

*ANNEXES 1*

*Document de référence de l'industrie pétrolière et gazière*

**Document de référence de l'industrie pétrolière et gazière**

**Documentation sur la capacité de l'industrie de contribuer à la  
réduction des émissions de gaz à effet de serre**

**Préparé en collaboration avec les organismes suivants :**

**Canadian Association of Geophysical Contractors  
Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors  
Association canadienne des producteurs pétroliers  
Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques  
Association canadienne du gaz  
Canadian Petroleum Products Institute  
Small Explorers and Producers Association of Canada  
Petroleum Service Association of Canada**

**pour le**

**Secrétariat national sur le changement climatique**

**Septembre 1998**

Le 9 novembre 1998

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Sommaire</b>	<b>1</b>
<i>Émissions de l'industrie pétrolière et gazière</i>	1
Émissions totales de l'industrie pétrolière et gazière	1
L'industrie pétrolière et gazière canadienne dans le cadre du Protocole de Kyoto ou le maintien de la politique actuelle	1
Émissions de l'industrie en 1990 et 1995	1
<i>Éléments clés de la politique canadienne sur le changement climatique</i>	3
<i>Mesures éventuelles rapides impliquant l'industrie pétrolière et gazière</i>	3
<i>Résumé des points clés à se rappeler en préparant des politiques de réduction d'émission de gaz à effet de serre</i>	4
<b>I. Introduction</b>	<b>5</b>
<b>II. Contexte</b>	<b>5</b>
<i>Ce qui doit se passer à l'échelle mondiale pour faire réduire les émissions</i>	5
<i>Émissions provenant de la production et de l'utilisation du pétrole et du gaz naturel</i>	6
<i>L'industrie pétrolière et gazière canadienne dans le cadre du Protocole de Kyoto ou le maintien de la politique actuelle</i>	7
<i>Le rôle que joue l'industrie pétrolière et gazière canadienne pour répondre à la demande énergétique du Canada et des États-Unis</i>	8
<i>Le commerce international et les émissions provenant de la production et de l'utilisation du pétrole et du gaz naturel canadiens</i>	12
<i>Comment l'industrie pétrolière et gazière canadienne peut-elle contribuer directement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ?</i>	13
Intensité inférieure des émissions de l'industrie pétrolière et gazière au Canada	14
Les émissions supérieures au sein de l'industrie sont plus que neutralisées par les émissions inférieures ailleurs au Canada et aux États-Unis	14
Émissions inférieures dans les économies en transition et dans les pays en voie de développement	15
<b>III. Émissions générées par l'industrie pétrolière et gazière</b>	<b>16</b>
<i>Sources d'émissions et données de référence</i>	16
<i>Émissions de gaz à effet de serre générées par l'industrie au Canada en 1990 et en 1995</i>	17
Émissions par secteur en 1990 et en 1995	18
Exploration pétrolière et gazière	22
Exploration précédant le forage	22
Forage, entretien et mise à l'essai des puits	22
Production, traitement, transport et distribution du gaz naturel	23
Production et traitement du gaz naturel	23
Transport du gaz naturel	24
Distribution du gaz naturel	26
Pétrole : production de pétrole classique et transport et raffinage du bitume et du brut synthétique	28
Production de pétrole classique	28
Production de pétrole lourd	29
Sables bitumineux : bitume brut	29

Le 9 novembre 1998

Sables bitumineux : pétrole brut synthétique	30
Transport des hydrocarbures liquides	31
Raffinage et commercialisation du pétrole	33
<i>Émissions de gaz à effet de serre associées à la consommation de pétrole et de gaz naturel au Canada en 1990 et en 1995</i>	34
Aperçu de l'intensité des émissions dans les principaux secteurs	36
<b>IV. Possibilités pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne de réduire les émissions au sein de son exploitation</b>	<b>42</b>
<i>Projections des émissions par l'industrie pétrolière et gazière canadienne</i>	42
<i>Adoption de mesures pouvant contribuer à réduire les émissions de l'industrie pétrolière et gazière</i>	43
Exploration	43
Production et traitement du pétrole et du gaz naturel	43
Réduction du gaz en solution brûlé à la torche en Alberta	45
Gazoducs	45
Distribution du gaz naturel	47
Exploitation et valorisation des sables bitumineux	48
Pipelines d'hydrocarbures liquides	49
Raffinage et commercialisation du pétrole	50
<b>V. Possibilités pour l'industrie pétrolière et gazière de faire réduire les émissions d'autres pays</b>	<b>51</b>
<i>Accroissement de la production de gaz naturel pour répondre à la demande d'électricité</i>	51
<i>Exportations de technologie aux pays en développement et aux États de l'ancienne Union Soviétique – Projets d'application conjoints et échange des droits d'émission selon le modèle CDM</i>	51
Production	51
Gazoducs	52
Distribution du gaz naturel et fabricants d'équipement d'utilisation finale	52
<i>Programmes de gestion du rendement énergétique du gaz naturel</i>	52
<i>Communications, sensibilisation et éducation publiques</i>	53
<b>VI. Principales questions stratégiques sur le changement climatique pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne</b>	<b>54</b>
L'objectif pour le Canada comparativement aux autres pays dans le cadre du Protocole Kyoto	54
Alignement des buts et mesures du Canada avec ceux des pays concurrents	55
Portée de la politique canadienne	55
Politiques adoptées au Canada et à l'étranger	55
Traitement des investissements actuels	55
<b>VII. Mesures possibles de démarrage rapide pour l'industrie pétrolière et gazière</b>	<b>56</b>
<b>Annexes</b>	<b>57</b>
<i>A. Scénarios possibles pour la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel et les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle planétaire</i>	57
Offre et demande mondiales de pétrole et de gaz naturel – 1990-2020	57
Émissions mondiales de gaz à effet de serre attribuées à l'exploration, à la production, au raffinage et au transport du pétrole et du gaz naturel – 1990-2020	63
<i>B. Émissions de gaz à effet de serre liées à la production et à la consommation de pétrole et de gaz naturel au Canada en fonction de divers scénarios</i>	64

Le 9 novembre 1998

Émissions de gaz à effet de serre historiques et projetées	64
Autres scénarios	65
C. <i>Analyse des émissions des industries pétrolières et gazières étrangères</i>	68
Gaz naturel	69
D. <i>Exemples détaillés de la technologie et des pratiques d'exploitation permettant de réduire les émissions</i>	71
Production et traitement	71
Exemples d'investissements et de révisions des pratiques d'exploitation permettant de réduire les émissions	72
Pétrole lourd	75
Progrès technologique dans le secteur des services	76
Pipelines de transport d'hydrocarbures liquides	76
Exemples de réduction des émissions et des coûts connexes	77
E. <i>Mesures adoptées, sur le point de l'être ou prévues par l'industrie pétrolière et gazière</i>	78
Secteur des services	78
Mesures et techniques utilisées par les sociétés membres de la PSAC pour réduire les émissions de gaz à effet de serre	80
Projet de recherche et développement	81
Projet pilote de CO <sub>2</sub>	82
Secteur du forage	82
Production de pétrole et de gaz naturel classiques	83
Réduction du torchage du gaz en solution en Alberta	83
F. <i>Structure des entreprises de l'industrie pétrolière et gazière canadienne</i>	85
G. <i>Tableaux sur les émissions de l'industrie</i>	87

Le 9 novembre 1998

## GAZ NATUREL

Les industries du traitement et du transport du gaz naturel au Canada ont un rendement énergétique légèrement supérieur à celui de leurs homologues américains (par comparaison des études de l'ACG et de GRI). Le tableau ci-après présente deux exemples de sociétés étrangères :

**Tableau C-2**  
Émissions de gaz naturel sur le cycle de vie (en tonnes de CO<sub>2</sub>E/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> production)

	Gaz de l'Alberta utilisé en Alberta <sup>4</sup>	Gaz de la C.-B. utilisé à Vancouver <sup>4</sup>	Gaz de l'Alberta utilisé à Chicago <sup>4,5</sup>	Gaz des É.-U. utilisé à Chicago <sup>6</sup>	Gaz de la Russie Utilisé en Allemagne <sup>7</sup>	GNL de l'Indonésie utilisé au Japon
Production et traitement <sup>1</sup>	0,196	0,225	0,196	0,184	0,455	0,400 <sup>8</sup>
Transport	0,033	0,095	0,155	0,132	0,748	0,800 <sup>9</sup>
Stockage <sup>2</sup>	---	---	---	---	0,015	0,040 <sup>10</sup>
Distribution <sup>3</sup>	0,019	0,019	0,050	0,050	0,050	---
Utilisation finale	1,923	1,940	1,904	1,995	2,000	2,000
<b>Total</b>	<b>2,171</b>	<b>2,279</b>	<b>2,305</b>	<b>2,361</b>	<b>3,268</b>	<b>3,240</b>

### Notes :

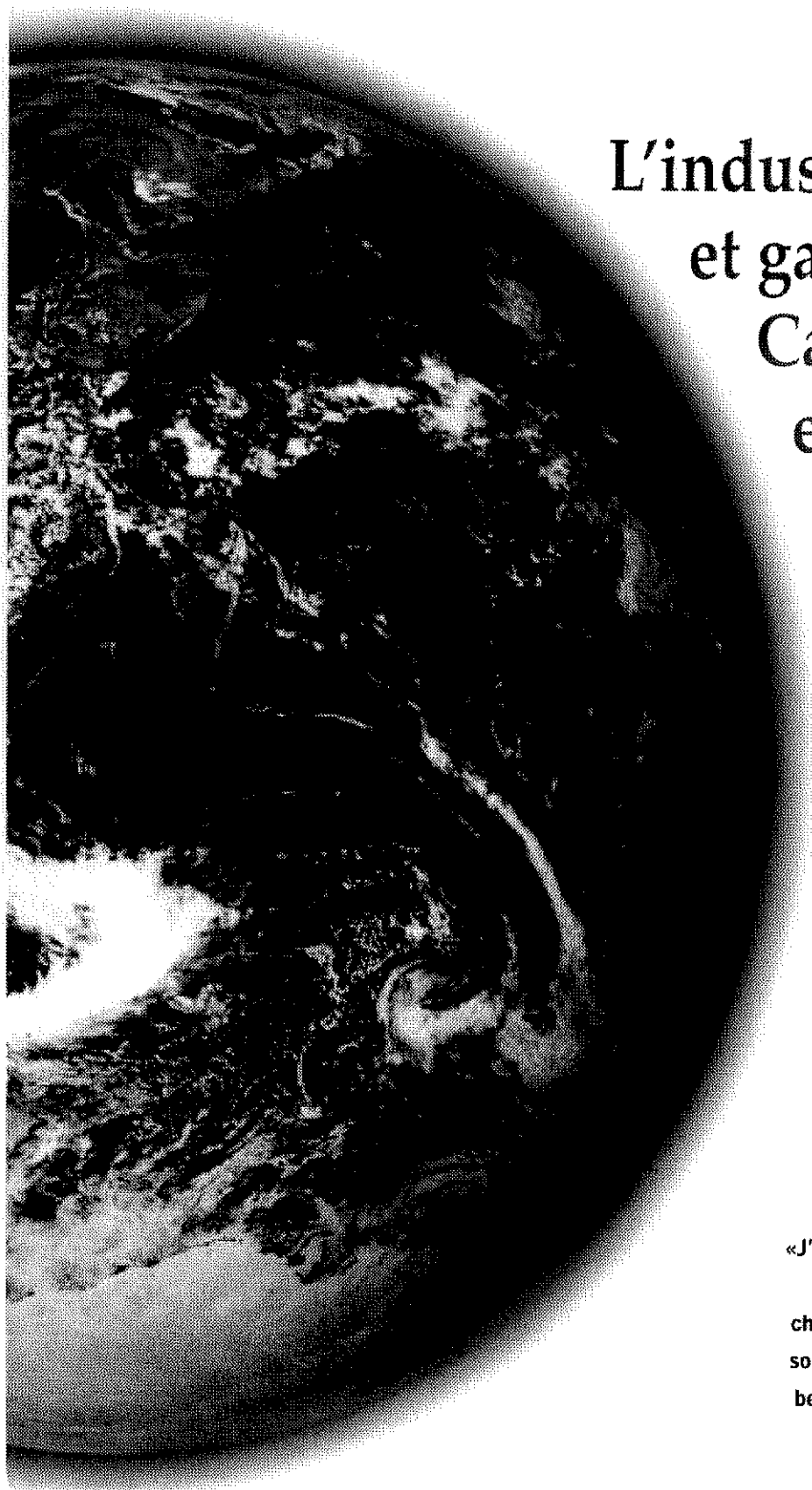
- À l'exclusion de la mise à l'air libre et du torchage du gaz associé aux installations pétrolières.
- Les émissions de stockage sont comprises dans la catégorie du transport, à l'exclusion du cas de la Russie.
- Les émissions moyennes provenant des réseaux de distribution du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et en Russie.
- D'après les données dans : CAPP, 1998. *CH<sub>4</sub> and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry*.
- La catégorie du transport tient compte des émissions en Alberta et du transport d'Empress à Emerson. Les émissions associées au transport du gaz naturel d'Emerson à Chicago sont évaluées en fonction de la longueur du gazoduc.
- Les émissions des États-Unis représentent des moyennes fondées sur les données de U.S. EPA, 1996. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*. EPA-600/R-96-080.
- Les évaluations des émissions de méthane provenant du réseau de gaz naturel de la Russie comportent une vaste gamme (c.-à-d. deux ordres de grandeur). Les valeurs présentées sont la moyenne des données comprises dans deux études citées par A.G. Bodiugov, 1994 (*Methane Emissions at Russian Gas Industry Facilities*) et pourraient sous-évaluer les émissions réelles. Les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion à des fins de production et de traitement du gaz naturel sont évaluées à 5,0 % de la production totale. La consommation du gaz combustible aux fins du transport du gaz de la Sibérie occidentale jusqu'à la frontière russe est évaluée à 7,9 % du débit. Les émissions supplémentaires associées au transport du gaz depuis la frontière russe jusqu'en Allemagne sont évaluées à l'aide des facteurs pour les réseaux de transport du gaz naturel canadiens (c.-à-d. émissions par km de gazoduc). On présume que les émissions provenant de la distribution du gaz naturel en Allemagne sont les mêmes que celles pour les États-Unis.
- Comprend la collecte, le traitement et le transport à l'installation de GNL, en présupposant le même niveau d'émissions que pour la production de l'Alberta. Les émissions de gaz carbonique provenant des intrants d'énergie pour la production de GNL sont incluses, en fonction du document de l'IEA PH2/12 avec une petite allocation pour les fuites de méthane et les émissions de N<sub>2</sub>O.
- GNL pour le transport maritime, plus une perte présumée de 3,0 % sur le GNL livré en fonction des calculs de T.J. McCann and Associates Ltd. et de deux sources au sein de l'industrie. Le mazout est utilisé dans le port et pour le voyage de retour; le gaz carbonique en résultant est compris.
- Y compris les pertes de stockage, l'évaporation et la livraison à une centrale électrique voisine.
- En stockage.

Les deux évaluations étrangères sont préliminaires, mais le rapport CO<sub>2</sub>E/unité de production supérieur est très apparent. Elles illustrent de plus l'enjeu posé par la prise en compte des frontières dans la

## ***ANNEXES 2***

*L'industrie pétrolière et gazière du Canada et notre environnement global*

Fondation des  
communications  
sur le pétrole



# L'industrie pétrolière et gazière du Canada et notre environnement global

«J'ai souvent dit que si j'étais un astronaute sur  
le point d'atterrir pour explorer la Terre, je  
choiserais un lieu où l'eau douce, l'air pur et le  
sol arable me permettraient de répondre à mes  
besoins essentiels. Pourquoi pas le Canada?»

*Roberta Bondar, astronaute canadien  
(Globe and Mail, 29 juillet 1997)*

# GRAPHIQUES, TABLEAUX ET DIAGRAMMES

## CONTENU DE LA PUBLICATION

La présente publication met en relief en quoi la production et l'utilisation du pétrole et du gaz jouent sur l'environnement et présente les mesures prises pour minimiser ces répercussions.

On y aborde séparément les trois principaux secteurs de l'industrie pétrolière, car les incidences et les enjeux diffèrent dans chacun : en *amont*, le secteur de l'exploration et de la production, puis le secteur du *transport* et enfin, en *aval*, le secteur du raffinage, de la distribution et de la vente des produits pétroliers et gaziers.

On traite en outre brièvement de l'*utilisation finale* des produits de l'industrie, car c'est là que se concentrent nombre des répercussions sur l'environnement. Chaque section fait état des incidences sur l'air, l'eau, les terres, la flore et la faune.

Les mots clés et les concepts sont en italiques et définis dans le texte.












Les articles de «documentation» expliquent les grandes lignes des *énergies fossiles*, de la science et de la politique relative à l'*effet de serre*, de la *réglementation* de l'industrie pétrolière et gazière, et des formes d'*énergie de remplacement* du pétrole et du gaz. Le dernier chapitre résume les défis et les occasions qui attendent l'industrie. On trouvera enfin une liste de sources d'information supplémentaire à la fin de la publication.

*Organisme sans but lucratif créé en 1975, la Fondation des communications sur le pétrole a pour mandat de faire connaître l'industrie pétrolière canadienne au grand public. Reportez-vous à la page 36 pour savoir comment communiquer avec nous.*

Développement durable .....	4
Les produits pétrochimiques .....	5
Statistiques sur le pétrole brut et le gaz naturel – Ouest du Canada .....	6
Production et exportation de gaz naturel et de pétrole .....	6
Plaintes du public par catégorie en Alberta – 1996 .....	7
Production et torchage de gaz associé en Alberta .....	8
Torchage de sources de pétrole et de gaz en amont en Alberta .....	8
Production et torchage de gaz associé en Saskatchewan .....	9
Émissions et efficacité des usines d'acide sulfurique en Alberta .....	9
Sources des émissions d'anhydride sulfureux en Alberta .....	10
Qu'est-ce qu'un joule? .....	10
Consommation d'énergie par le secteur amont au Canada .....	11
Émissions de gaz à effet de serre des producteurs de combustibles fossiles au Canada .....	11
Production d'eau salée en Alberta .....	12
Déversements d'hydrocarbures et d'eau en Alberta et en Saskatchewan .....	12
Déversements de pétrole et d'eau en Saskatchewan .....	13
Méthodes de forage classique, oblique et horizontal .....	15
Comparaison des fuites de méthane .....	18
Émissions de gaz à effet de serre au Canada en 1995 .....	18
L'effet de serre et le cycle du carbone .....	19
Mesure des émissions .....	19
Principaux pipelines de gaz naturel et de pétrole brut au Canada .....	21
Schéma type du transport et de la distribution du gaz naturel .....	22
Déversements par les pipelines de transport de pétrole brut au Canada .....	23
Volume total du pétrole liquide expédié par pipeline au Canada .....	23
Émissions de gaz à effet de serre et consommation d'énergie par les raffineries du Canada .....	26
Le pétrole brut : du puits aux produits finis .....	26
Effluents d'eau des raffineries et limites imposées par la réglementation au Canada .....	27
Qu'advient-il des huiles usées au Canada? .....	28
Sources de consommation d'énergie primaire au Canada .....	29
Fourchette des coûts des énergies classiques et de remplacement au Canada .....	30
Émissions d'hydrocarbures par les véhicules automobiles au Canada .....	31
Concentration de monoxyde de carbone dans les villes .....	31
Activités, défis et occasions .....	33



# TABLE DES MATIÈRES

<b>Introduction</b> .....	4
<i>Documentation : les combustibles fossiles – une brève leçon de science</i> ....	5
<b>Secteur amont de l'industrie pétrolière</b> .....	6
 Air	
<i>Effets et correctifs</i> .....	7
<i>Odeurs</i> .....	7
<i>Torchage</i> .....	7
<i>Anhydride sulfureux</i> .....	9
<i>Gaz à effet de serre</i> .....	10
 Eau	
<i>Eau douce</i> .....	12
<i>Milieu marin</i> .....	14
 Terres	
<i>Utilisation et restauration des terres</i> .....	15
<i>Gestion des déchets</i> .....	16
 Espèces sauvages et biodiversité .....	16
<i>Documentation : les gaz à effet de serre – science et politique</i> .....	17
<b>Transport du pétrole brut et du gaz naturel</b> .....	20
 Air	
<i>Gaz à effet de serre</i> .....	20
<i>Oxydes d'azote</i> .....	22
 Eau	
<i>Eau douce</i> .....	22
<i>Milieu marin</i> .....	23
  Terres, espèces sauvages et biodiversité .....	24
<i>Documentation : la réglementation – respect des attentes</i> .....	24
<b>Secteur aval de l'industrie pétrolière</b> .....	25
 Air	
<i>Gaz à effet de serre</i> .....	25
<i>Composés organiques volatils</i> .....	26
<i>Reformulation des produits</i> .....	26
 Eau .....	27
<i>Recyclage des huiles usées</i> .....	28
 Terres .....	29
<i>Documentation : les énergies de remplacement</i> .....	29
<b>Utilisation finale</b> .....	31
<b>Défis et occasions</b> .....	32
<b>Sources d'information supplémentaire</b> .....	34
<b>Comité de rédaction et conseillers techniques</b> .....	35

# Introduction

Quand les astronautes regardent la Terre de l'espace, ils aperçoivent une mince couche d'air, d'eau et de terre qui enveloppe la planète comme une pelure de pomme. Quand nous parlons *environnement*, nous entendons généralement cette couche, également connue sous le nom de *biosphère*. Les règnes animal – dont l'être humain – et végétal dépendent de la biosphère et en sont partie intégrante. Tout comme les systèmes de survie d'un vaisseau spatial, l'environnement fournit l'air à respirer, l'eau à boire, la terre où se tenir, ainsi que la nourriture et l'abri. Depuis un demi-siècle, la population de la planète a plus que doublé et nous nous préoccupons de plus en plus des conséquences de l'activité humaine sur l'environnement qui assure notre existence.

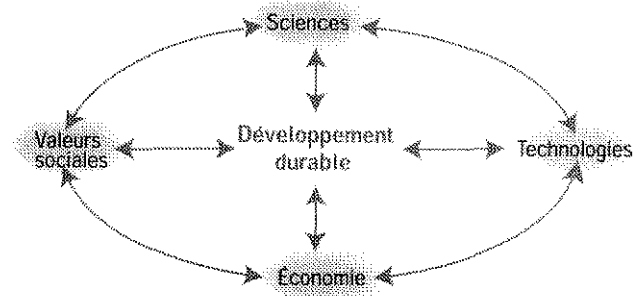
Selon des sondages menés par les Nations Unies et d'autres organisations, les Canadiens ont un niveau de vie parmi les plus élevés de la planète. Ils profitent de ce train de vie tout confort en dépit des hivers rigoureux et des grandes distances qui séparent les agglomérations. La réussite de la nation repose en grande partie sur des sources d'énergie fiables, pratiques et abordables. Le pétrole et le gaz chauffent nos maisons, alimentent nos modes de locomotion et entrent dans la composition de produits d'usage courant comme les plastiques et l'asphalte.

