydes d'azote et composés organiques volatils

Les activités d'exploitation des sables bitumineux comportent différentes sources d'anhydride sulfureux (SO₂). La combustion, par exemple, du coke de pétrole, l'utilisation d'équipement alimenté au diesel et le procédé de valorisation produisent tous des volumes importants de SO₂, qui peuvent réduire la qualité de l'air et causer des précipitations acides. Celles-ci peuvent, à leur tour, acidifier les sols et les plans d'eau, portant ainsi préjudice à la végétation et à la vie aquatique.

Comme tous les producteurs de SO₂, les exploitants de sables bitumineux doivent respecter les directives albertaines en matière de qualité de l'air ambiant pour ce qui est de leurs émissions de ce gaz. C'est là un autre domaine où des améliorations d'ordre technologique aident à réduire l'incidence de la production de sables bitumineux sur l'environnement. Bien que la production de pétrole ait doublé ces dernières années, l'exploitation des sables bitumineux n'a pas donné lieu à une augmentation des émissions de SO₂. Ce phénomène tient largement à l'installation d'unités de désulfuration des gaz effluents chez Suncor, en 1998, et, plus récemment, chez Syncrude. Ces unités retiennent environ 95 p. 100 du SO₂ produit dans ces installations par le brûlage du coke en vue de la production de vapeur et d'électricité.

Les sources d'oxydes d'azote (NO_x) dans l'exploitation des sables bitumineux comprennent les moteurs diesel, les installations d'extraction et de valorisation, les installations de cogénération et divers réchauffeurs et chaudières. Les émissions de NO_x contribuent elles aussi à l'acidification du sol et de l'eau ainsi qu'à l'ozone au sol; à l'instar des émissions de SO₂, elles sont assujetties au contrôle réglementaire. Les principales solutions technologiques utilisées pour gérer ce polluant comprennent l'introduction de brûleurs à faible taux d'émissions de NO_x, le recours accru au gaz naturel pour la production d'électricité et l'introduction de véhicules à émissions réduites (p. ex. dans le parc de véhicules d'exploitation) à mesure que les véhicules existants sont remplacés.

(32) « Kyoto Ratification to have limited effect on Alberta's oil sands », *Alexander's Gas and Oil Connections*, vol. 8, n° 23, 27 novembre 2003, cité dans Dunbar (2004), p. 89.

Les composés organiques volatils (COV) émanent des bassins de produits de queue, des événements des unités d'extraction et des émissions fugitives des zones de réservoirs de traitement et des fronts de taille. Ils contribuent à l'ozone au sol, et la toxicité de certains est reconnue. L'effort principal de réduction des COV vise les bassins de produits de queue. Les solvants utilisés pour aider à extraire le bitume du sable se retrouvent dans les produits de queue de la mine et s'échappent dans l'atmosphère depuis la surface du bassin. Pour régler ce problème, les entreprises s'efforcent d'instaurer de meilleurs procédés de récupération des solvants et d'utiliser des solvants moins volatils.

C. Fragmentation des habitats

Les exploitations canadiennes de sables bitumineux se situent dans la région de la forêt boréale, une bande ininterrompue d'arbres à feuilles caduques et d'arbres résineux s'étendant sur la majeure partie du nord du Canada et de l'Alaska et couvrant à peu près 35 p. 100 de la masse terrestre canadienne totale. Reconnue pour sa remarquable biodiversité, la forêt abrite une grande variété de flore et de faune. Elle joue aussi un rôle important dans les débats actuels sur le changement climatique, en raison de la capacité d'emménagement du dioxyde de carbone de son sol et de sa végétation⁽³³⁾. De concert avec les universitaires et les environnementalistes, le Sous-comité sénatorial de la forêt boréale l'a déclarée « assiégée » : menacée non seulement par le changement climatique, l'appauvrissement de l'ozone, les retombées acides et la coupe abusive, mais aussi par l'exploration et l'extraction minérales et pétrolières⁽³⁴⁾.

L'exploitation des sables bitumineux contribue à ce « siège », largement à cause des effets cumulés de l'exploitation simultanée de nombreux sites adjacents. Des évaluations de l'incidence sur l'environnement sont requises pour chaque projet proposé, mais l'effet combiné de nombreux grands projets dans la même région dépasse la somme de ses parties. Dans le cas des sables bitumineux, les changements subis par la région sont qualifiés d'« énormes »⁽³⁵⁾.

(33) Boreal Forest Network, *Boreal Overview* (<http://www.borealnet.org/overview/index.html>, consulté le 20 janvier 2004).

(34) Comité sénatorial permanent de l'agriculture et des forêts, Sous-comité sénatorial de la forêt boréale, *Réalités concurrentes : la forêt boréale en danger*, « Préface », 1999, (<http://www.parl.gc.ca/36/1/parlbus/commbus/senate/Com-f/BORE-F/rep-f/rep09jun99-f.htm>, consulté le 20 janvier 2004).