Depuis un demi-siècle, parallèlement à l'augmentation de plus du double de la population du Canada, le gaz naturel et le pétrole brut assurent plus de la moitié de nos besoins en énergie. D'importantes exportations de pétrole et de gaz canadiens, principalement aux États-Unis, permettent à d'autres populations de satisfaire leurs besoins en énergie; ces exportations occupent une grande place dans notre balance commerciale et contribuent largement à l'emploi et aux revenus des Canadiens.

Les Canadiens, notamment ceux qui œuvrent dans l'industrie pétrolière et gazière, souhaitent protéger et soutenir l'économie et l'environnement. Le *développement durable* est l'un des moyens d'y parvenir. Dans son rapport historique de 1987, la Commission mondiale de l'environnement et du développement (Commission Brundtland) l'a défini comme le développement qui

répond aux besoins actuels sans mettre en danger la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins.

Le Canada et la plupart des gouvernements de la planète ont entériné ce principe général lors de la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement (Sommet de la Terre), qui s'est tenue à Rio de Janeiro en 1992. La façon de pratiquer le développement durable dépend des ressources naturelles ainsi que de la combinaison scientifique, technologique, économique et sociale qui prévaut. Le développement durable transforme la façon d'évaluer ces facteurs dans les processus décisionnels privés et publics.



(Source : Institut international du développement durable, 1996)

Toutes les activités de l'industrie pétrolière, de l'exploration à la vente au détail, sont régies par un ou plusieurs organismes fédéraux, provinciaux ou municipaux. La réglementation concrétise les attentes de la société en matière de comportement responsable. Le respect rigoureux de la réglementation constitue un objectif fondamental de chaque entreprise et de chaque employé de l'industrie pétrolière et gazière. Les entreprises de l'industrie s'efforcent en outre d'établir leurs propres normes qui vont au-delà de la réglementation et de participer à des programmes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de recyclage des huiles à moteur usées.

# Documentation : les combustibles fossiles – une brève leçon de science

**L**e gaz naturel, le pétrole but et le charbon sont des *combustibles fossiles*. Comme les fossiles exposés dans les musées, ces combustibles sont issus d'organismes qui vivaient il y a de cela des millions d'années.

L'énergie des combustibles fossiles a pris naissance dans l'énergie solaire. Les plantes utilisaient le soleil et la chlorophylle pour pratiquer la photosynthèse afin de convertir l'eau et le bioxyde de carbone en sucres, amidons, lipides et protéines – les éléments constitutifs de la vie. La chaleur, la pression, l'écoulement de l'eau ou des réactions biologiques ou chimiques ont transformé les restes de plantes et animaux primitifs sur des millions d'années. Ces transformations ont produit des composés d'hydrogène et de carbone emprisonnés sous le sol; nous les appelons les hydrocarbures.

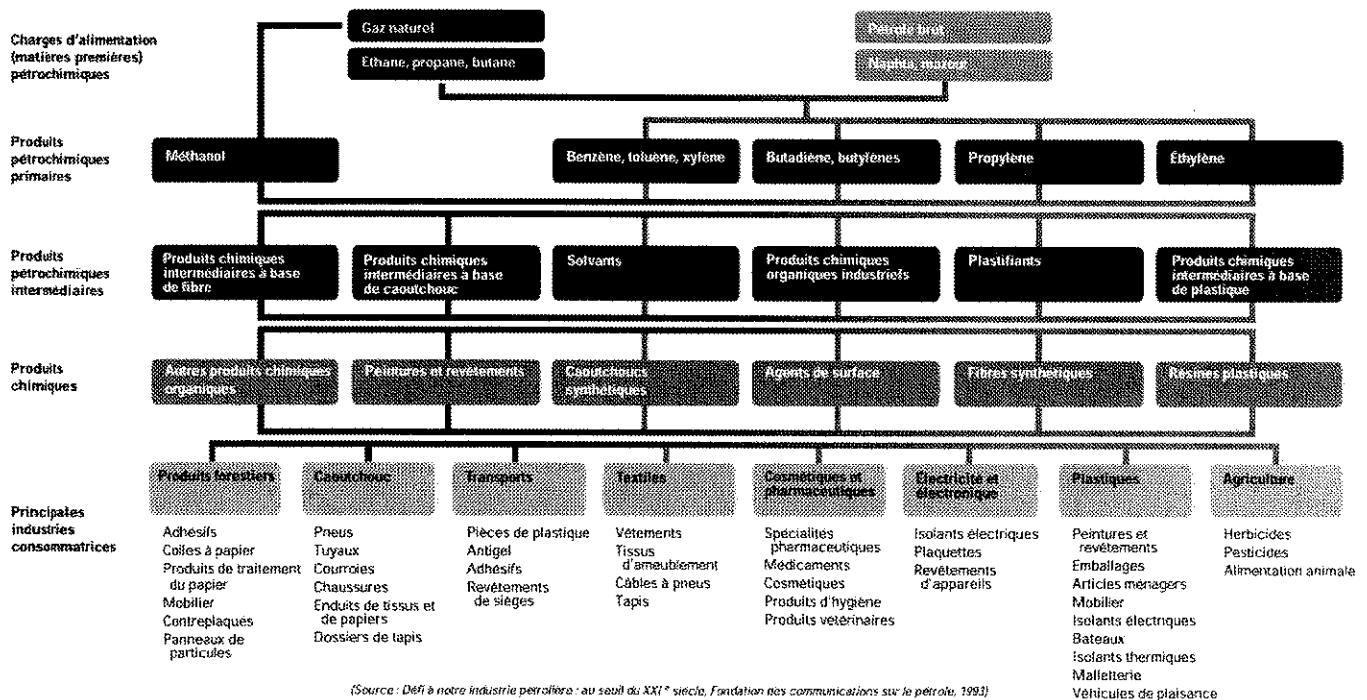
Les hydrocarbures fossiles sont généralement classés selon leur état physique à la température ambiante. Le gaz naturel se présente évidemment sous forme de gaz. Le pétrole brut est liquide. Le *bitume* est un type de pétrole visqueux ou semi-solide. Le charbon est solide.

Sur le plan chimique, le gaz naturel se compose de molécules qui renferment plus d'atomes d'hydrogène que de carbone. La principale composante du gaz naturel est le plus simple des hydrocarbures, le *méthane* (CH<sub>4</sub>), une molécule composée d'un atome de carbone et de quatre atomes d'hydrogène. Le pétrole brut et le bitume sont généralement formés de molécules plus complexes et plus grosses qui renferment un plus grand nombre d'atomes de carbone. Selon leur densité et leur masse moléculaire, les hydrocarbures de pétrole sont souvent décrits par les qualificatifs «léger» ou «lourd».

Les hydrocarbures sont rarement trouvés à l'état pur. Ainsi, le méthane est présent dans des filons de charbon, des gisements de pétrole, ainsi que dans des mélanges de sulfure d'hydrogène, de bioxyde de carbone ou d'autres hydrocarbures connus sous le nom de liquides de gaz naturel. Le pétrole et le gaz qui renferment du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) sont qualifiés de *sulfureux*, ou *corrosifs*, tandis que ceux qui ne contiennent pas ou presque pas de sulfure sont dits *peu sulfureux* ou *non corrosifs*. La plupart des champs de pétrole renferment également d'importantes

## Les produits pétrochimiques

Produit à partir de l'éthane présent dans le gaz naturel, l'éthylène est l'une des composantes pétrochimiques les plus polyvalentes et les plus courantes parmi les centaines de produits de l'industrie.



(Source : Défi à notre industrie pétrolière : au seuil du XXI<sup>e</sup> siècle, Fondation des communications sur le pétrole, 1993)

## Secteur amont de l'industrie pétrolière

quantités d'eau salée. Ainsi, dans les sables bitumineux de l'Athabasca, en Alberta, chaque grain de sable est recouvert d'une pellicule d'eau et de bitume complexe.

Sous la plupart de leurs formes, le pétrole et le gaz doivent être traités pour en retirer les substances comme le sulfure d'hydrogène, le bioxyde de carbone et l'eau, et en extraire les mélanges naturels qui deviendront divers produits commercialisables. Les pipelines de collecte sur place transportent le pétrole et le gaz des puits aux installations de traitement, bien que le pétrole soit parfois transporté par camion. Les installations de traitement sur place s'appellent batteries et le gaz est traité dans des usines de traitement du gaz. Une partie du bitume et du pétrole lourd est acheminé à l'usine de valorisation, ou usine de préraffinage, où l'on modifie sa composition chimique pour produire du pétrole brut synthétique destiné au marché.

Le gaz naturel produit dans les usines de traitement est utilisable «tel quel» par le consommateur final. (À titre de mesure de sécurité, on y ajoute toutefois un odorisant – le thiol, ou mercaptan – dans les réseaux de distribution.) Le pétrole brut et le bitume sont acheminés à la raffinerie, où la chaleur et la pressurisation permettent d'en tirer des produits utilisables comme l'essence, le carburéacteur, le carburant diesel et le mazout domestique. En plus de leurs usages comme combustibles, le pétrole et le gaz entrent dans la fabrication de produits comme les plastiques, les produits pharmaceutiques, les lubrifiants, les caoutchoucs synthétiques, les antigels, les engrais, les solvants, les produits chimiques industriels et l'asphalte. Les liquides de gaz naturel – éthane, propane, butane et condensat – servent de combustibles, de charges d'alimentation de raffinerie et de matières premières pétrochimiques.

La combustion des hydrocarbures dans un moteur d'automobile ou dans un appareil de chauffage donne lieu au dégagement de l'énergie solaire emmagasinée depuis des millénaires. Dans des conditions de combustion idéales – rarement atteintes dans la pratique – la combustion produit alors du bioxyde de carbone et de l'eau. Si on y ajoute de la chlorophylle et de l'ensoleillement, le processus se répète tout entier... en l'espace de quelques millions d'années. C'est pourquoi la santé des forêts et des océans est si importante puisque c'est d'eux que dépend la conversion du bioxyde de carbone en matière organique, appelée biomasse.

Le secteur amont de l'industrie pétrolière se consacre à l'exploration, à l'exploitation et au traitement des gisements pétroliers et gazéifères. En 1995, l'industrie employait directement quelque 76 000 Canadiens et, selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), le secteur amont a permis la création d'environ 387 000 emplois supplémentaires au Canada.

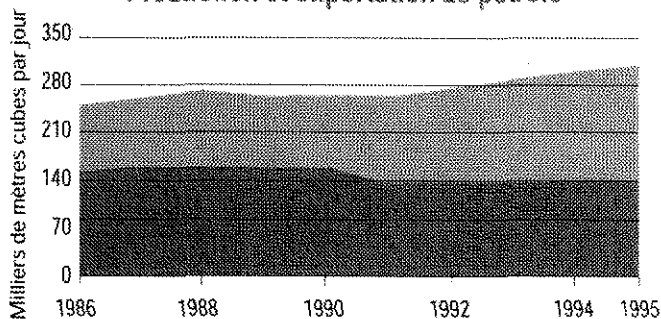
L'Alberta est la principale province productrice de pétrole et de gaz du Canada, comptant pour environ 80 p. 100 de la production au pays. Jusqu'à récemment, le reste de la production provenait essentiellement de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse sont toutefois devenues des

### Statistiques sur le pétrole brut et le gaz naturel – Ouest du Canada

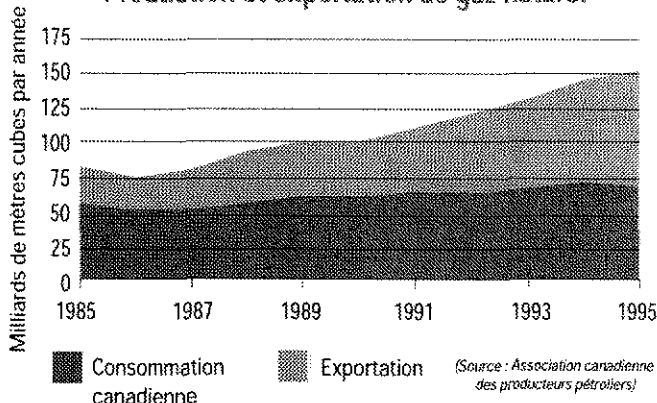
Puits d'exploitation	
Pétrole brut	50 150
Gaz naturel	45 643
Gisements de pétrole et de gaz	
Pétrole brut	9 260
Gaz naturel	26 788
Raffineries de gaz	800
Dépôts de sables bitumineux	15

(Source : Association canadienne des producteurs pétroliers/Alberta Energy and Utilities Board, 1996)

### Production et exportation de pétrole



### Production et exportation de gaz naturel



provinces productrices au large des côtes, et on enregistre en outre des travaux de production dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon, au Manitoba et en Ontario.

Le Canada produit considérablement plus de pétrole et de gaz que les Canadiens n'en consomment. Ainsi, en 1996, plus de la moitié de la production canadienne était exportée aux États-Unis. Les exportations de pétrole dans les États du centre et de l'ouest des États-Unis sont toutefois compensées en partie par les importations de brut effectuées dans l'est du Canada. Déduction faite du coût de ces importations, les recettes nettes tirées des exportations de pétrole et de gaz par le Canada approchaient les 14 milliards de dollars en 1996.

Le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière, en collaboration avec le gouvernement, soutient des travaux de recherche et de développement sur l'environnement par l'intermédiaire du conseil consultatif en matière de recherche sur l'environnement de la CAPP. Les projets de la CAPP permettent de recueillir des données scientifiques sur des questions environnementales. Des entreprises, des universités et divers organismes fédéraux et provinciaux effectuent également des travaux de recherche et de développement.



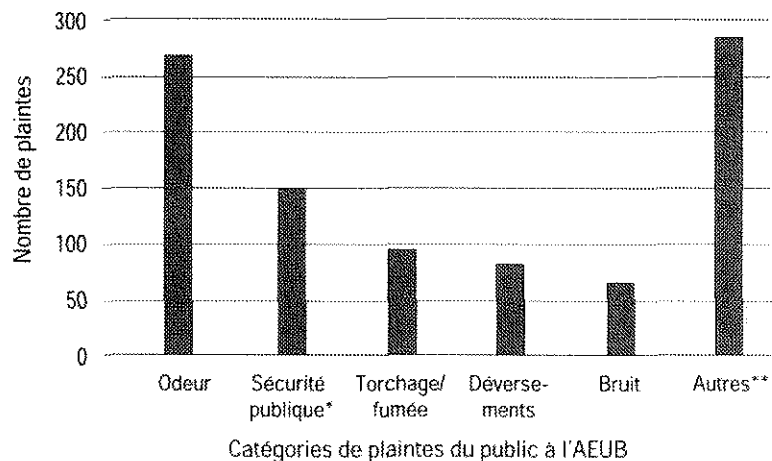
## AIR

### EFFETS ET CORRECTIFS

En raison de la quantité d'énergie consommée et de la nature des produits utilisés, la production et le traitement du pétrole et du gaz provoquent des rejets de gaz considérables dans l'atmosphère. L'industrie cherche à réduire le volume et la toxicité de ces émissions par une réglementation qui établit des normes élevées sur la qualité de l'air et des limites strictes sur les émissions de gaz.

La Clean Air Strategic Alliance (CASA) est un groupe d'intervention qui réunit des représentants du gouvernement de l'Alberta, de l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), d'organismes voués à la protection de l'environnement, de l'industrie pétrolière et d'autres industries. La CASA met au point des stratégies de collaboration visant à résoudre les problèmes de qualité de l'air dans la principale province productrice d'énergie du Canada.

Plaintes du public par catégorie en Alberta – 1996



\* «Sécurité publique» comprend les problèmes liés à la santé, aux dommages matériels et aux puits d'eau.  
 \*\* «Autres» comprend les problèmes liés aux questions sismiques, aux nuisances, aux animaux et autres.

(Source : Alberta Energy and Utilities Board, 1996)

## ODEURS

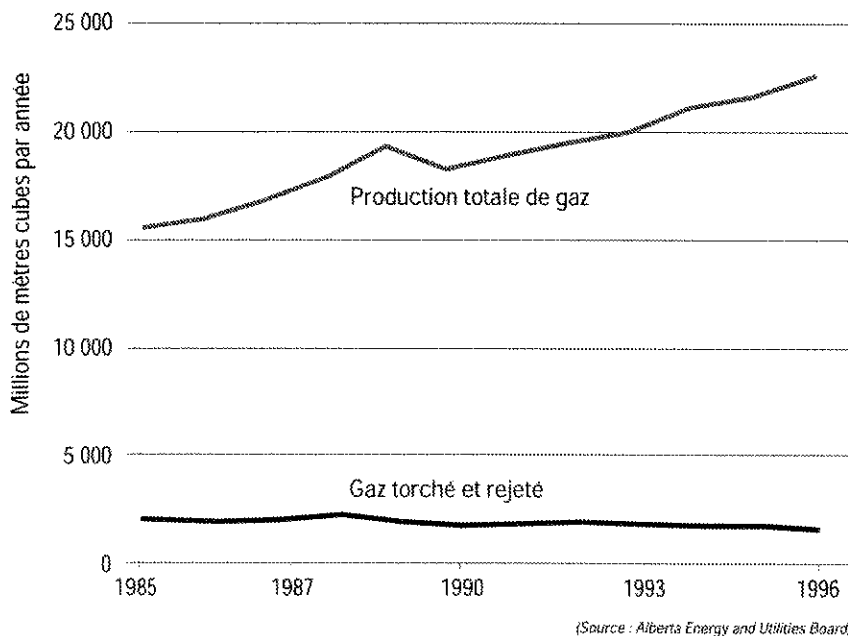
L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) est l'organisme de réglementation de la production pétrolière et gazière de la province. Compte tenu des dizaines de milliers d'installations pétrolières et gazières de l'Alberta, l'AEUB reçoit relativement peu de plaintes quant aux incidences de l'industrie sur l'environnement, la sécurité publique et la qualité de vie. La majorité des plaintes portent sur les odeurs dégagées par les installations de pétrole et de gaz.

L'être humain détecte, en très faible concentration (mesurée en parties par milliard), l'odeur caractéristique des composés sulfurés inhérents au pétrole et aux gaz corrosifs, mais même le pétrole brut «non corrosif» dégage une odeur âcre en raison des composés aromatiques qui y sont présents. L'industrie réagit à ce problème en installant de l'équipement comme des systèmes de récupération de la phase gazeuse au-dessus des réservoirs de stockage de pétrole et en procédant fréquemment à des travaux d'inspection et d'entretien de l'équipement – par exemple les soupapes et clapets. La résolution de ce problème s'avère toutefois une tâche ardue et permanente en raison de l'intérêt public sans cesse plus marqué pour les questions environnementales et de l'accroissement démographique dans certaines régions de production. Dans certains cas, on a en outre du mal à rattacher les odeurs à une source ou à une activité précise.

## TORCHAGE

Le torchage désigne la combustion dirigée de quantités de gaz naturel invendables. On le pratique continuellement ou sur de courtes périodes par souci de sécurité des installations, du personnel et des voisins.

## Production et torchage de gaz associé en Alberta



(Source : Alberta Energy and Utilities Board)

Pour des raisons de sécurité, le torchage sert souvent à éliminer le gaz naturel qui remonte à la surface d'un puits de pétrole. Ce gaz est désigné sous le terme *gaz associé* ou *gaz en solution*. On le brûle s'il existe en petite quantité ou si la distance qui le sépare des pipelines de collecte ou de l'usine de traitement du gaz rend sa récupération injustifiée sur le plan de la rentabilité. Le torchage sert aussi à éliminer le gaz en cas de problème à l'usine de traitement et pour les arrêts de traitement aux fins d'entretien. On le pratique également à l'occasion pour les essais à la suite de l'achèvement ou de l'entretien d'un puits. Le gaz à haute teneur en bioxyde de carbone peut également faire l'objet de torchage.

Le torchage est une mesure de sécurité importante, surtout aux installations qui traitent du gaz corrosif. Le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) présent dans le gaz corrosif est toxique et plus lourd que l'air. S'il ne faisait pas l'objet d'un torchage, il pourrait présenter des dangers pour les travailleurs et les voisins. Le torchage convertit le  $H_2S$  en anhydride sulfureux ( $SO_2$ ) moins toxique, qui est dispersé dans le panache de gaz chauds de la torche. La petite flamme continuellement visible à certaines installations pétrolières et gazières est une veilleuse alimentée par le gaz non corrosif en vue d'assurer la combustion en permanence.

On ajoute parfois du gaz non corrosif ou du propane pour diluer le gaz corrosif de manière à produire un torchage plus efficace et à éviter une concentration excessive de  $SO_2$  au niveau du sol. Les installations de torchage courant et d'urgence doivent respecter les normes albertaines qui régissent la qualité de l'air ambiant.

Ces dernières années, l'industrie et le gouvernement ont réduit la quantité de gaz soumise au torchage. De 1985 à 1996, le volume de gaz en solution brûlé en Alberta a ainsi diminué de 17 p. 100 et sa production a augmenté de 45 p. 100. De la sorte, la proportion de gaz en solution qui a été récupérée, traitée et vendue s'est accrue pour passer de 88 p. 100 en 1988 à 93 p. 100 en 1996. Du même coup, on a réduit les émissions de soufre de 19 000 tonnes par année et les émissions de bioxyde de carbone de

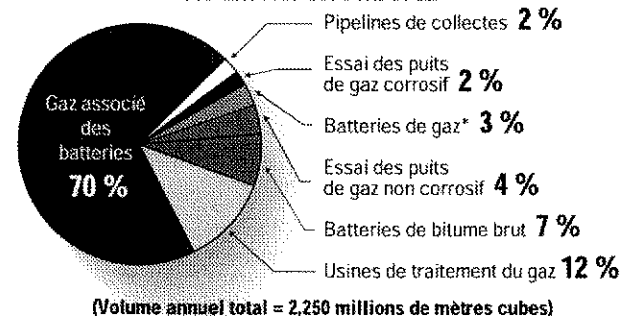
1,36 million de tonnes par année.

On cherche constamment à réduire le torchage et ce, pour plusieurs raisons :

- Le torchage est un gaspillage de produit qui pourrait être vendu.
- Il donne lieu à bon nombre de plaintes au sujet des odeurs, de la fumée et du bruit.
- Il produit des émissions de bioxyde de carbone et d'anhydride sulfureux. (Toutefois, le potentiel de réchauffement du globe associé au  $CO_2$  est inférieur à celui du méthane qui serait autrement libéré.)
- La combustion incomplète produit des émissions de composés organiques volatiles (COV) à fortes concentrations près de la torche qui se comparent aux concentrations présentes dans les centres industriels urbains.