(35) Sierra Club du Canada (2003), p. 11.

L'enlèvement des morts-terrains et l'exploitation à ciel ouvert ont un effet visuel manifeste sur l'habitat forestier. L'extraction in situ est parfois considérée comme plus respectueuse de l'environnement, car elle ne recourt pas à ces procédés, mais les espèces sauvages, la végétation et les terres humides peuvent être perturbées par le réseau complexe de lignes de sondage sismique, de routes, de corridors de fils électrique et de pipelines associés à l'exploitation in situ. Cette « perturbation linéaire » fragmente les habitats et les écosystèmes et a des effets négatifs sur les espèces sensibles. Les routes qui ouvrent des régions jusque-là inaccessibles à l'activité humaine perturbent d'autant les espèces sauvages⁽³⁶⁾.

D. Utilisation et qualité de l'eau

Les exploitations de sables bitumineux nécessitent une quantité appréciable d'eau, tant pour les activités de traitement du bitume que pour les procédures d'extraction des sables bitumineux. Le DGV et d'autres techniques d'extraction in situ, par exemple, font appel à de grands volumes d'eau pour la production de la vapeur qui réchauffe le bitume pour en permettre le pompage à la surface. Bien que presque 90 p. 100 de cette eau soit recyclée, il en demeure un volume non récupérable appréciable. Dans les activités d'exploitation à ciel ouvert, les morts-terrains de la fondrière doivent être drainés avant leur enlèvement en vue de l'exposition du dépôt. Cela peut avoir des effets négatifs sur les niveaux d'eau souterraine. Par surcroît, dans les nouvelles activités d'hydrotransport, de l'eau chaude est mélangée au sable bitumineux pour produire une bouillie pompée vers l'unité d'extraction : une partie de cette eau est récupérée après l'extraction, mais son plus grand volume est déposé dans les bassins de produits de queue. Après la récupération in situ ou l'exploitation et l'extraction à ciel ouvert, des volumes supplémentaires d'eau servent à transformer le bitume en pétrole brut de synthèse. En moyenne, environ un baril d'eau est utilisé pour chaque baril de pétrole produit à partir des sables bitumineux albertains⁽³⁷⁾.

L'utilisation d'eau associée à la production de sables bitumineux soulève des inquiétudes tant chez les particuliers qu'au sein du gouvernement. Les résidents de la région de

(36) Office national de l'énergie (2000), p. 82.

(37) Mary Griffiths et Dan Woyntillowicz, « Oil and Troubled Waters », Pembina Institute for Appropriate Development, avril 2003, p. 9 à 11 (<http://www.pembina.org/pdf/publications/OilandTroubledWaters.pdf>, consulté le 15 janvier 2004).

Cold Lake, notamment, ont ressenti les effets de l'extraction de vastes volumes de leurs eaux souterraines. Le niveau des lacs avoisinants a baissé, les propriétaires fonciers ont dû forer des puits plus profonds et l'eau tirée de ces puits s'est révélée de qualité inférieure. Les environmentalistes prédisent que la diminution des volumes d'eau de surface et d'eau souterraine aura des répercussions sur les terres humides et sur la vie aquatique et, par la suite, sur les espèces sauvages et sur les chasseurs et trappeurs autochtones qui en tirent leur subsistance⁽³⁸⁾.

Les relations provinciales risquent aussi de souffrir, car une bonne partie de l'alimentation en eau de la Saskatchewan traverse d'abord l'Alberta. Celle-ci a le droit de prendre jusqu'à 50 p. 100 du débit, mais n'en utilise à l'heure actuelle que quelque 20 p. 100. Si l'Alberta devait en venir à prendre son attribution maximale à mesure qu'augmente la production de sables bitumineux, les exploitants agricoles de la Saskatchewan pourraient être privés de l'eau dont ils ont actuellement besoin pour leurs cultures et leur bétail⁽³⁹⁾. Comme l'Alberta est déjà menacée par la fréquence accrue des sécheresses découlant du changement climatique, la protection des ressources hydriques prend de plus en plus d'importance⁽⁴⁰⁾.

En novembre 2003, le gouvernement albertain a réagi aux préoccupations relatives à l'eau dans la province par un plan intitulé *Water for Life: Alberta's Strategy for Sustainability*. Cette stratégie prévoit la création d'un comité qui restreindrait l'utilisation de l'eau par l'industrie pétrolière, la cartographie et l'inventaire des réserves souterraines d'eau et la réduction de 30 p. 100 de la consommation provinciale d'eau (aux niveaux de 2005) d'ici 2015⁽⁴¹⁾. D'autres mesures possibles d'économie de l'eau, comme l'utilisation d'eau saumâtre, plutôt que d'eaux souterraines, pour les opérations et l'élaboration de modes non thermiques qui utilisent des solvants plutôt que de la vapeur dans la récupération in situ, sont aussi en cours d'élaboration. Il apparaît clairement que les modèles actuels d'utilisation de l'eau dans la

(38) Griffiths et Woynillowicz (2003), p. 9 à 11.