En 1996, la Clean Air Strategic Alliance (CASA) a amorcé une étude des enjeux du torchage afin de déterminer les priorités en matière de recherche, de

## Torchage de sources de pétrole et de gaz en amont en Alberta

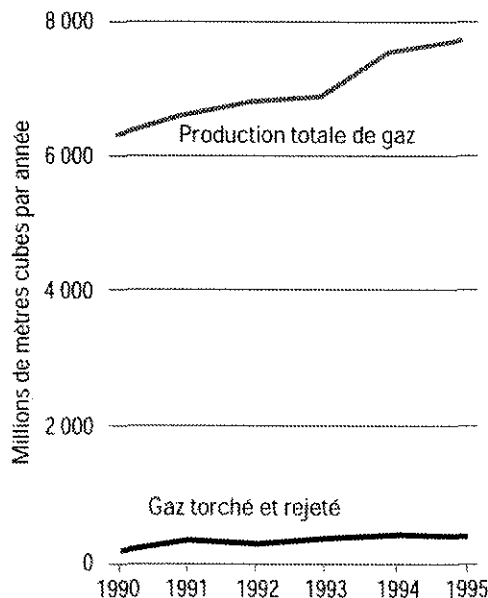


(Volume annuel total = 2,250 millions de mètres cubes)

\*Une batterie de gaz comprend de l'équipement de traitement et de stockage du gaz naturel d'un ou de plusieurs puits

(Source : Alberta Energy and Utilities Board, 1996)

### Production et torchage de gaz associé en Saskatchewan



réglementation et de pratiques de l'industrie. Les recherches commanditées par l'industrie continuent de contribuer à une meilleure compréhension du sujet.

L'industrie pétrolière applique diverses stratégies pour réduire le torchage. Là où les volumes justifient la récupération rentable, les gaz en solution sont recueillis et acheminés par pipeline jusqu'à l'usine de traitement du gaz. Ces dernières années, certaines sociétés ont en outre commencé à réinjecter le gaz dans le sol pour améliorer la production du pétrole. Les modifications apportées aux techniques et à l'équipement de production du gaz permettent également de réduire le torchage pendant l'entretien. De nouvelles méthodes de mise à l'essai des puits raccourcissent en outre la durée de torchage. S'il y a à proximité des pipelines qui se rendent jusqu'à une usine de traitement, les gaz de mise à l'essai peuvent y être dirigés plutôt que brûlés.

Une nouvelle technologie permet d'utiliser de petits générateurs au gaz pour produire de l'électricité à partir du gaz qui serait autrement soumis au torchage. Des recherches en cours visent en outre à mettre au point des modèles de torche plus efficaces qui réduiraient les émissions de gaz là où le torchage est inévitable.

Environ le tiers de la production de gaz naturel de l'Ouest canadien se compose de gaz corrosif renfermant du sulfure d'hydrogène. La majeure partie de ce gaz est traitée dans des usines spéciales, nommées usines d'acide sulfurique. On y utilise des catalyseurs pour extraire le soufre élémentaire que l'on vend ensuite aux fabricants d'engrais et autres. On compte plus de 60 usines d'acide sulfurique en Alberta et en Colombie-Britannique. Ces usines extraient près de 99 p. 100 de tout le soufre du gaz traité; le reste est rejeté sous forme de SO<sub>2</sub>. Les usines plus

anciennes ou plus petites récupèrent de 95 à 99 p. 100 du soufre présent dans le gaz; les usines plus récentes et plus vastes, 99,8 p. 100 en moyenne.

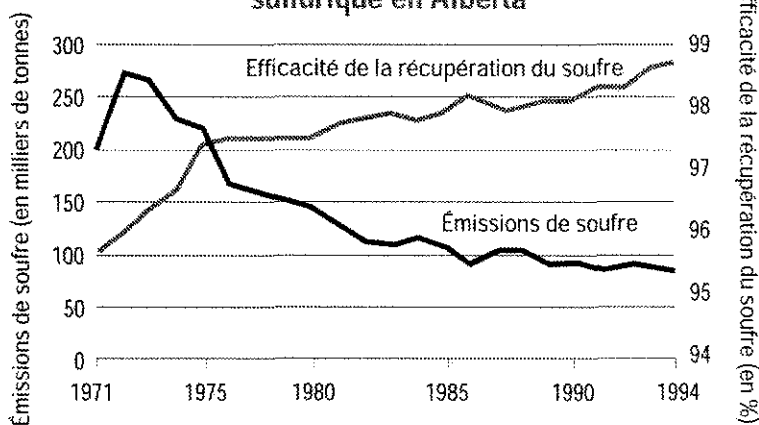
En dépit de l'importante augmentation du volume de gaz traité depuis le début des années 70, les améliorations technologiques apportées aux usines d'acide sulfurique ont permis de réduire les émissions de SO<sub>2</sub>.

Le SO<sub>2</sub> provient également du torchage pratiqué aux batteries de réservoirs et aux usines de traitement du gaz où le volume et la concentration de H<sub>2</sub>S sont de moindre importance. De strictes directives de récupération du soufre exigent que même certaines petites batteries acheminent le gaz aux usines de traitement. La réduction du torchage contribue aussi à celle des émissions de SO<sub>2</sub>.

## ANHYDRIDE SULFUREUX

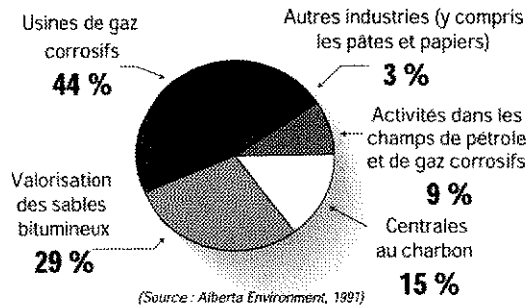
L'anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>) résulte de la combustion de l'air et du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) ainsi que d'autres composés sulfurés présents dans le pétrole et le gaz. L'anhydride sulfureux est toxique à forte concentration, mais ne présente aucun danger imminent ni pour la population, ni pour l'environnement, car il se disperse dans les gaz de combustion chauds. La principale préoccupation environnementale au sujet du SO<sub>2</sub> réside dans les pluies acides, qui résultent de la réaction du gaz avec la vapeur d'eau présente dans l'atmosphère.

### Émissions et efficacité des usines d'acide sulfurique en Alberta



(Source: Alberta Energy and Utilities Board)

## Sources des émissions d'anhydride sulfureux en Alberta



Les installations d'exploitation des sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, comportent de l'équipement de récupération du soufre; une faible proportion du gaz est toutefois émise sous forme de  $SO_2$ . Les améliorations technologiques et les dispositifs antipollution ont néanmoins permis de réduire le total des émissions de gaz au moment même où l'on enregistrait une importante augmentation de la production pétrolière.

Les organismes de réglementation comme l'Alberta Environmental Protection (AEP) et l'AEUB définissent les limites d'émissions de  $SO_2$  en fonction des connaissances scientifiques que l'on a de leurs incidences sur la santé et sur l'environnement, ainsi que du potentiel des technologies de récupération réalisables. Selon une importante étude menée en Alberta au cours des années 80 (le Programme de recherche sur les dépôts acides), la comparaison des populations vivant près d'une usine d'acide sulfurique et des autres populations ne révélait aucune incidence sur la santé.

On poursuit actuellement les recherches sur les incidences du pétrole et du gaz, y compris le  $SO_2$ , sur la faune et la flore. Une étude en cours sur le bétail de la région de la Caroline en Alberta depuis 1993 révèle que le gaz sulfureux n'a pas d'incidence sur la santé du bétail. Le sol de nombre de régions de l'Ouest canadien est naturellement alcalin et a donc tendance à neutraliser l'effet des «pluies acides». Dans certaines régions, on ajoute même du soufre élémentaire au sol pour l'acidifier.

Grâce aux travaux de la Clean Air Strategic Alliance (CASA), on a mis en place plusieurs systèmes de contrôle de la pollution atmosphérique qui recueillent et analysent les effets combinés des émissions de  $SO_2$  et autres rejetées par les usines de traitement du gaz, les usines de pâte à papier, les centrales au charbon et autres. La CASA a terminé l'examen des résultats et la formulation de ses recommandations sur l'amélioration du système de gestion des émissions de  $SO_2$  en 1997. L'Alberta a commencé à mettre au point des lignes directrices sur la «concentration cible» afin d'éviter les effets cumulatifs à long terme découlant des émissions de gaz sulfureux en Alberta.

## GAZ À EFFET DE SERRE

Les rejets découlant des activités du secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière comprennent plusieurs gaz à effet de serre qui ont une incidence sur le système climatique mondial. Les principales émissions sont celles de bioxyde de carbone ( $CO_2$ ) et de petites quantités d'oxyde nitreux ( $N_2O$ ) issus de la combustion nécessaire à la génération de chaleur et d'énergie pour les pompes et les compresseurs, ainsi que du méthane ( $CH_4$ ) qui fuit de l'équipement. Reportez-vous à la page 17 du présent document pour en savoir davantage sur les gaz à effet de serre et le changement climatique.

Ressources naturelles Canada estime que la production et le transport par pipeline des combustibles fossiles ont compté pour 16 p. 100 de toutes les émissions de gaz à effet de serre du Canada en 1995. Environ la moitié d'entre elles provenaient de la production de charbon et du transport par pipeline de pétrole et de gaz. (Le sujet est traité sous la section «Transport du pétrole brut et du gaz naturel» en page 20.) Selon la CAPP, la production et le traitement du pétrole et du gaz représentaient 7,8 p. 100 de toutes les émissions du Canada pour cette année.

Les sociétés pétrolières et gazières du Canada, représentant 95 p. 100 de la production, participent au programme Mesures volontaires et Registre du Canada.

## QU'EST-CE QU'UN JOULE?

La présente publication fait référence aux joules dans le graphique au bas de la page 11 et à d'autres endroits. Unité de base du Système International (SI), le joule est l'unité d'énergie utilisée pour mesurer le contenu énergétique. Un joule est l'équivalent de l'énergie requise pour chauffer un gramme d'eau d'environ un quart de degré Celsius. Puisque le joule est une si petite unité d'énergie, l'industrie du gaz naturel utilise normalement de plus grands multiples.

- 1 millier de joules ( $1 \times 10^3 \text{ J}$ ) = 1 KJ (kilo)
- 1 million de joules ( $1 \times 10^6 \text{ J}$ ) = 1 MJ (méga)
- 1 milliard de joules ( $1 \times 10^9 \text{ J}$ ) = 1 GJ (giga)
- 1 billion de joules ( $1 \times 10^{12} \text{ J}$ ) = 1 TJ (tétra)
- 1 million de gigajoules ( $1 \times 10^6 \text{ GJ}$ ) = 1 PJ (péta)

410 MJ consommés par foyer par année\*

150 GJ consommés par foyer par année\*

1 TJ consommé par sept foyers par année\*

\*varie selon la taille de la maison et les conditions météorologiques



Ces sociétés ont accepté volontairement de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre par la mise en œuvre de projets de capture et de récupération du rendement énergétique et du méthane. La production de pétrole et de gaz canadienne a considérablement augmenté de 1990 à 1995 en raison de l'accroissement des exportations et de la croissance économique intérieure.

Les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie ont aussi augmenté. On prévoit que les émissions de CO<sub>2</sub> seront également en hausse avec l'augmentation de la production, mais que le rythme d'accroissement sera plus lent, et que les émissions de CH<sub>4</sub> diminueront. Les améliorations en matière de conservation de l'énergie et de rendement énergétique ont réduit de 1 p. 100 par année l'intensité énergétique (consommation énergétique par unité de production) du secteur amont de l'industrie de 1990 à 1996.

La majeure partie des émissions de CO<sub>2</sub> découlent de la consommation d'énergie par l'industrie pour la production et le traitement de la ressource. Les besoins en énergie ont augmenté pour les raisons suivantes :

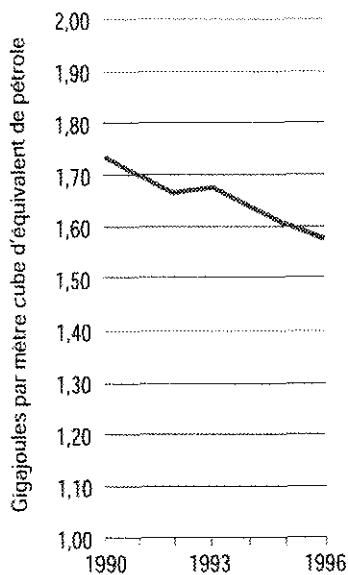
- Les champs de pétrole classique arrivent à maturité (produisant ainsi plus d'eau et exigeant plus de pompage).
- La production de pétrole lourd et de sables

bitumineux est en hausse (ce qui nécessite plus d'énergie pour la production et le traitement que dans le cas du pétrole classique).

- La production de gaz naturel totale augmente (et exige plus d'énergie aux fins de traitement et de compression).

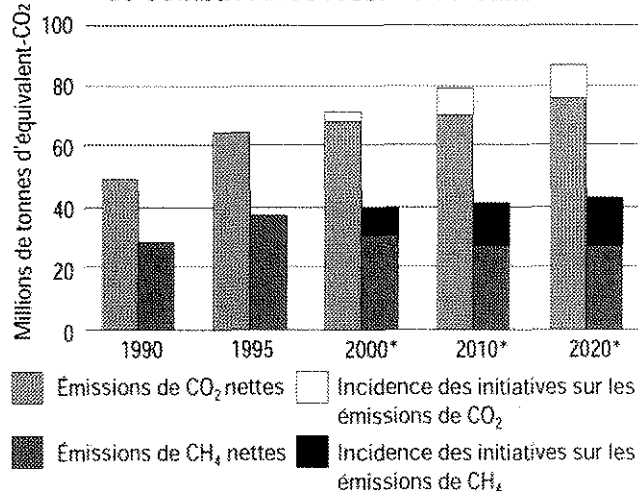
Une méthode innovatrice consiste à injecter du CO<sub>2</sub> dans les champs de pétrole afin d'augmenter la quantité de pétrole récupéré. Lorsque le CO<sub>2</sub> est disponible en quantité suffisante, cette technologie

### Consommation d'énergie par le secteur amont au Canada



(Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, 1997)

### Émissions de gaz à effet de serre des producteurs de combustibles fossiles au Canada



\* Prévission

(Source : Ressources naturelles Canada, 1997)

permet d'accroître la récupération assistée dans certains types de champs pétrolifères. On la pratique déjà dans le champ Midale en Saskatchewan, ainsi que dans les champs Joffre et Harmattan East en Alberta.

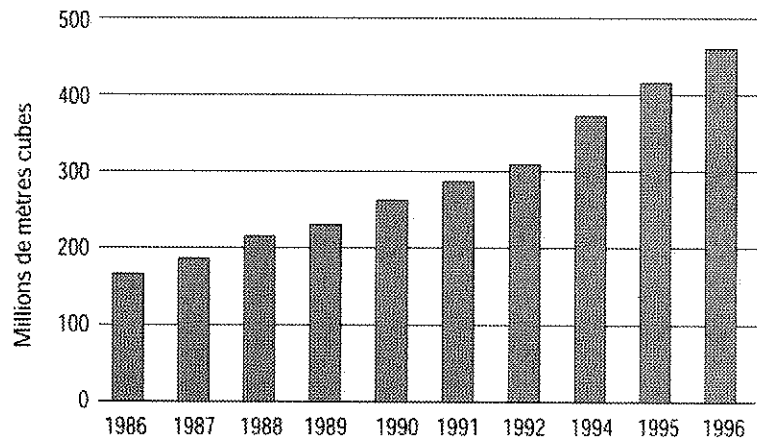
Un imposant chantier d'injection de CO<sub>2</sub> est présentement en cours d'aménagement dans le champ Weyburn, en Saskatchewan, et devrait entrer en production en l'an 2000. Dans le cadre de ce dernier chantier d'une valeur de 1,1 milliard de dollars, on injectera 18 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sur une période de 25 ans et on doublera la production pétrolière de ce champ. Le CO<sub>2</sub> injecté dans le champ Weyburn proviendra d'une centrale au charbon installée dans le Dakota du Nord. Dans la «comptabilité nationale» des émissions de gaz à effet de serre, les «crédits» des installations de Weyburn seront partagés à parts égales entre le Canada et les États-Unis. Ce projet annoncé en 1997 n'est pas inclus dans les prévisions présentées au graphique.

Les émissions de méthane (CH<sub>4</sub>) découlent principalement des fuites des pipelines et des usines de traitement du gaz, des émissions dans l'atmosphère au cours de l'entretien, et du gaz qui remonte à la surface pendant la production de pétrole et de bitume.

L'amélioration du rendement énergétique et la réduction des émissions de méthane découlent d'initiatives variées mises de l'avant par l'industrie, notamment :

- Les changements apportés à l'équipement utilisé et aux méthodes pratiquées dans les usines de traitement du gaz réduisent considérablement les émissions de gaz à effet de serre.
- L'amointrissement du torchage entraîne la réduction des émissions de gaz.
- Les technologies comme le forage horizontal réduisent les besoins en énergie pour la production de pétrole.
- De meilleurs dispositifs de commande réduisent le gaspillage d'énergie.

Production d'eau salée en Alberta



Remarque : aucun chiffre disponible pour 1993 (Source : Alberta Energy and Utilities Board)

- Des trépan plus durables et des moteurs plus efficaces réduisent l'énergie consommée pendant le forage.
- On déploie des efforts pour éviter les rejets de CH<sub>4</sub> pendant l'entretien.

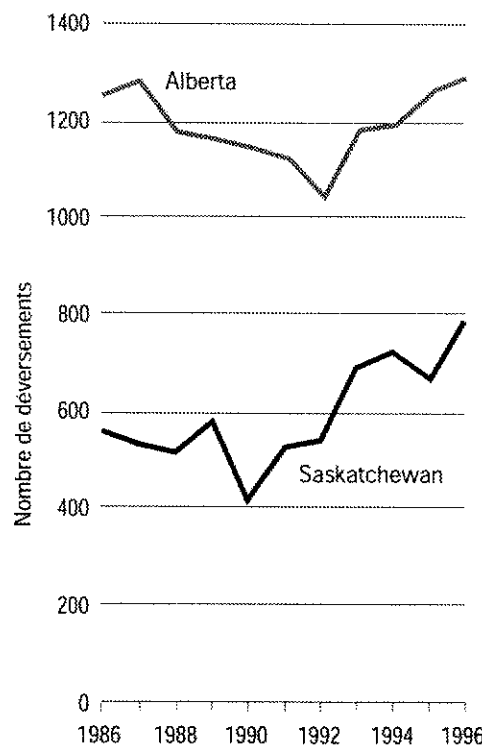
Des recherches sont en cours en vue d'améliorer la précision des mesures de gaz à effet de serre dans le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière. Les estimations actuelles, y compris celles qui figurent dans la présente publication, sont fondées sur un petit nombre de mesures réelles. Les études effectuées ont permis de déterminer approximativement la quantité de CO<sub>2</sub> qui serait émise pour une quantité donnée d'énergie utilisée, ainsi que la quantité de CH<sub>4</sub> émise pour une quantité de pétrole ou de gaz produite. Pour obtenir les estimations les plus récentes, on a multiplié le *coefficient d'émission* issu de ces études par le volume de production réel. Des mesures plus précises dans les conditions d'exploitation réelle contribueront au repérage des occasions de réduction.

Le secteur amont de l'industrie pétrolière traite régulièrement de forts volumes de liquides, des volumes considérablement plus imposants que les 315 millions de litres (2 millions de barils) de pétrole brut et de liquides de gaz naturel expédiés aux consommateurs chaque jour. Dans certains champs pétrolifères plus anciens, on produit plus de 10 litres d'eau salée par litre de pétrole brut. On sépare ensuite cette eau salée du pétrole aux

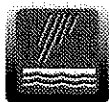
installations de traitement, puis on la réinjecte dans la formation rocheuse pétrolifère.