(39) Graham Thompson, « Alberta water blueprint will have huge implications », *The Leader Post*, Regina, 2 décembre 2003, p. B7.

(40) Griffiths et Woynillowicz (2003), p. 9 à 11.

(41) Gouvernement de l'Alberta, *Water for Life: Alberta's Strategy for Sustainability*, (<http://www.waterforlife.gov.ab.ca/index.html>, consulté le 20 janvier 2004).

production de sables bitumineux devront changer pour protéger les eaux de surface et les eaux souterraines à mesure que triplera la production d'ici 2020, comme d'aucuns le prédisent⁽⁴²⁾.

E. Produits de queue

Les activités d'exploitation à ciel ouvert et les procédés associés d'extraction à l'eau génèrent de grands volumes de produits de queue, qui se composent d'un mélange d'eau, de bitume résiduel, de sable, de limon, d'argile et de solvants. Les produits de queue sont pompés dans de grands bassins où l'élément le plus lourd, le sable, se dépose rapidement. Les fractions de limon et d'argile se déposent beaucoup plus lentement, produisant un sédiment fin, comparable à de la boue. Syncrude a dans ses bassins de produits de queue, qui datent de ses premiers jours, en 1978, un volume estimé de 350 millions de mètres cubes, tandis que Suncor a 90 millions de mètres cubes de produits de queue à traiter⁽⁴³⁾.

Les menaces pour l'environnement que font peser les bassins de produits de queue comprennent la migration possible des polluants dans les eaux souterraines et le risque de fuites dans les eaux de sol et de surface avoisinantes. Les bassins et les zones qui les entourent sont surveillés et entretenus afin de prévenir les fuites et de repérer toute migration de polluants. Auparavant, on remettait ordinairement les bassins en état en y ajoutant de l'eau afin de créer des lacs artificiels. Plus récemment, une technique de réhabilitation « à sec » a été élaborée et mise en œuvre dans certains sites : on ajoute du gypse aux produits de queue pour accélérer la consolidation des particules déposées, libérant l'eau plus rapidement et permettant l'aménagement de terres sèches sur le site. La quête de meilleures options de gestion des produits de queue se poursuit.

MESURES DE RÉGLEMENT DES PROBLÈMES D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

En réponse au conflit créé par le besoin d'accroître l'exploitation des sables bitumineux pour satisfaire à la demande de pétrole brut et par le désir de réduire les effets environnementaux néfastes de cette exploitation, notamment les émissions de GES, les gouvernements et l'industrie continuent d'investir dans la R-D sur les technologies propres aux

(42) Griffiths et Woynillowicz (2003), p. 9 à 11.

(43) Office national de l'énergie (2004), p. 91.

sables bitumineux. La principale contribution aux progrès technologiques dans la production de sables bitumineux, y compris un meilleur rendement écologique, est venue des efforts coopératifs de l'industrie, des universités et des gouvernements, principalement sous les auspices du Réseau canadien pour la recherche-développement sur les sables pétrolifères (CONRAD pour *Canadian Oilsands Network for Research and Development*). Le CONRAD compte 15 membres de l'industrie, cinq organismes gouvernementaux (fédéraux et provinciaux) et trois membres associés (deux universités et une association du secteur).

Selon Environnement Canada, la combinaison des nouvelles technologies d'extraction et de valorisation, accompagnée d'une meilleure gestion visant à améliorer l'efficacité énergétique, a réussi à réduire les émissions de GES de 22 p. 100 par unité produite au cours de la dernière décennie. Il s'agit du plus grand succès en matière de réduction des émissions par unité de quelque industrie que ce soit et Environnement Canada et le gouvernement albertain prévoient des améliorations continues à l'avenir, jusqu'à 45 p. 100 des niveaux d'émissions de GES de 1990 d'ici 2010⁽⁴⁴⁾. Il faut toutefois voir cette amélioration par unité produite dans le contexte d'une hausse absolue d'émissions attribuable à l'expansion rapide du taux de production des sables bitumineux. En fait, on s'attend à une croissance des émissions associées à la production de pétrole brut de synthèse de 13 Mt en 2000 à 31,7 Mt d'ici 2015. Les chiffres comparables, pour la production de bitume, sont 8,2 Mt en 2000 et 17,2 Mt d'ici 2015⁽⁴⁵⁾.