De par la réglementation, il faut rapporter tout déversement à l'extérieur d'une concession et tout déversement supérieur à un mètre cube sur la concession. En 1996, l'industrie a rapporté 1 296 déversements d'hydrocarbures et d'eau salée en Alberta. La majorité de ces déversements consistaient en volumes relativement petits (moins de 20 000 litres) et ont été confinés au site visé. Dans les pipelines qui transportent un mélange de pétrole et d'eau salée, c'est la corrosion qui a le plus souvent expliqué les déversements. L'industrie tente de résoudre ce problème en accélérant l'inspection et l'entretien des installations, en recourant à une nouvelle technologie informatique qui permet de repérer les fuites, et en remplaçant les sections de pipeline ou en refaisant le revêtement intérieur. L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) a déterminé que la prévention des déversements constitue un important objectif

Déversements d'hydrocarbures et d'eau en Alberta et en Saskatchewan



(Sources : Alberta Energy and Utilities Board; Saskatchewan Energy)

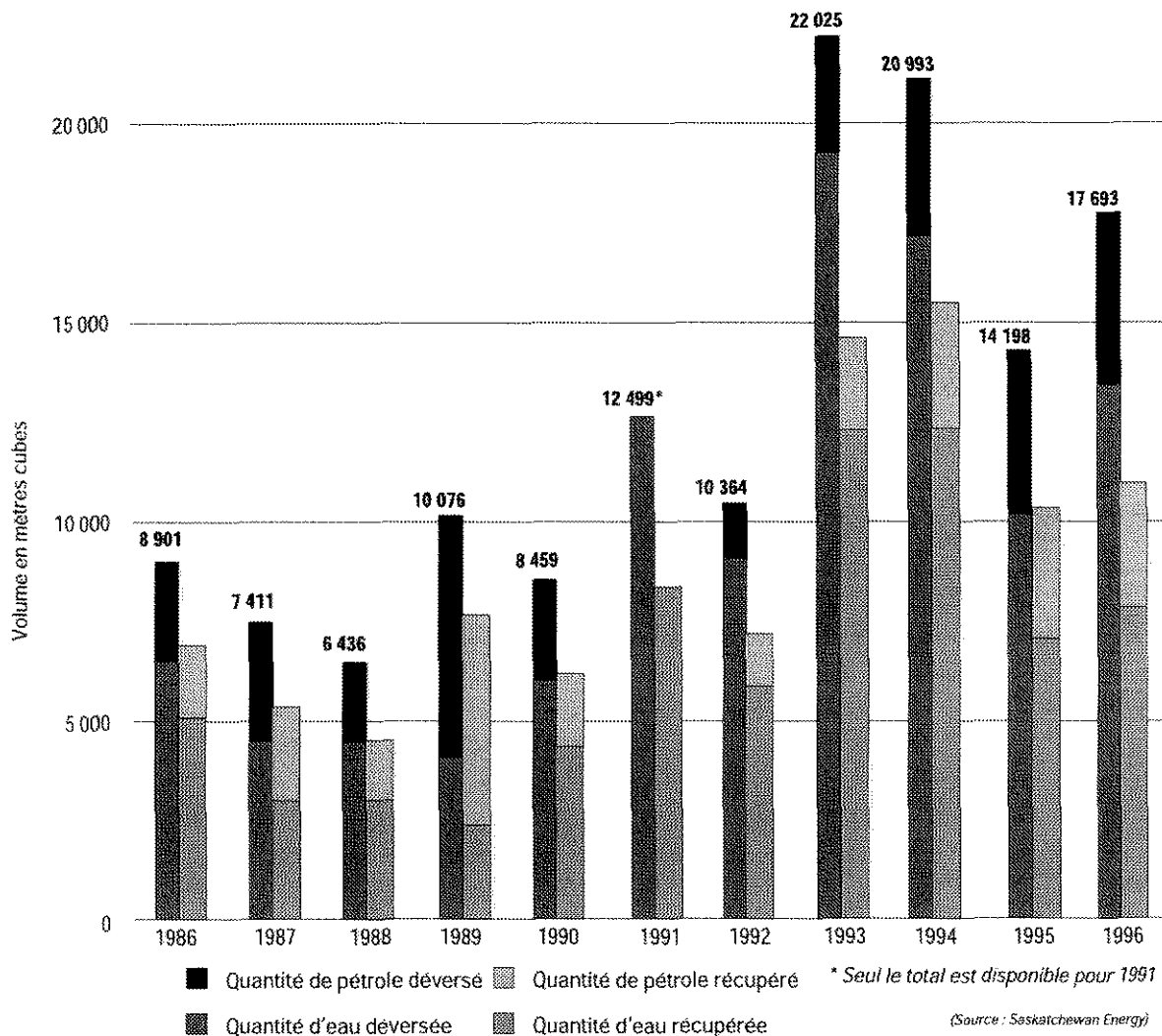


EAU

EAU DOUCE

L'industrie et le gouvernement accordent une haute priorité à la protection des ressources en eau douce. On ne peut tout simplement pas permettre que l'eau polluée nuise aux poissons, à la flore et à la faune. Tout déversement d'eau dans l'environnement à partir des installations pétrolières et gazières doit répondre à des normes élevées mises au point par les gouvernements fédéral et provinciaux. L'épuration des eaux contaminées est une opération difficile et coûteuse. C'est pourquoi il vaut beaucoup mieux prévenir toute source de pollution.

Déversements de pétrole et d'eau en Saskatchewan



d'application. Les installations qui ne répondent pas aux normes sont arrêtées.

Quand un déversement menace des eaux de surface – ruisseaux, rivières, fleuves ou lacs – on dépêche des équipes de l'industrie pour freiner la fuite et éviter la propagation de la contamination. Dans chaque région productrice, des coopératives de l'industrie tiennent des stocks de barrières absorbantes, de barrages temporaires, d'embarcations spéciales et d'équipement de déshuilage à cette fin. Elles proposent régulièrement des exercices de formation pendant lesquels les participants mettent leurs compétences et l'équipement à l'épreuve à l'aide d'huile végétale et de colorants naturels. Les représentants de l'industrie et des gouvernements font des tests pour évaluer la qualité de l'eau en aval des déversements de manière à s'assurer que les normes fédérales et provinciales sont respectées. Après le nettoyage initial, les équipes recueillent le sol et la végétation contaminés sur les rives afin de les éliminer par incinération ou

traitement par épandage. La restauration du site commence alors.

Les déversements sur terre exigent également des opérations de nettoyage pour empêcher les agents polluants d'atteindre les eaux souterraines et les puits. Des appareils de mesure spéciaux sont posés dans les puits forés autour du site contaminé afin de contrôler la qualité des eaux souterraines. Une bonne part des déversements de pétrole sur terre seront ultimement éliminés de façon naturelle par l'évaporation et l'action des bactéries; on peut accélérer ce processus par les labours et la fertilisation. L'industrie pratique traditionnellement cette méthode de «biorégénération» pour la majorité des déversements. Les fours à haute température servent parfois à assainir les sols contaminés. Dans d'autres cas, on transporte les déblais par camion jusqu'à une décharge industrielle approuvée et tapissée de plastique ou d'argile. Dans le cadre du développement et des essais d'une nouvelle technologie, des canalisations et des barrières souterraines dirigent les

eaux souterraines dans des canaux où des bactéries digèrent les hydrocarbures.

L'industrie met au point des systèmes de séparation et de récupération qui retirent les hydrocarbures du sol en vue de créer un remblai. L'industrie fait également des essais combinant les matières organiques provenant d'installations de compostage et de traitement des eaux usées avec des sols décontaminés en vue de leur utilisation comme terre arable sur des terres gagnées en mer.

Les résidents qui vivent à proximité de régions d'exploitation de sables bitumineux et de production de pétrole lourd s'inquiètent du volume d'eau puisée des étendues d'eau ou des nappes souterraines (les aquifères). L'exploitation des sables bitumineux consomme de l'eau pour le transport et le traitement du bitume, tandis que la production de pétrole lourd en utilise pour produire de la vapeur. Dans nombre d'installations, l'eau sert d'agent de refroidissement. Un plus grand traitement et recyclage de l'eau par ces installations permettra de répondre aux préoccupations du grand public.

L'utilisation de l'eau est régie par des organismes tels l'Alberta Environmental Protection afin d'en prévenir les répercussions inacceptables. Certaines opérations réduisent l'utilisation de l'eau même en augmentant considérablement la production. Les organismes de réglementation tiennent notamment compte des incidences sur les ressources en eau au moment d'approuver ou non de nouvelles installations ou l'agrandissement d'installations en place. Les installations à *rejets nuls* sont conçues pour éliminer tout déversement d'eau de fabrication dans l'environnement.

Dans une installation du nord de l'Alberta, on utilise les effluents d'eaux usées traités pour assainir les sables contaminés par l'exploitation du pétrole lourd. Les sables ont une haute teneur en silice, ce qui en fait une précieuse composante des plastiques composites et des produits de silicate.

Aux deux installations d'exploitation des sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, l'eau chaude sert à la séparation du bitume et des particules de sable. Les *résidus* qui résultent de ce traitement se composent d'un mélange de sable et d'eau. La majeure partie du sable est retournée au puits de mine, où on l'y consolide par l'ajout de gypse et le retrait de l'eau; c'est ce que l'on convient d'appeler la *restauration des terres à sec*. Il reste néanmoins dans l'eau des particules d'argile fine en suspension laiteuse. Après l'enlèvement des

grosses particules de sable et des hydrocarbures restants, on confine le liquide dans des *bassins de décantation*; le plus imposant d'entre eux fait 22 kilomètres carrés, soit environ deux fois la taille du havre de Toronto. Selon le plan actuel, on entend couvrir les bassins de plusieurs mètres d'eau non contaminée une fois les opérations terminées. Les particules se déposeront peu à peu au fond de ce nouvel écosystème aquatique ordinaire et réintégreront ainsi l'environnement.

Outre le pétrole brut et l'eau, l'industrie utilise nombre d'autres liquides – boues de forage, carburants, lubrifiants, solvants et produits chimiques variés – qui risquent de contaminer l'eau s'ils sont manipulés et rejetés dans l'environnement sans traitement préalable. Dans la mesure du possible, l'industrie réduit donc le volume et la toxicité des liquides qu'elle utilise. La réglementation et les pratiques de l'industrie les plus récentes améliorent le confinement de ces liquides. À titre d'exemples, citons les réservoirs de combustible à double paroi et les socles de béton banché. La nouvelle réglementation explique en détail la procédure à suivre et les critères de gestion des déchets des champs pétrolifères; cette réglementation se fonde sur des recherches et des modèles étoffés.

Les ruissellements d'eau acide en provenance des stocks de soufre sont neutralisés dans des étangs de retenue et doivent satisfaire aux normes gouvernementales avant d'être rejetés dans l'environnement. Les nouvelles installations de stockage de soufre solide sont munies de revêtements imperméables qui empêchent l'eau acide de contaminer les ressources souterraines.

## MILIEU MARIN

La conception et l'exploitation des installations en mer tiennent compte des conditions physiques et environnementales qui les touchent. Les champs pétrolifères et gaziers de la côte Est sont situés dans des zones de pêche historiquement importantes. La froideur de l'eau et les tempêtes fréquentes compliqueraient le nettoyage en cas de déversement. Les basses températures de l'eau ralentiraient en outre l'évaporation et l'action des bactéries qui finissent par en venir à bout. Par conséquent, l'industrie et les organismes de réglementation font l'impossible pour prévenir les déversements de pétrole et autres contaminants dans le milieu marin.

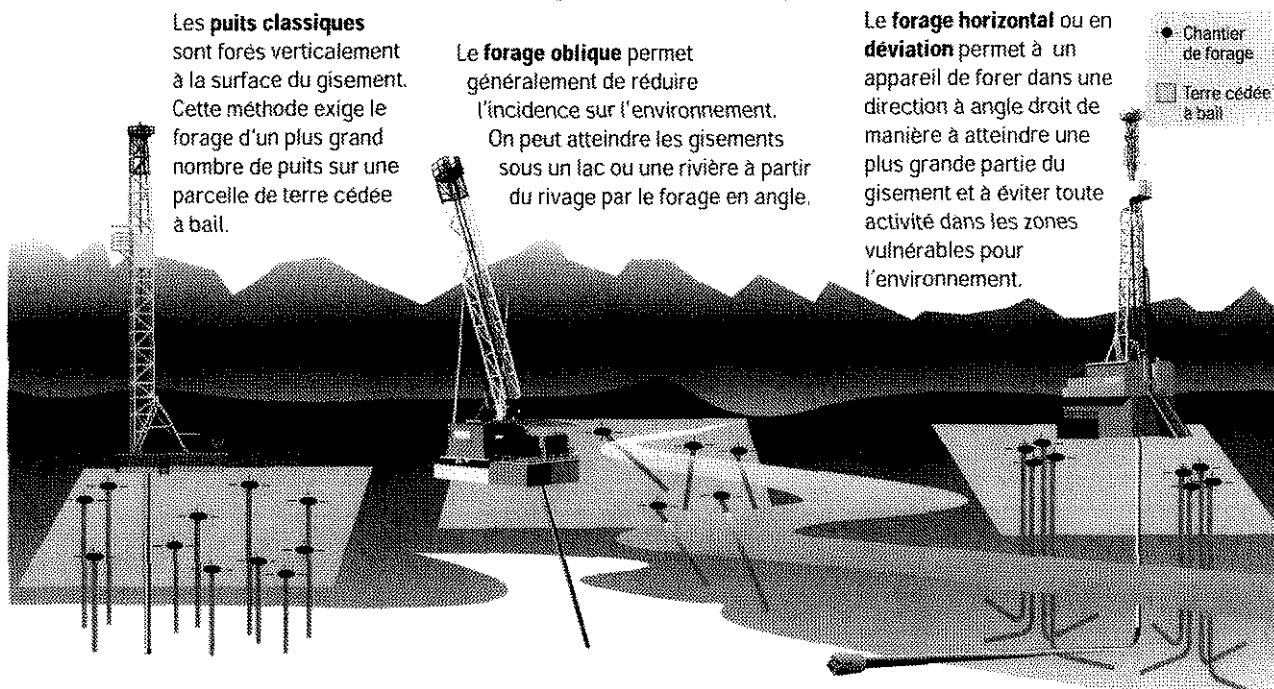
Nombre de technologies mises au point pour les eaux tout aussi froides de la mer du Nord s'avèrent utiles pour les travaux d'exploration et d'exploitation au large de la côte Est. À titre d'exemples, citons de nouvelles boues de

### Méthodes de forage classique, oblique et horizontal

Les **puits classiques** sont forés verticalement à la surface du gisement. Cette méthode exige le forage d'un plus grand nombre de puits sur une parcelle de terre cédée à bail.

Le **forage oblique** permet généralement de réduire l'incidence sur l'environnement. On peut atteindre les gisements sous un lac ou une rivière à partir du rivage par le forage en angle.

Le **forage horizontal** ou en **déviaton** permet à un appareil de forer dans une direction à angle droit de manière à atteindre une plus grande partie du gisement et à éviter toute activité dans les zones vulnérables pour l'environnement.



(Source : Fondation des communications sur le pétrole, 1997)

forage à incidence réduite sur l'environnement, ainsi que de meilleures méthodes de traitement des débris de forage et de l'eau produite.



## TERRES

### UTILISATION ET RESTAURATION DES TERRES

Les activités pétrolières et gazières ont deux types d'incidences distincts sur les terres. Pris individuellement, les dizaines de milliers de puits et les milliers de kilomètres de pipelines de collecte ont peu d'incidences mais, collectivement, ils ont des conséquences cumulatives sur de très grandes surfaces. Par opposition, quelques centaines d'imposantes installations industrielles comme celles de sables bitumineux, les usines de traitement du gaz ou les batteries de réservoirs, sont lourdes de conséquences sur des surfaces relativement petites.

Grâce aux nouvelles technologies, l'industrie est en mesure de réduire considérablement ces incidences. Ainsi, les forages en déviaton permettent de forer de nombreux puits à partir d'un seul site. Du même coup, on diminue le nombre de routes, de lignes électriques et de pipelines nécessaires pour le site ainsi que la surface de terres à restaurer ou à remettre à l'état initial par la suite. L'hydrotransport est une nouvelle méthode de déplacement des sables bitumineux extraits qui fait appel à des pipelines plutôt qu'à des transporteurs à courroie; les contrecoûts de l'exploitation des sables bitumineux en sont donc amoindris.

La «durée de vie» moyenne des puits de pétrole et de gaz est de 20 à 25 ans. Comme on compte actuellement environ 100 000 puits en production au Canada (dont 68 000 en Alberta en 1996), on établit qu'à long terme, environ 4 000 ou 5 000 puits cesseront de produire chaque année. Quand une société décide d'*abandonner* un puits, elle doit se conformer à la nouvelle réglementation promulguée au cours des années 90. Cette réglementation stipule des normes élevées applicables à la cimentation des trous de forage, à l'enlèvement des installations de surface et à la restauration de la productivité des terres. Les sociétés d'exploitation demeurent responsables du site jusqu'à la fin de la restauration.

En vue de la mise hors service des sites industriels tels les usines de traitement du gaz et les installations de traitement du pétrole, les sociétés dressent des plans détaillés à long terme, en consultation avec les représentants des gouvernements et des autres groupes d'intérêt, comme les municipalités et les collectivités autochtones. Les normes de restauration évoluent. La contamination par les hydrocarbures et le sel constitue le problème le plus important. Les plans des nouvelles installations comprennent maintenant des dispositions sur le *cycle de vie entier*, de la construction à la mise hors service, et intègrent les principes de développement durable.

Dans l'exploitation des sables bitumineux, on ramène les sables traités et assainis dans les zones de mine épuisées. Le cas échéant, on stabilise la surface des terres restaurées à l'aide de graminées à croissance rapide – de préférence des espèces indigènes de la région – et on

plante des arbres. Dans une région faisant l'objet de travaux de recherche, les bisons paissent maintenant sur des terres restaurées après de l'exploitation de sables bitumineux.

## GESTION DES DÉCHETS

L'industrie pétrolière et gazière applique les «trois R» à la gestion des déchets depuis des décennies :

- Réduction des déchets.
- Réutilisation des matières aussi souvent que possible.
- Recyclage des déchets en produits utiles.

Les exemples vont du lavage et du recyclage des gants et des chiffons jusqu'au recyclage des filtres et des catalyseurs utilisés dans les usines de traitement du gaz. L'industrie réduit ainsi la quantité de déchets envoyés aux décharges et autres installations d'élimination.

De 40 à 60 p. 100 des déchets produits dans les champs pétrolifères de l'Alberta sont acheminés vers des installations de gestion des déchets pétroliers. Ces installations sont réparties un peu partout dans la province et ont des spécialités en propre. En 1994, le volume total des déchets pétroliers confiés à ces installations atteignait 559 600 mètres cubes, ce qui représente une augmentation de 110 p. 100 par rapport à 1992.

De plus, la réglementation gouvernementale oblige les sociétés pétrolières et gazières à se doter de systèmes de suivi et de contrôle des déchets qu'elles produisent. Quelques sociétés participent en outre au programme Accélération de la réduction et de l'élimination des toxiques (ARET). Les sociétés qui répondent aux critères du programme signalent à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) tous les rejets de substances dangereuses dans l'environnement au-delà de certaines quantités. Les exploitants et les fournisseurs collaborent aux recherches visant la mise au point de meilleures méthodes d'élimination des déchets dangereux.



## ESPÈCES SAUVAGES ET BIODIVERSITÉ

La diversité biologique, ou biodiversité, désigne la variété parmi les organismes vivants et constitue un facteur essentiel à la survie et à la santé des espèces végétales et

animales. À l'occasion du Sommet de la Terre, en 1992, les chefs d'État ont signé un traité sur la préservation de la biodiversité à l'échelle mondiale. Ce traité a donné lieu à la création de la Stratégie canadienne de la biodiversité, un groupe de travail multipartite.

Le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière a des incidences sur les espèces sauvages et sur la biodiversité de plus d'une façon. Le bouleversement de l'habitat d'une espèce qui découle de ses activités est une conséquence directe; les conséquences indirectes se font sentir quand le défrichage et les chemins ouverts par l'industrie permettent l'accès à d'autres utilisateurs – par exemple, les ouvriers forestiers, les mineurs, les chasseurs ou les touristes – qui perturbent l'habitat. L'industrie veille à réduire ces deux types de conséquences.

La première priorité consiste à discerner les espèces et les habitats à protéger. À cette fin, les sociétés et les associations de l'industrie collaborent avec les scientifiques, les représentants gouvernementaux, les propriétaires fonciers et les groupes d'intérêt. Ainsi, en Alberta, le programme Special Places 2000 vise à repérer et à protéger les zones vulnérables de toutes sortes dans la province d'ici l'an 2000. L'industrie apporte également son appui aux recherches sur des espèces comme le caribou des bois et le grizzli afin de déterminer en quoi ses activités pétrolières et gazières les touchent. Les recherches effectuées sur la côte Est ont permis de discerner des espèces et des sites marins qui pourraient subir les contrecoups de l'exploration et de l'exploitation des ressources au large.

De meilleures méthodes de conception des routes et de sélection des sites contribuent également à amoindrir les incidences sur les espèces sauvages et la biodiversité. On pourrait notamment aménager des points de contrôle d'entrée dans les zones vulnérables. On crée des déviations et on bloque les routes avec des billes et des rochers après la mise hors service. On emprunte des chemins d'hiver (sur neige damée) dans certaines régions. Dans d'autres cas, on interrompt les activités pendant les saisons d'accouplement ou de migration de la faune. Les techniques de forage en déviation permettent aux sociétés de délimiter les sites d'où elles auront le moins d'incidences sur les espèces sauvages et la biodiversité. La restauration des sites comprend souvent la plantation d'espèces indigènes plutôt que de mélanges de semences commerciales.

Dans nombre de régions de l'Ouest canadien, l'utilisation d'équipement sismique «écologique» portable par hélicoptère a grandement diminué les

## Documentation : les gaz à effet de serre – science et politique

incidences des levés sismiques au cours des années 90. Les équipes de prospection sismique utilisent des bandes défrichées d'aussi peu que 1,5 mètre de largeur, soit juste assez pour permettre les levés directs, plutôt que d'ouvrir un chemin sur une largeur de cinq mètres pour l'équipement à roues ou à chenilles. Les étroites zones défrichées se régénèrent rapidement, réduisant ainsi les incidences directes et indirectes. Dans certains cas, les sociétés travaillent main dans la main avec les groupes de conservation de la région en vue d'utiliser le plus possible les sentiers existants et de planifier les levés sismiques de manière à éviter les sites comme les aires de nidification des oiseaux.

L'effet de serre est un phénomène naturel qui emprisonne la chaleur dans l'atmosphère. Sans lui, la température moyenne de la Terre serait inférieure d'environ 33 ° Celsius, à approximativement -18 ° Celsius. La vapeur d'eau compte pour plus de la moitié de l'effet de serre naturel. Le bioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), le méthane ( $\text{CH}_4$ ) et l'oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ ) présents dans l'air interviennent dans ce phénomène; on les désigne souvent sous le terme de gaz à effet de serre.

La concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère augmente depuis 200 ans – le  $\text{CO}_2$  d'environ 28 p. 100, le  $\text{CH}_4$  de 145 p. 100, et le  $\text{N}_2\text{O}$  de 13 p. 100. Les volcans contribuent pour une large part aux rejets de méthane, mais d'autres changements découlent principalement des activités humaines : production et combustion de combustibles fossiles, coupe et incendies de forêts, élevage de bétail, labours, et inondations de rizières. Au cours de cette période, la température en surface moyenne de la planète a augmenté de 0,3 à 0,6 ° Celsius, bien qu'une bonne partie du réchauffement soit survenue avant la forte hausse récente des concentrations de gaz à effet de serre.

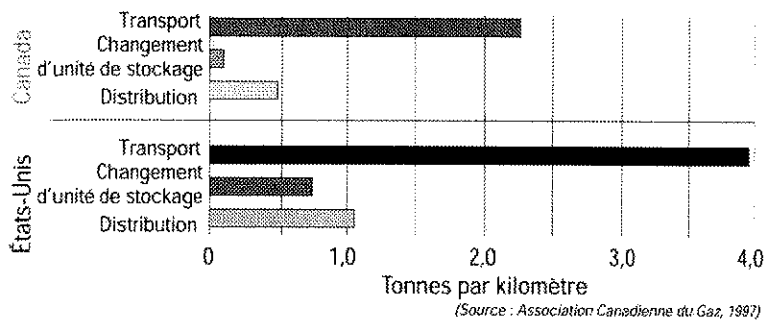
Certains scientifiques sonnent l'alerte et prédisent qu'une augmentation continue des concentrations de gaz à effet de serre pourrait provoquer un *réchauffement planétaire* et un *changement climatique* irréversibles. Lors du Sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992, 154 nations, dont le Canada, ont convenu de faire état de leurs émissions de gaz, de prendre des mesures pour les diminuer et d'intensifier les recherches sur le climat.

La climatologie est une science fort complexe. On a beaucoup de mal à distinguer les effets d'origine humaine des effets issus de phénomènes naturels, tels les courants océaniques, la nébulosité, l'activité volcanique et les variations de l'énergie solaire. Historiquement, le climat a connu d'importantes variations, allant de périodes

**«Comme la plupart des autres pays industrialisés, le Canada sera incapable d'atteindre le degré de stabilisation des émissions de gaz à effet de serre qu'il comptait atteindre d'ici l'an 2000. La structure de notre économie pose à cet égard des problèmes particuliers. Les coûts humains et économiques sont tout simplement trop élevés pour que nous n'intervenions pas dès maintenant.»**

*Allocution du premier ministre Jean Chrétien à la Session extraordinaire de l'Assemblée générale des Nations Unies sur le développement durable, 24 juin 1997.*

Comparaison des fuites de méthane



glaciaires à des périodes très chaudes. Les composés sulfurés présents dans l'atmosphère, notamment ceux provenant des volcans et des combustibles fossiles, ont un effet de refroidissement qui peut neutraliser le réchauffement dû à l'effet de serre. Plus de la moitié des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine humaine s'engouffrent dans des puits de carbone tels les océans, les arbres et le sol. La recherche avance à grands pas dans nombre de spécialités, mais les scientifiques pourraient mettre encore des décennies avant de pouvoir affirmer quoi que ce soit avec certitude et exactitude au sujet du changement climatique apporté par les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine à l'échelle locale, nationale ou internationale.

Reconnaissant la possibilité d'un changement climatique irréversible, le Canada et d'autres pays industrialisés se sont entendus à Rio pour essayer de réduire les émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990 d'ici l'an 2000. Quelques pays européens, dont l'Allemagne, devraient atteindre l'objectif, en bonne partie parce qu'ils ont fermé de vieilles usines alimentées au charbon et peu efficaces, et qu'ils ont accru la consommation de gaz naturel; la plupart des autres pays participants, dont le Canada, le Japon, la Norvège et les États-Unis, éprouvent toutefois d'énormes difficultés à y parvenir en raison de la poussée démographique, de la croissance économique et de la hausse de la demande d'énergie qui en résulte.

Cinq facteurs déterminent la nature et l'ampleur des émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine de tout pays :

- la population et la croissance démographique;
- l'activité économique;
- l'intensité énergétique, c'est-à-dire la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de produit national brut;
- l'intensité des gaz à effet de serre, c'est-à-dire la quantité de gaz à effet de serre produite par unité de produit national brut;
- l'utilisation des terres.

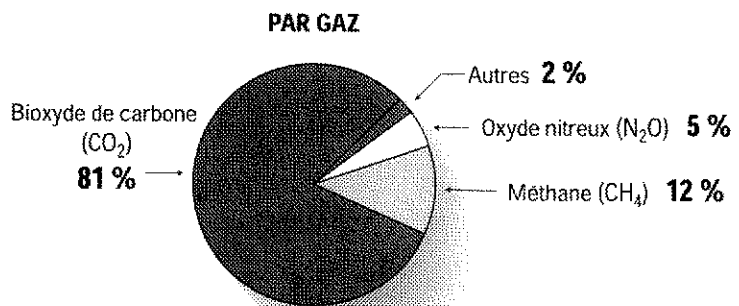
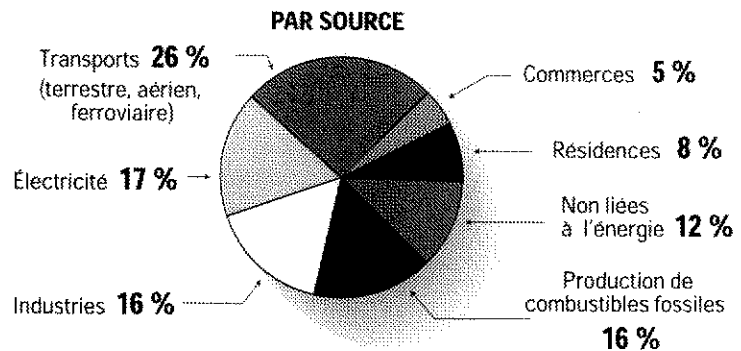
Par surcroît, de 1990 à 1995, le Canada a connu la deuxième croissance démographique en importance parmi les pays industrialisés. Comptant environ 0,5 p. 100 de la population de toute la

planète, le Canada produit environ 2 p. 100 de toutes les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine. Selon une étude de Ressources naturelles Canada (*Perspectives énergétiques du Canada, 1996-2020*), les émissions de gaz à effet de serre du pays en l'an 2000 seront supérieures à celles de 1990 d'environ 8 p. 100. Et ce, malgré les efforts déployés par les gouvernements et l'industrie en vue d'améliorer le rendement énergétique et de réduire les émissions. On estime que, sans ces efforts, les émissions de l'an 2000 excéderaient celles de 1990 de 13,5 p. 100.

La croissance économique va typiquement de pair avec une demande énergétique accrue. Dans l'économie canadienne, deux aspects compliquent particulièrement la stabilisation des émissions de gaz à effet de serre.

(A) Les systèmes et les industries énergétiques sont relativement modernes et répondent avec assez

Émissions de gaz à effet de serre au Canada en 1995

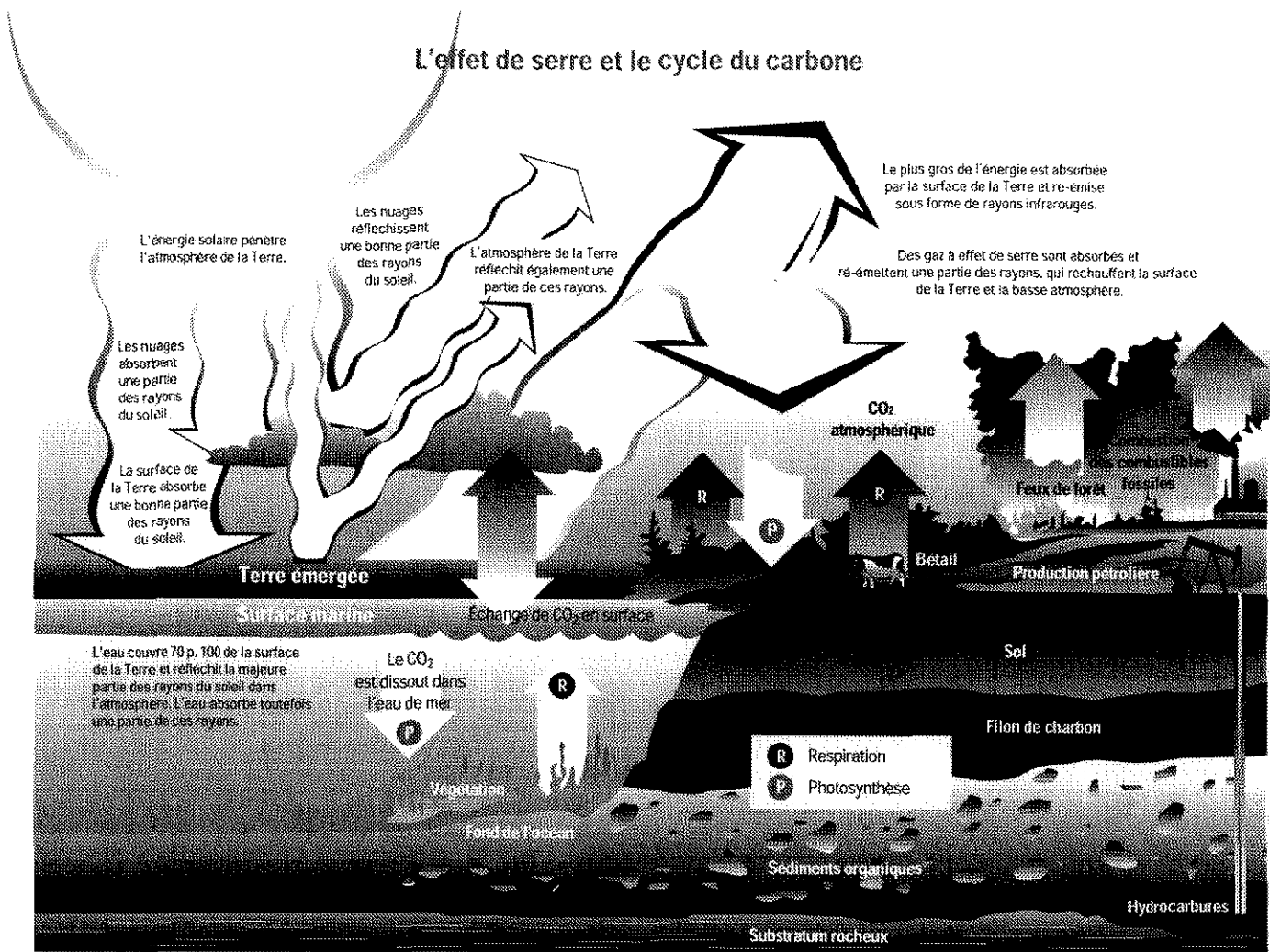


(Volume annuel total = 618 millions de tonnes d'équivalent-CO<sub>2</sub>)

Remarque : Les émissions de gaz par les combustibles fossiles utilisés autrement qu'à la combustion, par exemple charges d'alimentation, asphalte, lubrifiants et graisses, sont incluses dans les industries. En 1995, ces émissions se chiffreraient à 20 millions de tonnes, soit environ 4 % du total.

(Source : Ressources naturelles Canada, 1997)





(Source : Environnement Canada, 1991)

d'efficacité aux demandes d'une population très dispersée qui habite un climat froid. Ainsi, une étude de l'Association Canadienne du Gaz (ACG) révélait que les fuites de méthane des systèmes au gaz naturel canadiens sont considérablement inférieures à celles

## MESURE DES ÉMISSIONS

Les émissions de gaz à effet de serre sont généralement présentées en tonnes d'équivalent-CO<sub>2</sub>, car le CO<sub>2</sub> est le gaz à effet de serre d'origine humaine le plus fréquent. On multiplie ensuite les émissions d'autres gaz par leur potentiel de réchauffement planétaire pour établir l'équivalent-CO<sub>2</sub>. Le méthane (CH<sub>4</sub>) a un potentiel de réchauffement planétaire estimatif de 21, ce qui signifie qu'une tonne de CH<sub>4</sub> a le même effet que 21 tonnes de CO<sub>2</sub> en 100 ans. Le potentiel de réchauffement planétaire de l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) s'établit à 310 fois celui du CO<sub>2</sub>. Par conséquent, une faible variation des émissions de certains gaz – ou de la façon dont on les mesure et les calcule – peut avoir de lourdes répercussions sur le total des émissions d'une entreprise, d'une nation ou de la planète tout entière.

des systèmes américains. Voilà une bonne nouvelle mais, corollaire obligé, les occasions de réduction rentable au Canada se font donc plus minces.

(B) Le Canada consomme environ 55 p. 100 de toute sa production d'énergie. Au contraire, les États-Unis consomment quelque 85 p. 100 de toute leur production d'énergie. Environ la moitié de la production pétrolière et gazière du Canada ainsi qu'une partie de l'électricité, sont exportées aux États-Unis, et ces exportations remplacent généralement des importations de pétrole et du charbon produit sur le marché intérieur. Le Canada est également un grand exportateur de produits énergivores, tels des produits agricoles, les pâtes et papiers, l'acier et l'aluminium. L'importation de ces produits permet aux pays importateurs de réduire leurs propres besoins en énergie. Les méthodes de calcul des émissions de gaz nationales ne prévoient toutefois pas de crédits pour les avantages ainsi transférés par les exportations d'énergie directes et indirectes.

Appuyés par des représentants d'États riverains et insulaires qui craignent que le réchauffement planétaire n'entraîne l'élévation du niveau de la mer, certains scientifiques et environnementalistes tentent de faire

## Transport du pétrole brut et du gaz naturel

accélérer la mise en œuvre des programmes visant la stabilisation des émissions de gaz à effet de serre au niveau de 1990 et demandent avec insistance que l'on réduise ces émissions à 20 p. 100 de moins que le niveau de 1990 d'ici 2005. Comme moyen d'atteindre ces objectifs, ils mettent de l'avant l'imposition d'une taxe spéciale fondée sur la teneur en carbone des combustibles.

Le Programme national d'action sur le changement climatique du Canada comprend des mesures relatives au rendement énergétique, aux ressources énergétiques renouvelables, à la recherche et au développement, à l'approfondissement de la science du changement climatique et à l'examen des stratégies d'adaptation. Le programme Mesures volontaires et Registre s'intègre à cet effort visant à relever les défis inhérents au changement climatique. Ce programme contrôle les émissions de gaz à effet de serre par les industries, les gouvernements et les collectivités du Canada, et favorise leur réduction. L'industrie du pétrole et du gaz l'appuie depuis sa création. De plus, le Canada participe à des entreprises comme l'application conjointe de mesures par lesquelles un pays reçoit des crédits lorsqu'il favorise la réduction des émissions de gaz ailleurs – par exemple, par la plantation ou la protection d'arbres, ou encore, par le remplacement d'une centrale à piètre rendement dans un pays en développement.

**L**e transport, ou *secteur intermédiaire* de l'industrie pétrolière et gazière, relie les producteurs du secteur amont et les consommateurs du secteur aval. Les *pipelines de transport* dominent le secteur des transports au Canada. Conduites sous haute pression de fort diamètre, ces pipelines transportent le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel sur de grandes distances. On compte près de 100 000 kilomètres de pipelines de transport principaux au Canada.

Parmi les autres modes de transport de pétrole et de gaz, citons les pétroliers long courrier qui livrent le brut importé dans l'est du Canada, ceux qui transportent la production de brut de Bent Horn, des Territoires du Nord-Ouest et des plates-formes de forage de la côte Est, ainsi que les wagons-citernes qui transportent le propane et le butane.



### AIR

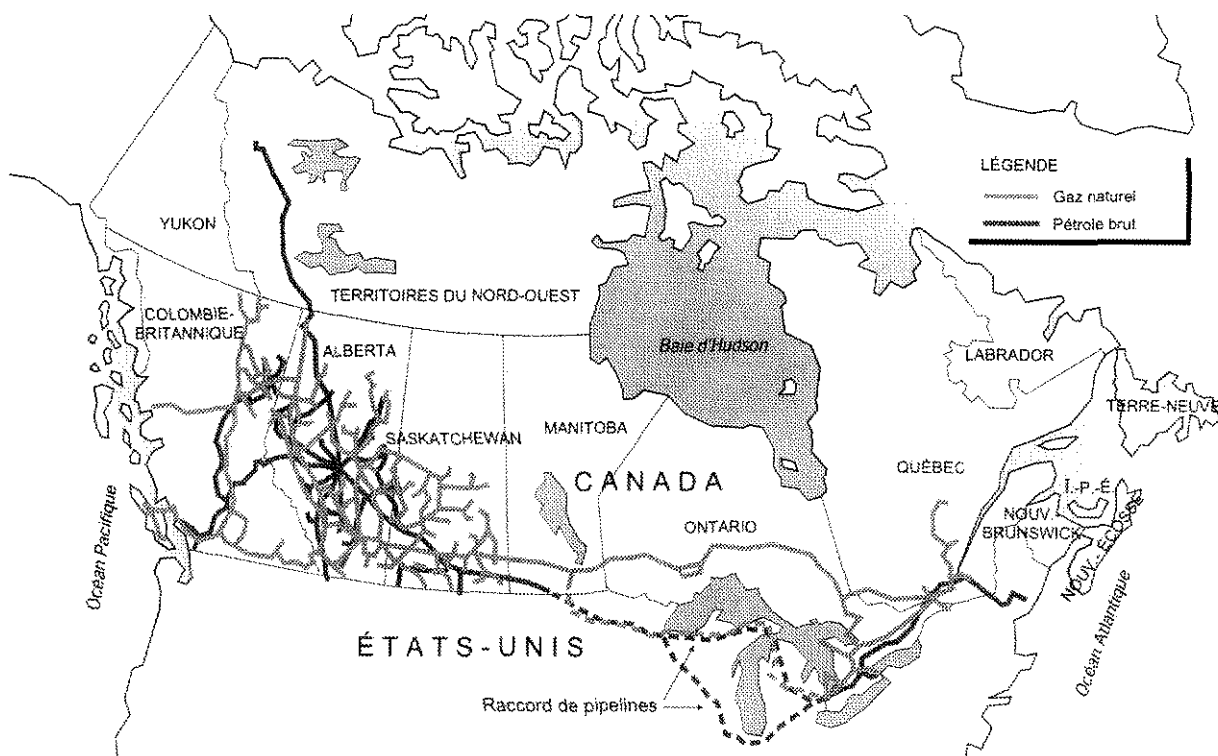
Au Canada, les pompes des pipelines de transport de pétrole et de liquides de gaz sont généralement alimentées par des moteurs électriques. Les diesels ne servent que dans quelques emplacements qui ne profitent pas d'une alimentation haute tension. Par conséquent, les pipelines de liquides n'occasionnent guère d'émissions directes de gaz. Les émissions indirectes dépendent de la source d'électricité.

Les sociétés de transport du gaz naturel compriment le gaz à un maximum de 100 fois la pression atmosphérique. Par conséquent, les pipelines de gaz naturel consomment directement plus d'énergie, par unité d'énergie transportée, que les pipelines de liquides. Semblables aux moteurs des gros avions à réaction, les turbines au gaz alimentent généralement la plupart des compresseurs utilisés sur les pipelines de gaz naturel du Canada. La compression est également assurée par des moteurs électriques ou des moteurs au gaz naturel (à piston) classiques.

### GAZ À EFFET DE SERRE

Les pipelines de gaz naturel émettent du bioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) principalement en raison de l'énergie utilisée aux stations de compression. De plus, de petites molécules de méthane ( $\text{CH}_4$ ) présentes dans le gaz

## Principaux pipelines de gaz naturel et de pétrole brut au Canada



naturel peuvent s'échapper par les minuscules interstices dans les soupapes, les raccords et les compresseurs; on parle alors d'émissions fugitives. Tant le CO<sub>2</sub> que le CH<sub>4</sub> sont des gaz à effet de serre qui peuvent jouer sur le climat. (Reportez-vous à la page 17 pour en savoir davantage sur les gaz à effet de serre.)

De 1990 à 1995, les envois par pipelines ont augmenté de 52 p. 100 dans le cas du gaz naturel et de 28 p. 100 dans celui du pétrole. Selon l'Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques (CEPA), les émissions de gaz à effet de serre directes et indirectes découlant des pipelines de transport ont connu une hausse de 41 p. 100 au cours de cette période. Les émissions de 1995 ont représenté l'équivalent de 17,8 millions de tonnes de bioxyde de carbone, soit environ 2,9 p. 100 de toutes les émissions de gaz d'origine humaine du Canada.

En 1995, la CEPA et l'Association Canadienne du Gaz (ACG) ont conclu des ententes avec le gouvernement fédéral en vue d'appuyer le programme Mesures volontaires visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les sociétés membres de la CEPA et de l'ACG participent au programme, mais chacune selon la nature de ses activités.

La plupart des sociétés de pipeline auraient beaucoup de mal à stabiliser l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990. En effet, le volume de pétrole et de gaz expédié s'est considérablement accru depuis 1990 en raison de la croissance économique et de celle des exportations. De plus, il faut davantage d'énergie pour propulser la proportion grandissante de pétrole lourd transporté dans les pipelines de liquides.

Les sociétés visent néanmoins à réduire leurs émissions par unité de production et à les conserver bien en deçà de ce qu'elles auraient été en l'absence de toute mesure.

Le principal moyen de réduction des émissions de gaz à effet de serre des sociétés de pipeline consiste à améliorer le rendement de l'énergie utilisée (ce qui diminue les émissions de CO<sub>2</sub>) et à abaisser les émissions de méthane dans l'atmosphère. Les grandes sociétés ont réduit de 5 à 30 p. 100 leurs émissions d'équivalent-CO<sub>2</sub> par unité de production. Parmi les moyens de réduction des émissions de gaz mis en œuvre par les sociétés de pipeline canadiennes, citons :

- Les agents de réduction des traînées ajoutés au pétrole dans les pipelines de liquides réduisent considérablement l'énergie nécessaire au pompage.
- Les compresseurs de gaz naturel à haut rendement énergétique réduisent les émissions de gaz de 42 p. 100 par rapport à l'équipement utilisé antérieurement.
- Les compresseurs sur camion vident d'abord les sections de pipeline de gaz naturel avant l'exécution des activités d'entretien ou de mise à l'essai. Auparavant, le gaz était rejeté dans l'atmosphère. Cette nouvelle méthode fait chuter les émissions de gaz d'environ 80 p. 100.
- Une nouvelle méthode de raccordement des sections de pipeline – le « piquage sur conduite en charge » – permet de procéder aux raccordements sans vider le pipeline, quand son contenu est à sa pression opérationnelle ou presque. On évite ainsi complètement les rejets dans l'atmosphère.
- L'une des sociétés utilise une torche portable pour brûler le gaz qui serait autrement rejeté dans

l'atmosphère. Elle réduit ainsi ses émissions d'équivalent- $\text{CO}_2$  de 85 à 90 p. 100.

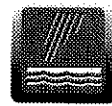
- Le nombre de modifications apportées à l'équipement et aux méthodes améliorent le rendement énergétique et réduisent les fuites de méthane aux stations de compression.
- Les recherches de nouvelles technologies se poursuivent et les programmes éducatifs répandent de «meilleures pratiques» dans toute l'industrie.

## OXYDES D'AZOTE

La combustion des combustibles fossiles produit normalement divers oxydes d'azote. (C'est que l'air se compose de 78 p. 100 d'azote, qui s'oxyde partiellement pendant la combustion.) Les oxydes d'azote réagissent avec les composés organiques volatils en présence du soleil et forment l'ozone des basses couches de l'atmosphère. Il s'agit d'une composante du smog, qui a tendance à produire une brume sèche brunâtre dans l'atmosphère, et qui n'est pas reliée à l'ozone dans la haute atmosphère dont le rôle est de nous protéger des rayons ultraviolets. Les oxydes d'azote se combinent également à la vapeur d'eau dans les nuages et contribuent aux pluies acides. Depuis les années 80, on a doté les pipelines de transport de gaz de nouveaux moteurs à faible taux d'émission de  $\text{NO}_x$  qui éliminent jusqu'à 90 p. 100 des émissions d'oxydes d'azote.

Une faible proportion des oxydes d'azote produits par la combustion consiste en oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ ), un gaz à

effet de serre qui présente 310 fois le potentiel de réchauffement planétaire du bioxyde de carbone. Selon des études récentes effectuées par des sociétés membres de l'Association Canadienne du Gaz, le  $\text{N}_2\text{O}$  représente environ 1,1 p. 100 des oxydes d'azote découlant de la combustion du gaz naturel. Des études antérieures (ayant servi à la plupart des estimations de gaz à effet de serre en 1996) révélaient que le  $\text{N}_2\text{O}$  constituait 4,3 p. 100 des oxydes d'azote issus de la combustion du gaz naturel. Les nouveaux chiffres affaiblissent donc la domination du  $\text{N}_2\text{O}$  dans les émissions de gaz à effet de serre rapportés, mais les sociétés de pipeline n'ont rien changé à leurs plans sur la réduction des émissions d'oxydes d'azote.