En plus d'investir en R-D, les grands exploitants de sables bitumineux répondent aux inquiétudes d'ordre environnemental par l'élaboration de plans internes sur le changement climatique dont font partie des mesures comme l'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs installations, l'exploration des occasions d'échange de droits d'émission⁽⁴⁶⁾, l'établissement de groupes d'experts sur le changement climatique⁽⁴⁷⁾, l'investissement dans des projets de

(44) Environnement Canada, *Précis d'information : pétrole, gaz et charbon* (http://www.ec.gc.ca/press/2002/020403-5_f_f.htm, consulté le 19 janvier 2004); et Alberta Energy, *Does Oil Sands "Mining" Affect the Environment?* (<http://www.energy.gov.ab.ca/com/Room/Public+Reference/Commodity-Info/Oil+Sands+FAQs.htm>, consulté le 13 janvier 2004).

(45) Office national de l'énergie (2000), p. 96.

(46) Shell Canada, *Climate Change and the Athabasca Oil Sands Project* (http://www.shell.ca/code/values/climate/climate_asop.html, consulté le 19 janvier 2004).

(47) *Ibid.*

récupération et de réutilisation de l'énergie perdue⁽⁴⁸⁾ et le financement de sources d'énergie renouvelable comme l'éolien⁽⁴⁹⁾, en plus de participer à des projets de capture et d'emmagasiner du CO₂⁽⁵⁰⁾. Plusieurs des entreprises actives dans l'exploitation des sables bitumineux participent également aux Mesures volontaires et Registre du défi-climat canadien, un programme d'enregistrement des mesures prises par l'industrie pour réduire les émissions de GES⁽⁵¹⁾.

Plusieurs groupes régionaux à intervenants multiples ont été mis sur pied au fil des ans pour aborder les impacts environnementaux de l'exploitation des sables bitumineux. La Clean Air Strategic Alliance (CASA) a été établie en Alberta en 1994 dans le but de gérer les questions relatives à qualité de l'air dans la province. L'un des membres de l'Alliance, la Wood Buffalo Environmental Association, est une association communautaire établie pour surveiller la qualité de l'air et les impacts des émissions dans l'atmosphère, particulièrement dans la région des sables bitumineux, dans le cadre du programme de suivi des effets écologiques de la CASA.

Comme nous le disions plus haut, il règne une certaine inquiétude concernant les effets environnementaux cumulatifs résultant de la prolifération de projets d'exploitation des sables bitumineux. En réponse à ce souci, on a mis sur pied, en 1997, la Cumulative Effects Monitoring Association (CEMA). Son mandat consiste à « élaborer des systèmes de gestion des effets cumulatifs du développement régional du nord de l'Alberta »⁽⁵²⁾. La CEMA rassemble les divers ordres de gouvernement et les représentants de l'industrie dans le but d'élaborer et d'instaurer un système de gestion apte à contrôler les émissions de NO_x, de SO₂ et de COV des projets d'exploitation des sables bitumineux.

Il existe de nombreuses autres initiatives régionales visant différents aspects de l'exploitation des sables bitumineux, dont le Regional Aquatics Monitoring Program, le

(48) Suncor Energy, *Managing Emissions* (http://www.suncor.com/bins/content_page.asp?cid=2-1464-1466-1469, consulté le 19 janvier 2004).

(49) Suncor Energy, *Renewable Energy Sources* (http://www.suncor.com/bins/content_page.asp?cid=2-1464-1466-1470, consulté le 19 janvier 2004).

(50) Suncor Energy, *Managing Emissions* (http://www.suncor.com/bins/content_page.asp?cid=2-1464-1466-1469, consulté le 19 janvier 2004).

(51) Association canadienne des producteurs pétroliers, *2001 Environment, Health, and Safety Stewardship Progress Report*, 2001, p. 9 (<http://www.capp.ca/raw.asp?NOSTAT=YES&dt=NTV&e=PDF&dn=31842>, consulté le 20 janvier 2004).

(52) Office national de l'énergie (2000), p. 88.

Reclamation Advisory Committee, le Heavy Metals Working Group et le Sustainable Ecosystems Working Group, pour ne nommer que ceux-là.

CONCLUSION

La production de pétrole brut classique au Canada et aux États-Unis a emprunté une pente descendante. On prévoit d'autre part que la production mondiale annuelle de pétrole de sources traditionnelles atteindra son sommet dans environ 10 ans, à 26 milliards de barils, et redescendra à tout juste 6 millions de barils d'ici 2050. La demande de pétrole, pourtant, ne semble pas vouloir fléchir. Ce scénario fait ressortir le rôle important que l'on s'attend à voir les sables bitumineux du Canada jouer dans les décennies à venir. Il souligne également l'urgence de trouver des solutions aux problèmes environnementaux avec lesquels l'industrie est aux prises à l'heure actuelle.