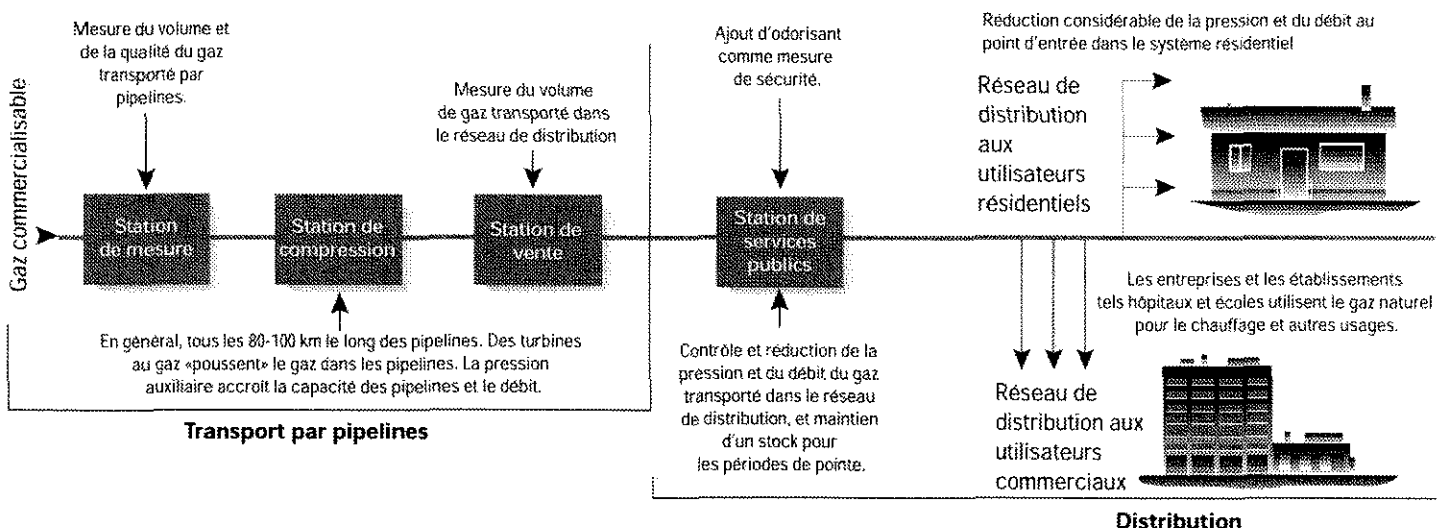
## EAU

### EAU DOUCE

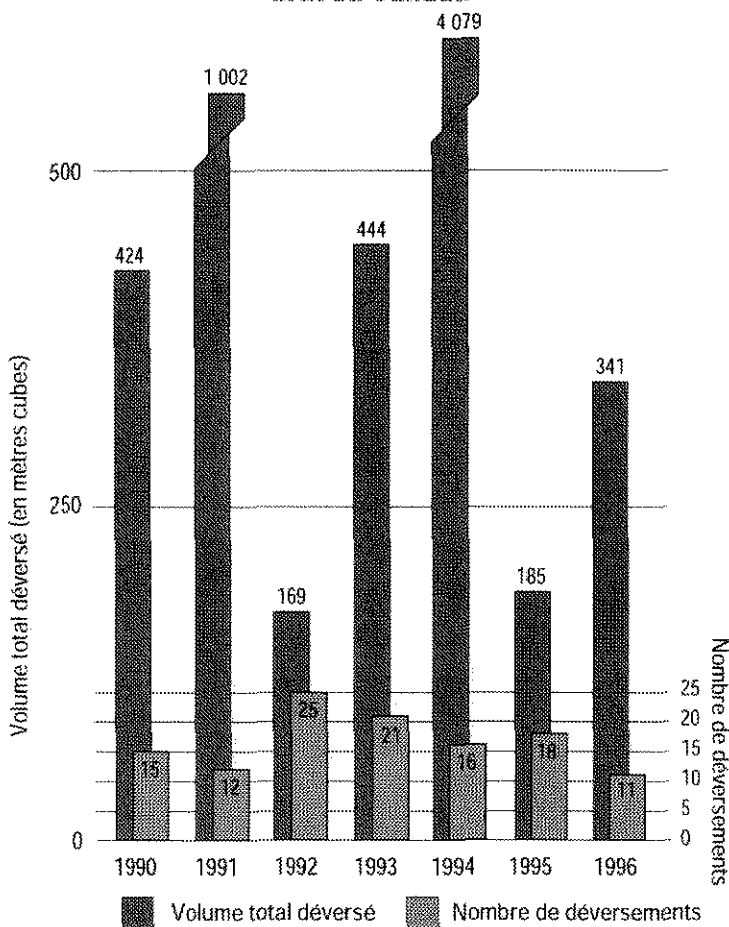
Les sociétés de pipeline utilisent des systèmes perfectionnés pour éviter les fuites et les déversements capables de contaminer les approvisionnements en eau douce. Les systèmes de contrôle informatique sont conçus pour détecter les chutes de pression et fermer rapidement les sections de pipeline qui risqueraient de fuir. On envoie régulièrement des instruments nommés *racleurs ingénieurs* dans les pipelines afin de détecter la corrosion et autres vices qui pourraient entraîner des fuites.

Les activités agricoles ou de construction à proximité des pipelines constituent l'une des causes de rupture

## Schéma type du transport et de la distribution du gaz naturel



### Déversements par les pipelines de transport de pétrole brut au Canada



(Source : Office national de l'énergie, 1996)

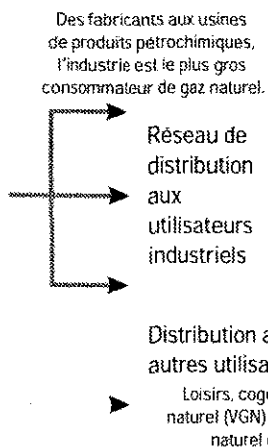
déversé en vue de son recyclage. Les techniques de nettoyage sont comparables à celles pratiquées dans le secteur amont de l'industrie pétrolière. Les spécialistes de l'Office national de l'énergie ou du Bureau de la sécurité des transports du Canada enquêtent sur tout incident majeur survenu sur les pipelines interprovinciaux. Les pipelines de juridiction provinciale font l'objet d'un contrôle semblable; les inspecteurs assurent le suivi pour garantir que le nettoyage de tout déversement s'effectue convenablement.

Les pipelines traversent des milliers de ruisseaux, de rivières et de fleuves du Canada. Pendant les travaux de construction, le pipeline est généralement abaissé dans une tranchée au fond du cours d'eau. Dans les régions vulnérables, les sociétés effectuent des forages en déviation sous l'eau et posent les conduites dans le trou sans perturber le moindre de la rive ou le cours d'eau. Les calendriers des travaux sont établis de manière à éviter les périodes de vulnérabilité des poissons et de la sauvagine.

fréquentes. Les sociétés indiquent clairement le parcours des pipelines et participent à divers programmes d'information préalable aux travaux afin de réduire ces risques. Des patrouilles aériennes survolent régulièrement les parcours de pipeline en vue de repérer ce genre d'activité ainsi que les risques naturels comme l'érosion. À cela s'ajoute le contrôle au sol.

En cas de déversement pétrolier, les équipes de la société et des coopératives régionales de nettoyage des déversements sont immédiatement

dépêchées sur les lieux afin de contenir le déversement et de procéder à la décontamination. Des camions-vidangeurs récupèrent le plus gros du pétrole

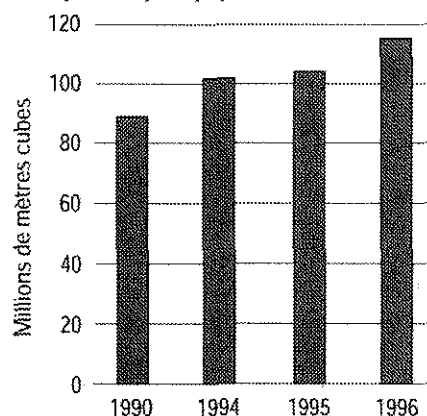


### MILIEU MARIN

Au Canada, les sociétés qui expédient le pétrole par pétrolier doivent appartenir à une organisation régionale de nettoyage des déversements pétroliers. Ces organisations tiennent des stocks d'équipement spécialisé et effectuent des exercices pratiques en vue de garantir leur capacité d'agir sur tout déversement.

L'est du Canada importe du pétrole pour répondre à ses besoins. Près de la moitié du pétrole étranger est livré par

### Volume total du pétrole liquide expédié par pipeline au Canada



Remarque : Aucune statistique n'est disponible de 1991 à 1993. Environ la moitié du volume a été exportée. (Source : Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques)

pétrolier à Portland, dans le Maine, puis transporté par pipeline jusqu'à Montréal. Une faible quantité de brut canadien est exporté depuis Vancouver.



## TERRES, ESPÈCES SAUVAGES ET BIODIVERSITÉ

Avant d'entamer les travaux de construction, les sociétés de pipeline procèdent à un relevé des parcours proposés afin de déterminer les propriétés du sol, les espèces végétales et animales, les ressources archéologiques et les utilisations courantes. Les organismes de réglementation gouvernementaux veillent à ce que les parcours soient planifiés de manière à minimiser les incidences sur les terres et sur les zones à forte densité de population.

Au cours des travaux de construction ou d'entretien, on retire séparément les couches de terre arable et de sous-sol, que l'on replace ensuite dans la tranchée au-dessus du pipeline. Les sociétés établissent le calendrier et choisissent des méthodes qui minimisent les contrecoups pour la faune et la flore. Ainsi, pour l'installation d'un pipeline en Colombie-Britannique, on a installé un réseau de clôtures et de «goulets migratoires» afin de protéger l'importante population de serpents de la région, et on a mené des recherches biologiques sur les serpents le long du chantier de construction du pipeline.

Après la construction, les sociétés utilisent souvent des moyens mécaniques ou des herbicides approuvés par le gouvernement afin de limiter la végétation sur les bandes de terre qui surmontent les pipelines. On sème généralement du gazon pour parer à l'érosion et on cultive parfois des récoltes ou on fait paître le bétail. Dans la mesure du possible, on recourt à des espèces indigènes ou à des plantes «non envahissantes» qui ne nuisent pas à la végétation avoisinante. En cas de déversement, le sol contaminé est soit transporté à une décharge, soit nettoyé par incinération ou par la combinaison de l'évaporation et de l'action des bactéries.

## Documentation : la réglementation – respect des attentes

**D**epuis le milieu des années 80, la tarification et la vente du pétrole et du gaz sont largement déréglementées au Canada (le gouvernement s'étant toutefois réservé le privilège d'intervenir au besoin), mais tous les autres aspects de l'industrie demeurent réglementés. La réglementation est le moyen par lequel une société exprime ses attentes en matière de comportement responsable des particuliers et des sociétés. La réglementation crée également des «règles de jeu uniformisées» pour tous les concurrents.

Plus des trois quarts du pétrole et du gaz canadiens sont produits sur des terres détenues par les gouvernements fédéral ou provinciaux et par les Premières Nations. Les sociétés d'exploration et de production achètent des concessions leur conférant les droits miniers sur ces terres; les propriétaires des terres reçoivent une part de la production (la redevance). Les gouvernements et les Premières Nations tiennent compte des incidences sur l'environnement avant d'accorder des concessions et de réglementer la production. La réglementation sur l'environnement s'applique également à l'exploration et à la production pratiquées sur des propriétés privées détenues en «pleine propriété».

L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) est le principal organisme de réglementation de l'industrie pétrolière en Alberta, principale province productrice de pétrole et de gaz du Canada. De concert avec l'AEUB, l'Alberta Environmental Protection réglemente des aspects clés relatifs aux émissions de gaz dans l'atmosphère, à la protection de l'eau et à la restauration des terres. D'autres organismes chargés de l'environnement et de l'énergie à l'échelle provinciale ou territoriale réglementent l'exploration sur les terres ailleurs au Canada et appliquent souvent les normes établies par l'AEUB. Deux organismes fédéraux-provinciaux – l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers – réglementent l'exploration et l'exploitation au large des côtes. L'Office national de l'énergie (ONE) réglemente en outre l'exploration et la production au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

L'ONE assure la réglementation relative aux pipelines interprovinciaux et aux pipelines d'exportation. Il tient des audiences publiques sur les nouvelles installations et les agrandissements des principales installations en place, notamment quant aux incidences sur l'environnement, par des inspections et des enquêtes sur les incidents, et s'assure ensuite du respect des normes environnementales pendant la construction et l'exploitation.

## Secteur aval de l'industrie pétrolière

Les organismes provinciaux réglementent les questions sur l'environnement et la sécurité des sociétés de distribution de gaz naturel locales. Les représentants des organismes fédéraux et provinciaux chargés de l'environnement, de l'énergie, des pêcheries et des transports appliquent la législation sur le raffinage, la distribution et la vente des produits pétroliers. La réglementation fédérale sur les pêcheries touche également certaines activités du secteur amont. Les corps municipaux et régionaux réglementent de nombreux aspects de l'industrie par voie de permis d'aménagement, de règlements sur la sécurité, la prévention des incendies et le zonage, ainsi que par le code du bâtiment.

Les organismes mixtes État-industrie tels l'Association canadienne de normalisation et l'Office des normes générales du Canada définissent des normes applicables à de nombreux produits (comme l'essence et l'acier) et à des pratiques (comme le soudage) utilisées dans l'industrie pétrolière. Ces normes sont souvent intégrées à la réglementation. Les associations industrielles, comme l'Association canadienne des producteurs pétroliers, ont en outre adopté des codes de pratiques relatifs à l'environnement et à la sécurité, des lignes directrices sur les activités et des lignes directrices sur les consultations publiques, auxquels adhèrent les sociétés membres. De nombreux experts techniques de l'industrie adoptent également les normes environnementales établies par leurs associations professionnelles.

**L**e secteur aval de l'industrie pétrolière se divise en deux grandes branches : les *sociétés de distribution locales (SDL)*, qui distribuent et vendent le gaz naturel aux consommateurs, et les *sociétés de produits pétroliers*, qui raffinent le pétrole brut en produits commercialisables qui sont livrés à des distributeurs indépendants, à des grossistes et à des détaillants.

Les SDL desservent environ 4,6 millions de consommateurs au Canada et exploitent environ 189 000 kilomètres de pipeline. Les coopératives de gaz des régions rurales de l'Alberta exploitent un réseau supplémentaire de 66 000 kilomètres de pipeline. Les pipelines vont de conduites d'acier de 50 à 610 millimètres de diamètre pour les canalisations principales de distribution, jusqu'à des conduites d'acier ou de plastique de moins de 25 millimètres pour les conduites de branchement résidentielles. Pour des raisons de sécurité, les SDL ajoutent un odorisant, le thiol, au gaz des conduites et veillent à ce que la pression y demeure appropriée au type de service.

Les sociétés de produits pétroliers exploitent 19 raffineries au Canada et importent aussi des produits raffinés. Selon l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), l'essence constitue la plus grosse part des ventes au Canada (41 p. 100 en 1996), suivie du carburant diesel (23 p. 100). L'essence et le carburant diesel sont offerts par environ 15 000 stations-service et vendeurs en vrac au Canada. Parmi les autres produits, citons le carburacteur, le mazout domestique, les lubrifiants, les produits chimiques industriels, le propane, le butane et l'asphalte.



**AIR**

### GAZ À EFFET DE SERRE

Les gaz à effet de serre susceptibles de jouer sur le climat de la planète comprennent le bioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), le méthane ( $\text{CH}_4$ ) et l'oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ ) émis par le secteur aval de l'industrie pétrolière. (*Reportez-vous à la page 17 pour en savoir davantage sur les gaz à effet de serre.*)

Selon l'Association Canadienne du Gaz, les émissions de gaz à effet de serre des SDL ont équivalu à 2,8 millions de tonnes de bioxyde de carbone en 1995. Voilà qui représente 1,6 p. 100 de toutes les émissions de gaz issues de l'industrie du gaz naturel au Canada ou environ

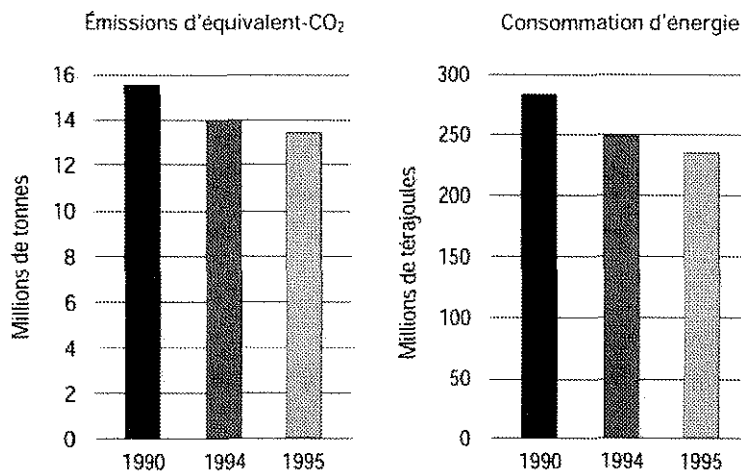
0,5 p. 100 de toutes les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine au pays. Les émissions du secteur de la distribution ont augmenté d'environ 8 p. 100 de 1990 à 1995, tandis que la consommation de gaz canadienne s'est accrue d'environ 17 p. 100.

Parmi les mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre des sociétés de distribution et de leurs clients, citons :

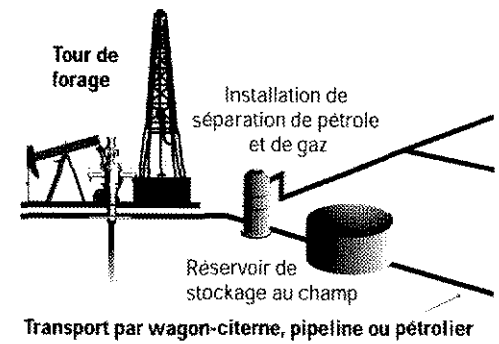
- Le nouvel équipement et les nouvelles méthodes réduisent les rejets de méthane dans l'atmosphère.
- Les programmes de régulation de la demande aident les consommateurs à réduire leur consommation d'énergie et à tirer un meilleur rendement du gaz.
- Les bilans énergétiques aident les municipalités et les consommateurs à planifier des améliorations au chapitre du rendement énergétique et de la conservation de l'énergie.

Selon une étude de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) menée sur des raffineries qui représentent environ 80 p. 100 de la capacité de raffinage au Canada, les émissions de CO<sub>2</sub> ont diminué de 12 p. 100 de 1990 à 1995. Cette réduction a largement découlé des améliorations apportées à l'équipement, aux procédés et aux méthodes, qui ont permis d'abaisser la consommation d'énergie des raffineries de 16 p. 100. En 1995, les raffineries comptaient pour environ 2,2 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine au Canada.

Émissions de gaz à effet de serre et consommation d'énergie par les raffineries du Canada



(Source : Institut canadien des produits pétroliers)



### Le pétrole brut : du puits aux produits finis

Ce diagramme présente, sous forme simplifiée, divers processus de raffinage permettant l'obtention de centaines de produits utiles tirés du pétrole brut. Les processus de raffinage varient selon les besoins de la population desservie.

(Source : *Deff à notre industrie pétrolière : au seuil du XXI<sup>e</sup> siècle*, Fondation des communications sur le pétrole, 1993)

## COMPOSÉS ORGANIQUES VOLATILS

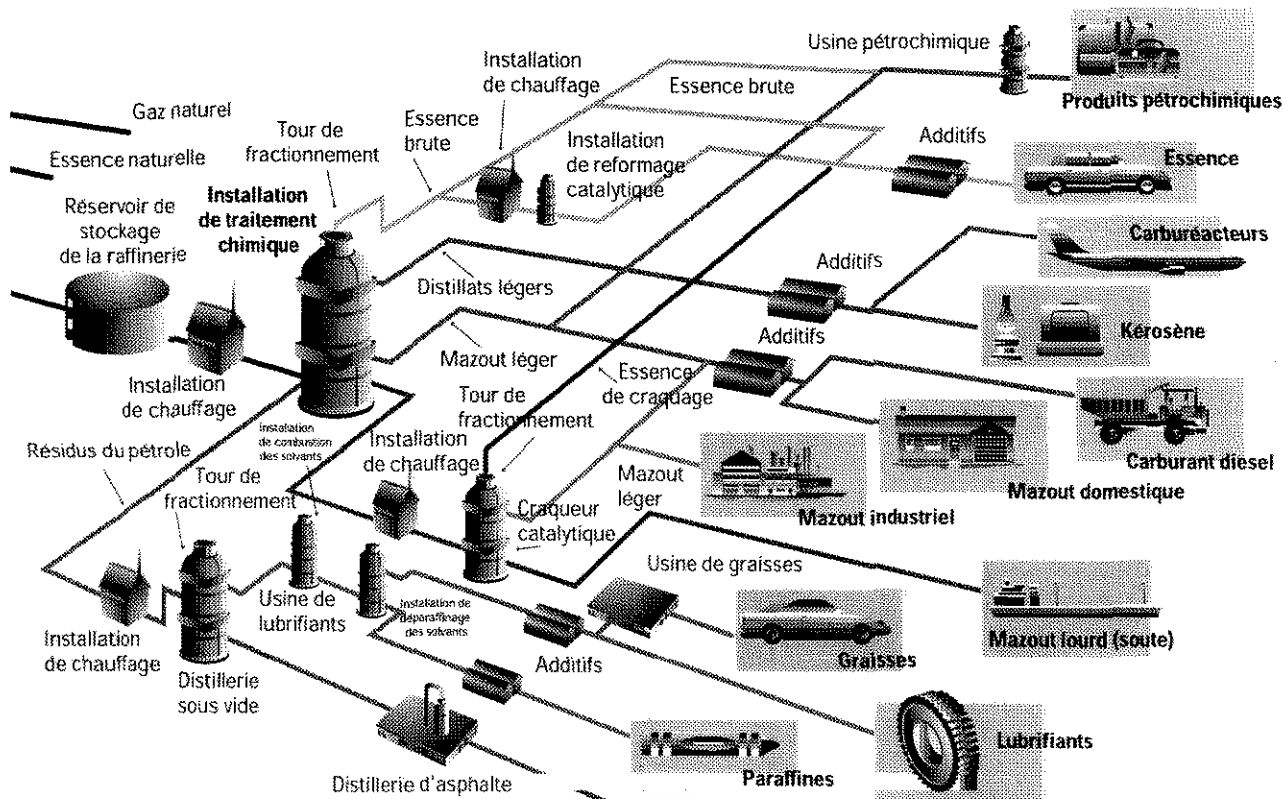
Les composés organiques volatils (COV) réagissent avec les oxydes d'azote en présence du soleil; ils forment alors l'ozone des basses couches de l'atmosphère et contribuent au smog. On a déjà établi que certains COV, dont le benzène, pourraient être des agents cancérigènes. Un certain nombre de COV, dont le toluène, le xylène et le benzène, sont naturellement présents dans le pétrole et sont également produits pendant le raffinage de ce dernier. Les COV sont rejetés dans l'atmosphère pendant le raffinage, le stockage et le transport des produits.

Selon l'ICPP, les améliorations apportées à l'équipement et aux méthodes utilisés dans les raffineries ont permis de réduire considérablement les émissions de COV de 1993 à 1995 – les émissions de toluène ont diminué de 36 p. 100, celles de xylène de 30 p. 100 et celles de benzène de 37 p. 100. De plus, l'équipement de récupération des vapeurs en cours d'installation dans les camions-citernes et les réservoirs de stockage des terminaux, dans les dépôts de stockage et dans les stations-service réduira de beaucoup les rejets de COV.

## REFORMULATION DES PRODUITS

La composition des produits pétroliers peut avoir une incidence majeure sur les émissions de gaz. Par exemple, les raffineries canadiennes ont commencé à réduire la teneur en plomb de l'essence en 1970 et l'ont entièrement éliminée en 1990. Elles ont ainsi contribué à une





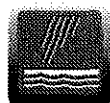
réduction de 82 p. 100 des émissions de plomb au Canada au cours de cette période.

Depuis 1989, les raffineries canadiennes collaborent avec Environnement Canada et les gouvernements provinciaux afin de réduire la volatilité (pression de vapeur) de l'essence en été. De 1989 à 1995, elles ont ainsi provoqué une baisse de 2,6 p. 100 de toutes les émissions d'hydrocarbures issues des véhicules automobiles à l'échelle du pays.

Depuis un certain nombre d'années, l'additif qu'est le méthylcyclopentadiényl manganèse tricarbonyle (MMT) sert à améliorer l'indice d'octane de l'essence au Canada. Les fabricants de véhicules automobiles craignent que le MMT ne nuise à leurs dispositifs antipollution. Le secteur du raffinage conteste cet argument et signale que le MMT réduit les émissions d'oxydes d'azote de 8 p. 100. En juin 1997, le gouvernement fédéral a néanmoins adopté des mesures législatives qui interdisent l'importation et le commerce interprovincial de MMT aux fins d'ajout dans l'essence. L'industrie examine des solutions de rechange.

Depuis 1994, le carburant diesel à faible teneur en soufre a considérablement réduit

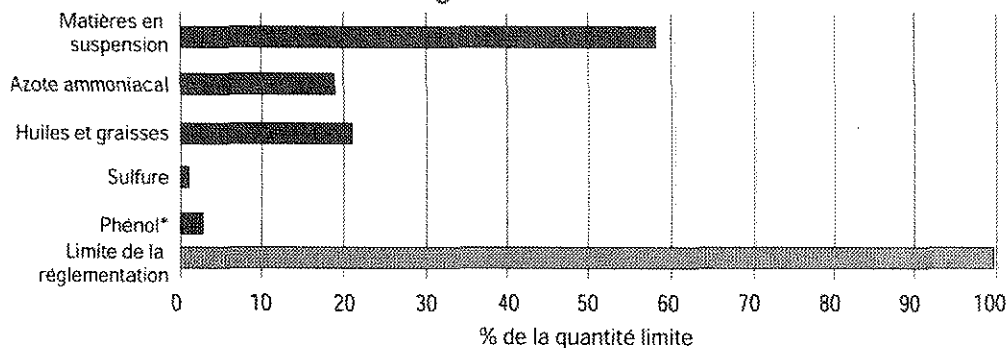
les émissions d'anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>) et de particules fines (poussières et suie). Dans le District régional de Vancouver, par exemple, les émissions de composés sulfurés ont diminué de 9,7 p. 100 et celles de particules fines, de 51 p. 100, à la suite de la mise sur le marché du carburant diesel à faible teneur en soufre.



**EAU**

Les raffineries consomment beaucoup d'eau dans les opérations de chauffage, de refroidissement et de nettoyage. Les mesures de recyclage et de conservation de l'eau ont toutefois permis de diminuer considérablement leur consommation d'eau. On appelle *effluents*

Effluents d'eau des raffineries et limites imposées par la réglementation au Canada



\* Comprend le benzène

(Source : Institut canadien des produits pétroliers, 1995)

les eaux rejetées dans l'environnement. Le traitement des effluents assure que les eaux résiduaires rejetées répondent aux normes de qualité de l'eau adoptées par le gouvernement fédéral. De 1990 à 1995, les raffineries ont diminué de jusqu'à 80 p. 100 leurs rejets de substances réglementées – huiles, graisses, composés sulfurés, ammoniac, phénol et matières en suspension.

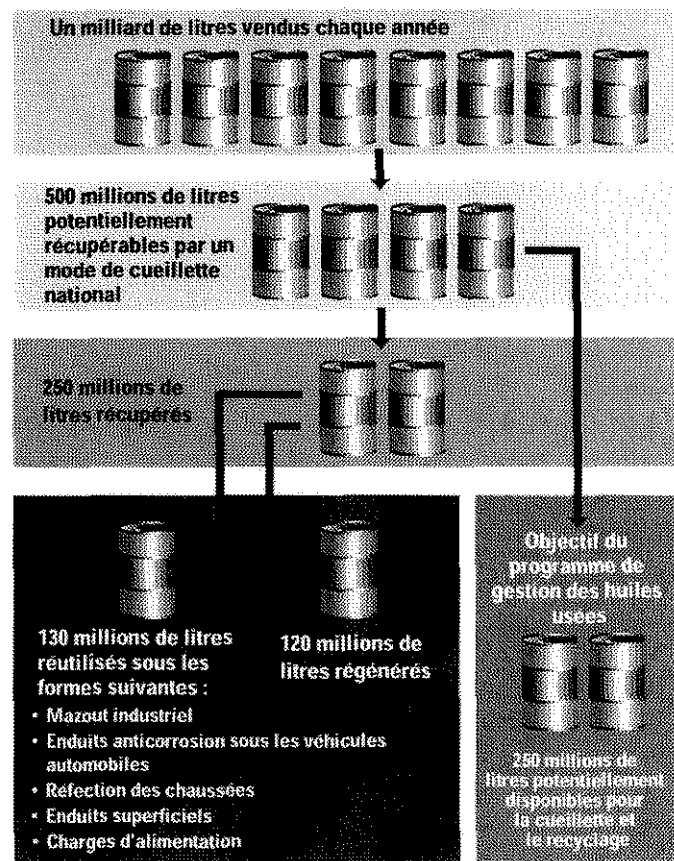
Les sociétés de produits pétroliers fournissent l'équipement de confinement des déversements et offrent la formation connexe afin d'éviter les déversements qui contamineraient les approvisionnements en eau. Sous la supervision des représentants d'organismes gouvernementaux chargés de la protection de l'environnement, les sociétés veillent à prévenir la contamination des ressources en eau quand survient un déversement.

Depuis les années 70, l'industrie améliore les techniques se rapportant aux réservoirs de stockage souterrains utilisés aux points de vente en gros et au détail. Ainsi, la protection cathodique est un système qui réduit la corrosion des ouvrages métalliques souterrains. Parmi les autres innovations, signalons les réservoirs en fibre de verre et les réservoirs d'acier à double paroi. Grâce aux nouveaux appareils de mesure et à l'amélioration de la formation du personnel, on peut maintenant détecter plus tôt les pertes de produits susceptibles d'indiquer une fuite. On recourt également davantage aux réservoirs en surface dotés de socles de béton et de bermes en vue de confiner tout déversement.

## RECYCLAGE DES HUILES USÉES

Les raffineurs et les distributeurs de lubrifiants collaborent avec les gouvernements et les détaillants afin d'améliorer la cueillette et le recyclage des huiles à moteur usées. On estime qu'au Canada, 250 millions de litres d'huiles à moteur usées sont déversés chaque année dans les décharges, les égouts, les allées et les cours – soit plusieurs fois la quantité déversée en mer lors du plus grave accident de superpétrolier. Parmi les options d'élimination, signalons la régénération ou le retraitement des huiles usées, et l'utilisation de ces huiles comme combustible dans les fours à ciment ou dans les chaudières industrielles ou utilitaires dotées de dispositifs antipollution adéquats. Les vendeurs de 95 p. 100 de tous les lubrifiants écoulés au Canada ont approuvé les initiatives de recyclage.

## Qu'advient-il des huiles usées au Canada?



(Source : Institut canadien des produits pétroliers, 1996)

On a proposé deux grands types de programmes relatifs aux huiles usées :

- Le *retour au point de vente au détail* implique que le détaillant fournisse sur place des installations où rapporter les huiles usées ou qu'il conclue une entente avec l'exploitant d'une autre installation des environs. Le détaillant doit mettre en évidence les indications pertinentes et fournir les informations sur place, de même que l'exploitant de l'installation de cueillette doit accepter gratuitement les huiles usées de quiconque en rapporte.
- La *consigne* exige que le vendeur mette en œuvre un programme de cueillette des huiles, contenant et filtres à l'échelle de la province ou qu'il conclue une entente avec un tiers qui s'en chargera. Les sommes prélevées sur les ventes servent à établir les dépôts ainsi qu'à payer les parties qui recueillent et qui traitent les marchandises récupérées. Là encore, le vendeur doit mettre en évidence les indications pertinentes et fournir les informations sur place, de même que l'exploitant de l'installation de cueillette doit accepter gratuitement les huiles usées de quiconque en rapporte.

Les gouvernements de la Colombie-Britannique, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard ont adopté divers modes de retour au point de vente au détail. Le Nouveau-Brunswick et Terre-Neuve envisagent de faire de même. Le régime de consigne est en vigueur depuis peu en

# Documentation : les énergies de remplacement

Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba; le Québec étudie actuellement cette possibilité. L'Ontario compte sur le retour volontaire au point de vente et compte plus de 350 détaillants qui acceptent les huiles usées.



## TERRES

De 1990 à 1996, le nombre de stations-service du Canada a diminué de 25 p. 100, passant d'environ 20 000 à 15 000, et le nombre de raffineries est passé de 26 à 19. Cette tendance vers un plus petit nombre d'installations plus efficaces s'est amorcée dans les années 70.

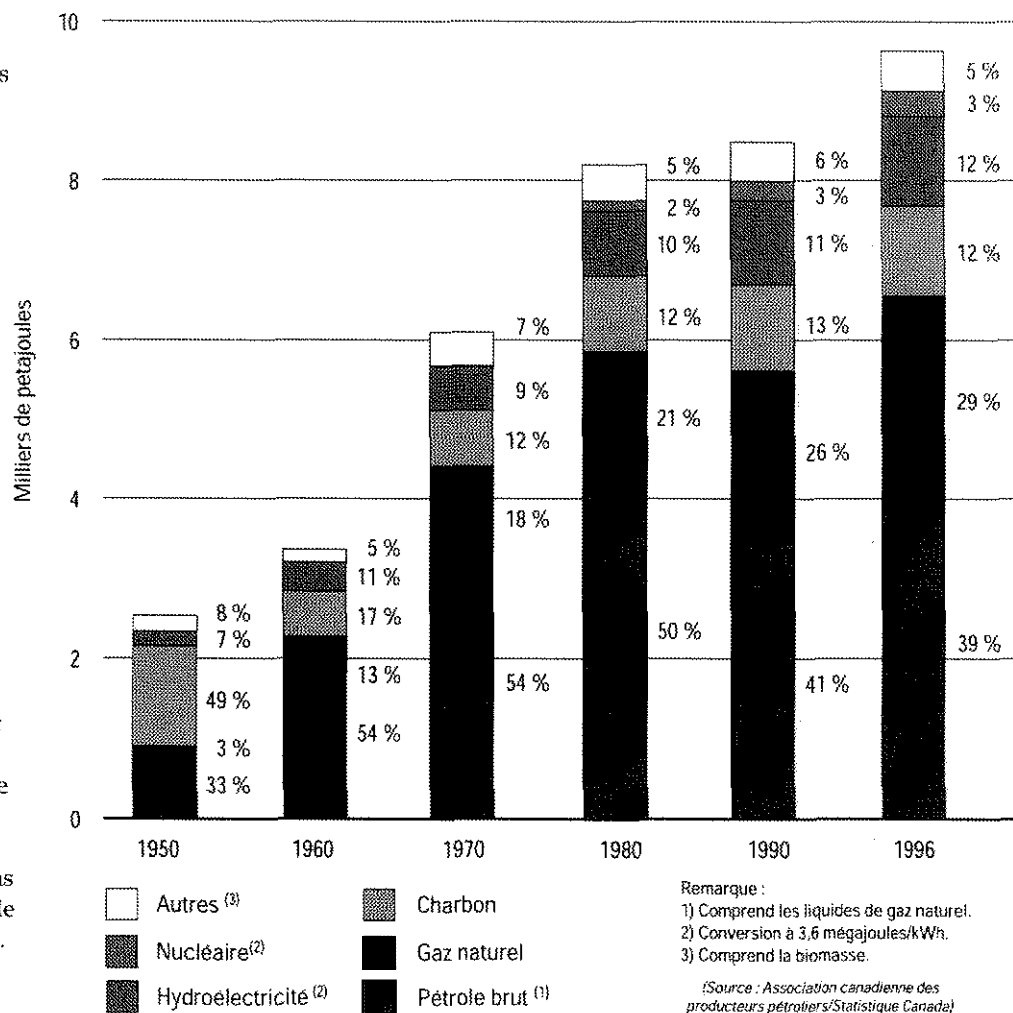
À la fermeture d'installations, on effectue des tests sur le site afin de relever toute contamination du sol ou des eaux souterraines. La procédure de nettoyage d'un site contaminé est semblable à celle pratiquée dans le secteur amont de l'industrie pétrolière. Le nettoyage se poursuit jusqu'à ce que le site réponde aux normes établies pour l'utilisation à des fins commerciales, industrielles, résidentielles ou récréatives. Un ancien site de raffinerie de l'Alberta est maintenant transformé en réserve naturelle.

Les nouvelles techniques d'installation et de réparation des canalisations principales de gaz naturel réduisent considérablement la fréquence des perturbations des terres par les sociétés de distribution de gaz naturel.

**S**elon le rapport de la Commission Brundtland, l'énergie est essentielle à la survie de tous les jours. Le développement futur dépend cruellement de la disponibilité à long terme de ressources en quantité croissante puisées à des sources fiables, sûres et respectueuses de l'environnement. Pour l'instant, aucune source ne répond à ce besoin.

Énergie de remplacement est un terme général qui regroupe pratiquement toutes les formes d'énergie qui peuvent en remplacer une autre. Ainsi, le gaz naturel peut être une énergie de remplacement du charbon ou du pétrole brut; l'énergie nucléaire peut être une énergie de remplacement de l'hydroélectricité ou des centrales thermiques alimentées au charbon ou au pétrole brut.

Sources de consommation d'énergie primaire au Canada



Nombre d'énergies de remplacement ont vu le jour depuis les années 70, car la part du pétrole dans la demande d'énergie primaire au Canada a diminué pour passer d'à peu près 55 p. 100 à environ 39 p. 100.

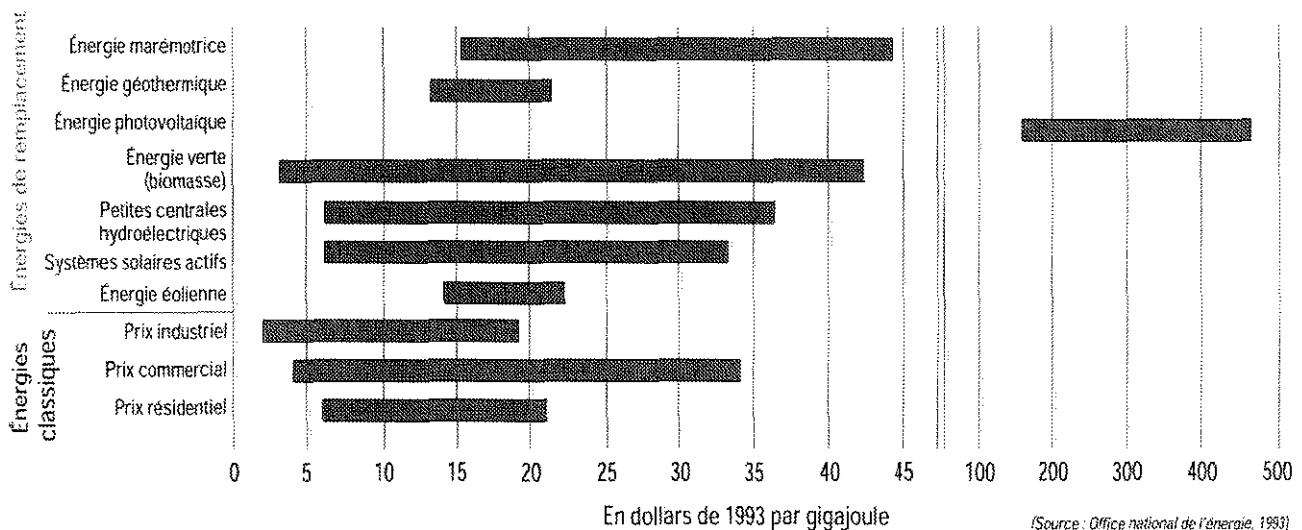
*Énergie renouvelable* est un terme qui désigne les sources d'énergie, comme le vent, le bois, l'hydroélectricité, l'énergie photovoltaïque et l'énergie marémotrice, qui se renouvellent continuellement sous l'effet du soleil, de la gravité et de la rotation de la Terre. L'hydroélectricité satisfait à plus d'un tiers l'ensemble des besoins en électricité du Canada. Les déchets de bois de l'industrie des produits forestiers – utilisés pour le séchage artificiel du bois, la fabrication des pâtes et papiers, et la production d'électricité – répond à environ un sixième des besoins en énergie des industries du Canada.

Les énergies éolienne, solaire et marémotrice pourraient devenir plus rentables au fur et à mesure des perfectionnements technologiques. L'inconvénient de ces sources d'énergie renouvelables réside en ce qu'elles sont généralement plus coûteuses et ne produisent pas nécessairement l'énergie là où on en a besoin, quand on en a besoin. C'est donc dire qu'il faut les combiner à des réseaux de transport ou à d'autres sources d'énergie – thermique, nucléaire ou hydroélectrique – ou doter les systèmes générateurs d'un organe de stockage.

L'hydrogène semble constituer une énergie de remplacement idéale, car sa combustion entière ne produit que de la vapeur d'eau. Les minuscules molécules d'hydrogène ont toutefois tendance à migrer dans le métal et le plastique, ce qui complique le stockage et le transport. Au Canada, on produit le plus gros de l'hydrogène utilisé en dépouillant le gaz naturel de son carbone. Il faudrait beaucoup d'électricité bon marché pour produire l'hydrogène de manière rentable par électrolyse de l'eau.

Les produits de pétrole brut dominent dans le secteur des transports, car ils sont concentrés, pratiques, portatifs et abordables. Le gaz naturel et le propane servent d'énergies de remplacement des produits pétroliers dans certains parcs de véhicules urbains. À la fin de 1995, environ 38 200 des 17 millions de véhicules automobiles du Canada avaient été convertis pour rouler au gaz naturel, et environ 200 000 véhicules fonctionnaient au propane. Les inconvénients de ces énergies de remplacement consistent en la faible autonomie des véhicules et en l'espace nécessaire pour les réservoirs. Pareillement, les véhicules électriques présentent une faible autonomie, et la batterie d'accumulateurs prend beaucoup d'espace et pèse lourd. Les incidences des véhicules électriques sont fonction du moyen de production de l'électricité.

Fourchette des coûts des énergies classiques et de remplacement au Canada



(Source : Office national de l'énergie, 1993)

# Utilisation finale

**D**epuis les années 70, les consommateurs et les industries du Canada ont fait des progrès remarquables en matière d'amélioration du rendement énergétique. Un meilleur rendement énergétique est synonyme de réduction des déchets et, par conséquent, d'incidences moindres sur l'environnement.

Aujourd'hui, l'automobile moyenne consomme 40 p. 100 moins d'essence par kilomètre que le véhicule type d'il y a 20 ans. Les changements apportés aux modèles de moteur, aux dispositifs antipollution et à la formulation de l'essence ont réduit encore davantage les incidences sur l'environnement. Par exemple, les émissions d'hydrocarbures contribuent beaucoup au smog. Or, bien que le nombre de kilomètres-véhicules parcourus au Canada ait augmenté de 40 p. 100 de 1980 à 1989, la quantité d'hydrocarbures rejetés a diminué de 30 p. 100. Au cours de cette période, on a presque éliminé les émissions de plomb et on a réduit considérablement les émissions de monoxyde de carbone.

Les fabricants de véhicules automobiles mènent des travaux de recherche et de développement afin de créer de nouveaux véhicules qui offrent le même degré de sécurité et de confort ainsi que la même capacité que les

véhicules actuels tout en consommant seulement le tiers d'essence. Au Canada, l'aménagement urbain, la géographie et le dispersement de la population compliquent la prestation de services de transport publics efficaces et rentables dans de nombreuses régions du pays. C'est donc dire que les véhicules automobiles demeureront vraisemblablement un élément dominant des modes de locomotion.

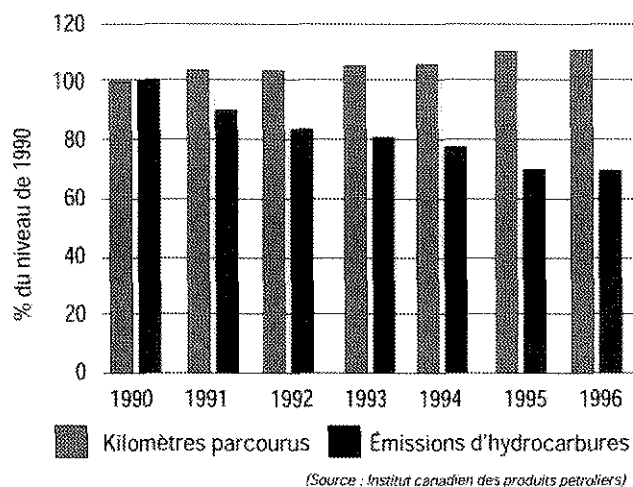
D'autres usages du pétrole et du gaz naturel présentent néanmoins d'importants gains sur le plan du rendement énergétique. Ainsi, la chaudière résidentielle type des années 70 utilisait environ 65 p. 100 du pouvoir calorifique du gaz naturel alors que la chaudière moderne en utilise jusqu'à 95 p. 100.

Selon une analyse de l'Association Canadienne du Gaz, on estime que 68 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre issus du gaz naturel au Canada en 1995 ont été produites au point d'utilisation finale, tandis que

22 p. 100 sont survenues en cours de production et de traitement, et 10 p. 100, en cours de transport, de stockage et de distribution. Cette information est toutefois légèrement trompeuse, car plus de la moitié de la production de gaz naturel du Canada est exportée aux

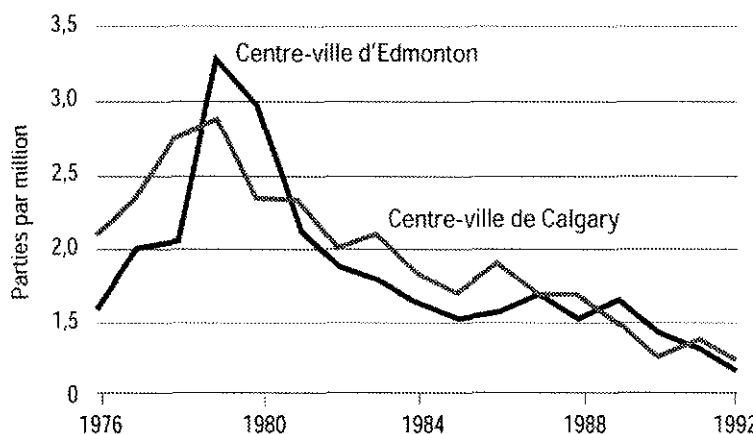
États-Unis. En règle générale, environ 80 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre découlant du gaz naturel surviennent donc au «bec de brûleur» de l'utilisateur final.

Émissions d'hydrocarbures par les véhicules automobiles au Canada



(Source : Institut canadien des produits pétroliers)

Concentration de monoxyde de carbone dans les villes



(Source : Institut canadien des produits pétroliers)

## Défis et occasions

**S**ur les terres ou au large, depuis le plus simple puits de gaz jusqu'à la très complexe raffinerie de pétrole, l'industrie pétrolière et gazière du Canada est le fruit de la science et de la technologie. Tout comme elle a recouru à la science et à la technologie pour surmonter de gros obstacles économiques, géologiques et géographiques, l'industrie applique aujourd'hui ces outils afin de relever les défis soulevés par l'environnement. La réglementation réelle de l'industrie doit également se fonder sur une solide assise scientifique et technologique ainsi que sur les principes du développement durable.

La réglementation vise à prévoir les incidences mais, dans certains cas, il y a décalage entre le discernement du problème et la mise au point de nouvelles solutions. Les grandes entreprises et les associations industrielles parviennent à relever les défis posés par les travaux intensifs de recherche scientifique et le développement de nouvelles technologies – mais cela prend du temps. Le tableau qui suit résume les défis technologiques et les occasions qui se présentent à l'industrie dans chacun de ses secteurs d'activité.

ACTIVITÉ	DÉFI	OCCASION
<b>AMONT</b>		
Levés sismiques	Perturbation des écosystèmes par les voies défrichées qui permettent l'accès à d'autres utilisateurs	Équipement sismique portable par hélicoptère, méthodes «écologiques», défrichage de bandes étroites
	Forages	Moteurs à meilleur rendement énergétique, trépons plus durables permettant de raccourcir les travaux de forage, torchage réduit pendant les mises à l'essai
Production	Fluides toxiques	Boues en «circuit fermé», développement et utilisation de fluides moins toxiques, amélioration du confinement et de l'élimination des liquides
	Utilisation des terres pour les puits	Plusieurs puits à partir d'un même socle, forages en déviation
	Perturbation de la flore et de la faune	Désignation de zones protégées, recherches sur les répercussions écologiques, utilisation de chemins d'hiver, contrôle des entrées, nouvelles technologies de restauration
	Odeurs et émissions	Torchage réduit, amélioration du confinement des liquides
Traitement	Déversements et fuites	Équipement de détection des fuites, remplacement de sections de pipeline ou de leur revêtement intérieur, formation, inspections, plans d'urgence
	Contamination du sol et des eaux souterraines	Contrôle et restauration des sites
	Émissions d'anhydride sulfureux	Récupération accrue du soufre
	Émissions de gaz à effet de serre	Meilleur rendement énergétique, confinement du méthane
TRANSPORT	Composés organiques volatils	Torchage réduit, amélioration du confinement des liquides
	Consommation d'eau	Recyclage de l'eau en cours d'opération
Pipelines de liquides	Consommation d'électricité (émissions indirectes)	Ajout d'agents de réduction des traînées, utilisation de pompes et de moteurs à meilleur rendement énergétique
Pipelines de gaz	Déversements et fuites	Équipement de détection des fuites, inspections et contrôles, coopératives de confinement et de nettoyage, plans d'urgence
	Bioxyde de carbone	Moteurs et compresseurs à meilleur rendement énergétique
	Méthane	Réduction des émissions de gaz dans l'atmosphère au cours du transport et de l'entretien
Pétroliers	Oxydes d'azote	Moteurs de compresseurs à faible taux d'émissions de NOx
	Déversements	Formation en sécurité, amélioration des techniques de navigation, vaisseaux à double coque
<b>AVAL</b>		
Raffinage et distribution	Composés organiques volatils	Reformulation des produits, récupération de la vapeur
Stations-service	Émissions de gaz à effet de serre	Meilleur rendement énergétique, amélioration du confinement du méthane
	Consommation d'eau et effluents	Recyclage et traitement des effluents
	Composés organiques volatils	Récupération de la vapeur
Distribution locale de gaz	Fuite aux réservoirs de stockage	Protection cathodique, amélioration des réservoirs, formation du personnel, équipement de détection des fuites
	Sites contaminés	Nettoyage et restauration
	Méthane	Inspections et entretien

## Sources d'information supplémentaire

*Annual Report 1996*, Clean Air Strategic Alliance, Edmonton.

*Annual Report to Parliament*, Bureau de la sécurité des transports du Canada, Ottawa, 1996.

*BP Statistical Review of World Energy 1997*, British Petroleum PLC, London, Angleterre.

*Canada's Upstream Petroleum Industry: 1997 Perspective*, Association canadienne des producteurs pétroliers, juin 1997.

*Canadian Association of Petroleum Producers 1996 Action Plan: Climate Change Voluntary Challenge*, CAPP, Calgary, 26 septembre 1996.

*Canadian Energy Supply and Demand 1993-2010*, Office national de l'énergie, Calgary, juillet 1994.

*Caroline Livestock Study Monitoring Results 1991-1996*, Cheryl Walder, D.V.M., 21 mars 1997, Shell Canada, Calgary.

*Cattle and the Oil and Gas Industry in Alberta: A Literature Review with Recommendations for Environmental Management*, Alberta Environment Centre, Alberta Cattle Commission, 1996.

*Corporate Action on Climate Change: An Independent Review*, Pembina Institute for Appropriate Development, Drayton Valley, Alberta, avril 1997.

*Défi à notre industrie pétrolière : au seuil du XXI<sup>e</sup> siècle*, Fondation des communications sur le pétrole, Calgary, 1993.

*Energy Efficiency Strategy for Road Transportation in Canada*, Association canadienne des automobilistes, Ottawa, 1993.

*Environment, Health and Safety Report 1996*, Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée, Calgary.

*Environmental Indicators for Canada and the United States*, Fraser Forum, The Fraser Institute, Vancouver, 1997.

*Field Surveillance 1996*, Alberta Energy and Utilities Board, Calgary.

*The Impact of Carbon Emissions Reduction Measures on the Canadian Oil and Gas Industry*, DRI/McGraw-Hill Global Energy Consulting, Lexington, Massachusetts, juillet 1996.

*Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta*, Alberta Geological Survey, Alberta Research Council; Environnement Canada; Alberta Energy and Utilities Board; Association canadienne des producteurs pétroliers, 1996.

*L'énergie au Canada : offre et demande, 1993-2010*, Office national de l'énergie, Calgary, juillet 1994.

*Literature Review and Discussion of the Toxicological Hazards of Oilfield Pollutants in Cattle*, Alberta Department of Agriculture, Food and Rural Development; Alberta Research Council, 1997.

*Our Commitment: 1996 Action Plan Update for the Voluntary Climate Change Challenge*, TransCanada PipeLines Limited, Calgary.

*Perspectives énergétiques du Canada, 1996-2020*, Ressources naturelles Canada, Ottawa 1997.

*Protection de l'environnement*, Bulletin d'information IX, Office national de l'énergie, Calgary, août 1996.

*Putting the Environment First: The BC Gas SONG Project*, présentation pour le 1995 Canadian Gas Association Environmental Award, Toronto.

*Rapport annuel 1995-1996 de l'IIDD, Promouvoir le développement durable auprès des décideurs*, Institut international de développement durable, Winnipeg.

*Rapport annuel 1996*, Office national de l'énergie, Calgary.

*Report to the Voluntary Climate Change Challenge: Update 1996*, Association canadienne des ressources énergétiques, Calgary.

*Responsible Fuels Formulation in Canada for the 1990s*, diaporama, Institut canadien des produits pétroliers, Ottawa, 1995.

*Rétrospective annuelle 1996*, Institut canadien des produits pétroliers, Ottawa.

*Sulphur Dioxide Management in Alberta*, Clean Air Strategic Alliance, Edmonton, 1997.

*Symposium on the Science of Climate Change for Decision Makers*, résumé d'une séance tenue à Calgary, le 29 septembre 1995, publié par le Canadian Energy Research Institute et la Clean Air Strategic Alliance, Edmonton, janvier 1996.

*Weyburn CO<sub>2</sub> Miscible Flood Project*, diaporama et communiqués de presse, PanCanadian Petroleum Ltd., Calgary, 26 juin 1997.

*1994-95 en revue : nouveaux développements en matière de science du changement climatique*, Bulletin Le CO<sub>2</sub>/climat, printemps 1997, Environnement Canada, Ottawa.



## Comité de rédaction et conseillers techniques

### SITE WEB

Le site Web de la Fondation des communications sur le pétrole (<http://www.pcf.ab.ca>) fournit de l'information à jour sur l'industrie pétrolière canadienne, ainsi que des liens vers d'autres sites d'information portant sur les divers aspects de l'industrie pétrolière et gazière liés à l'environnement. Parmi ces sites accessibles par celui de la Fondation des communications sur le pétrole, mentionnons ceux des organisations suivantes :

- Alberta Energy and Utilities Board (en anglais)
- Association canadienne des producteurs pétroliers (en anglais)
- Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques (en anglais)
- Clean Air Strategic Alliance (en anglais)
- Association canadienne de l'autobus
- Environnement Canada
- Office national de l'énergie
- Ressources naturelles Canada

### FICHES DOCUMENTAIRES

On trouvera un complément d'information sur les aspects de l'industrie pétrolière et gazière liés à l'environnement dans d'autres fiches documentaires de la Fondation des communications sur le pétrole :

- Crude Oil
- L'essence
- Natural Gas
- Pipelines
- Sour Gas
- Technology for Exploration and Production

### COMITÉ DE RÉDACTION

Rick Harrop, *Talara Resources*  
 Brendan Hawley et Judy Wish, *Institut canadien des produits pétroliers*  
 Irene Herremans, *University of Calgary*  
 Dan Kane et George Collin, *Amoco Canada*  
 Bill Loughran, *Technologic Research and Communications*  
 Bob Lyman, *Ressources naturelles Canada*  
 Frank Mink, *Alberta Energy and Utilities Board*  
 Bob Page, *TransAlta Utilities*  
 Tony Pargeter, *Pétro-Canada*  
 Bonnie Stowkowy, *Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques*  
 Gary Webster, *Association canadienne des producteurs pétroliers*  
 Malcolm Wilson, *Saskatchewan Energy and Mines*

### CONSEILLERS TECHNIQUES

David Bromley, *Bromley-Marr Ecos Inc.*  
 Doug Bruchet, *Canadian Energy Research Institute*  
 Shannon Flint, *Alberta Energy*  
 Glenn Guenther, *Alberta Environmental Protection*  
 Bill Harlan, *Westcoast Energy*  
 Don Herring, *Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors*  
 Laura Jones, *Fraser Institute*  
 Mike Kelly, *Clean Air Strategic Alliance*  
 Jennifer Keyes, *Association Canadienne du Gaz*  
 Linton Kulak, *Shell Canada*  
 D'Arcy Levesque, *Syncrude Canada*  
 Doug Massing, *Petroleum Services Association of Canada*  
 Richard O'Farrell, *Compagnie pétrolière impériale Ltée*  
 Janet Rowley, *Shell Canada*  
 Ken Sato, *Office national de l'énergie*  
 Jocelyn Souliere, *Saskatchewan Environment and Resource Management*

## Fondation des communications sur le pétrole

Organisme sans but lucratif créé en 1975,  
la Fondation des communications sur le pétrole  
a pour mandat de faire connaître l'industrie  
pétrolière canadienne au grand public.

Pour de plus amples renseignements,  
veuillez vous adresser à la Fondation :  
Suite 214, 311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 3H2

*Téléphone* : (403) 264-6064

*Télécopieur* : (403) 237-6286

*Courrier électronique* : [pcomm@pcf.ab.ca](mailto:pcomm@pcf.ab.ca)

*Site Web* : <http://www.pcf.ab.ca>

This publication is also available in English.

© NOVEMBRE 1997.

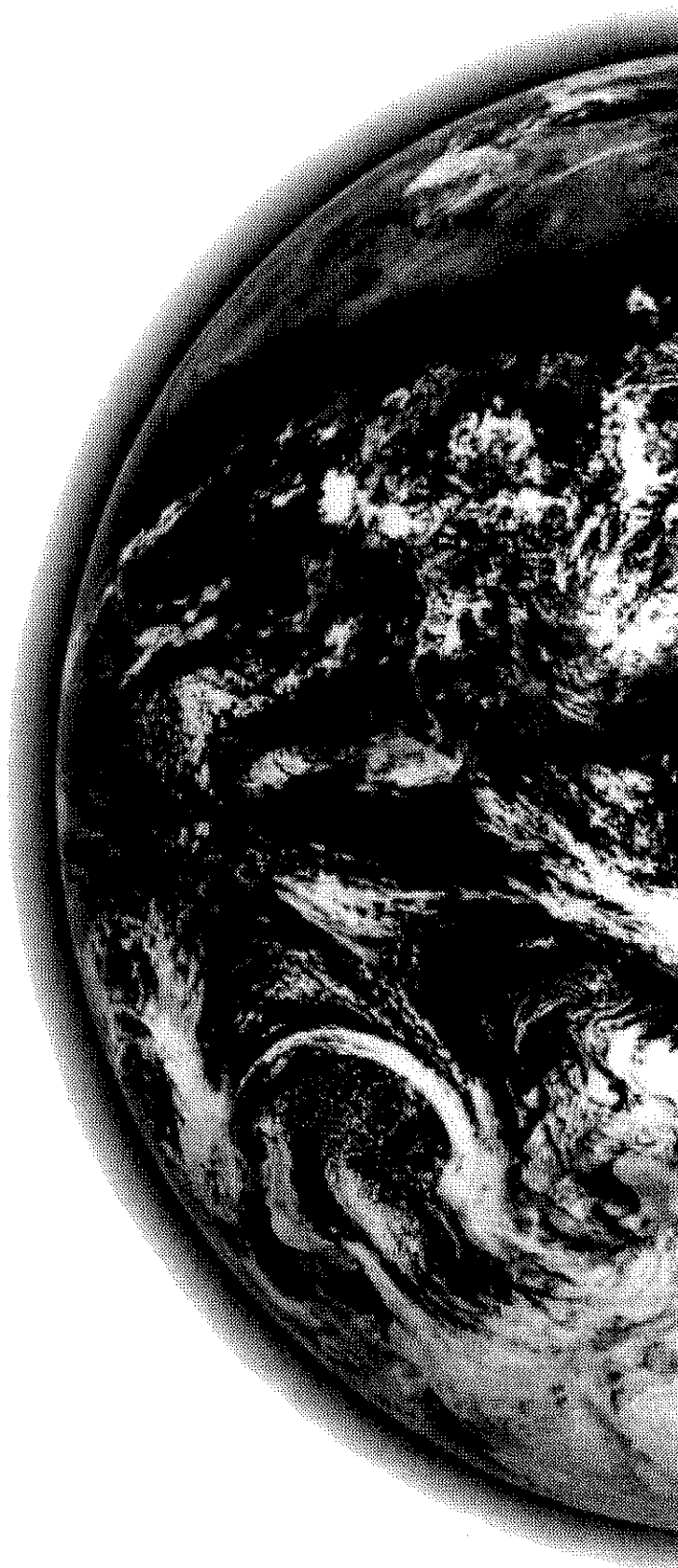
Le présent document a été préparé par Robert Bott, rédacteur à  
Calgary. Conception et production par Mauritz Flinkfelt.  
Traduction par Yvan Séguin, à Montréal.

Les lecteurs sont libres de faire des photocopies de la  
présente publication et de se servir de l'information qu'elle  
renferme à des fins non commerciales, pour autant que la  
Fondation soit citée en référence.

*La Fondation des communications sur le pétrole  
désire souligner l'aide financière de Ressources  
naturelles Canada pour la production de cette  
publication.*



Imprimé au Canada  
sur du papier recyclé



## ANNEXE 3

### Le torchage dans l'industrie du pétrole

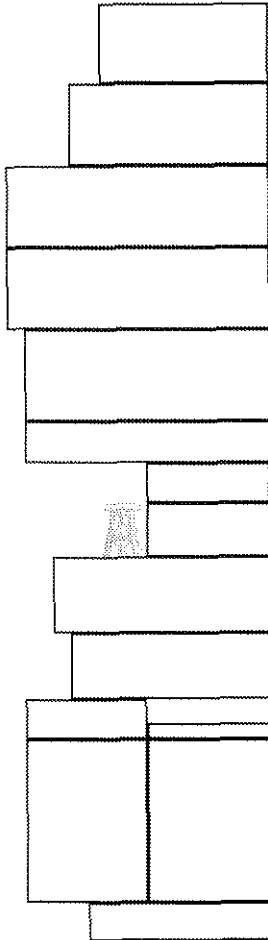


Environnement  
Canada

Environment  
Canada

Canada

English



## Torchage

Huile et Gaz

[Information générale](#) | [L'initiative de recherche sur le torchage](#) | [sommaire du rapport de L'université de l'Alberta](#) | [Liens](#)

### Information générale

#### Le torchage dans l'industrie du Pétrole

Qu'est-ce que le torchage?

Quels sont les gaz évacués?

Où utilise-t-on le torchage dans l'industrie du pétrole?

Qu'est-ce que le torchage du "gaz dissous"?

Quel est le volume du gaz éliminé par torchage?

#### Efficacité du torchage

Quelle est l'efficacité d'une torche à gaz?

Quels sont les facteurs qui influent sur l'efficacité des torches à gaz?

#### Problèmes liés au torchage

Quels sont les produits du torchage?

Quels sont les problèmes liés au torchage?

Quel est l'impact mondial du torchage des gaz résiduels?

#### Solutions pour remplacer le torchage

Pourquoi n'élimine-t-on pas le gaz résiduel par incinération plutôt que par torchage?

Quelles sont les solutions de remplacement?

#### Recherches sur le torchage

Quelles sont les recherches qui ont porté sur le torchage dans l'industrie du pétrole?

Que fait le gouvernement fédéral en réponse au problème du torchage?

Pourquoi Environnement Canada entend-il jouer le rôle de chef de file pour la recherche sur le torchage?

## *Le torchage dans l'industrie du Pétrole*

Qu'est-ce que le torchage?

Le torchage est une méthode sécuritaire et fiable d'élimination des gaz résiduels, qui consiste à les brûler à l'air libre. Dans l'industrie du pétrole, on utilise le torchage pendant les essais et l'exploitation des puits. C'est la méthode habituellement utilisée pour l'élimination des gaz inflammables inutilisables, ou dont la récupération est peu rentable. On peut aussi utiliser le torchage pour dépressuriser le matériel de traitement des gaz pendant les activités ordinaires d'entretien, ainsi qu'en cas d'urgence.

Quels sont les gaz évacués?

L'évacuation est le rejet de gaz directement dans l'atmosphère, soit de façon intentionnelle, pour éliminer les gaz résiduels non souhaitables, soit de façon involontaire, à cause de fuites et de défaillances de l'équipement. L'évacuation peut être imputable :

- aux installations de production et de transport de pétrole et de gaz naturel;
- aux installations de forage et d'entretien des puits de pétrole et de gaz;
- aux installations de production de bitume brut;
- à des défaillances d'équipements;
- à des fuites de joints ou d'équipements (au niveau des valves de purge ou des moteurs à gaz des équipements pneumatiques);
- aux tubages des événements en surface, ainsi qu'aux rejets ou à la migration de gaz.

Où utilise-t-on le torchage dans l'industrie du pétrole?

L'industrie du pétrole utilise le torchage au cours de diverses opérations. Dans le secteur amont de l'industrie du pétrole, on l'utilise pour brûler les gaz résiduels dans les usines à gaz, les batteries de réservoirs de gaz naturel et les stations de pipelines, ainsi que pendant les essais de puits.

Les usines à gaz produisent le gaz naturel commercial en éliminant l'eau, le sable, le sulfure d'hydrogène, le gaz carbonique et les composés liquides du gaz naturel brut sortant de la tête de puits. Dans ces installations, on brûle par torchage les gaz résiduels, notamment les gaz riches en sulfure d'hydrogène, ainsi que les gaz bruts en cas d'urgence.

On recueille et traite les gaz d'un ou de plusieurs puits dans des batteries de réservoirs de gaz naturel. Il arrive aussi qu'on pratique le torchage dans ces installations et dans les stations de pipelines en cas d'urgence, lors de dérangements ou de défaillances des équipements, ainsi que pendant les opérations d'entretien. Les torches sont situées près des puits, des installations de déshydratation, des compresseurs et des pipelines collecteurs.

On effectue des essais de puits afin de déterminer la valeur économique, la pression, l'écoulement et la composition des produits pétroliers dans un réservoir. Le gaz résiduel produit au cours des essais de puits est éliminé par des torches, sauf pour les essais en ligne car, dans ce cas, les gaz à tester sont envoyés à l'usine à gaz par les pipelines voisins. En moyenne, les torches utilisées pour les essais de puits brûlent pendant 2,5 jours.

Qu'est-ce que le torchage du "gaz dissous"?

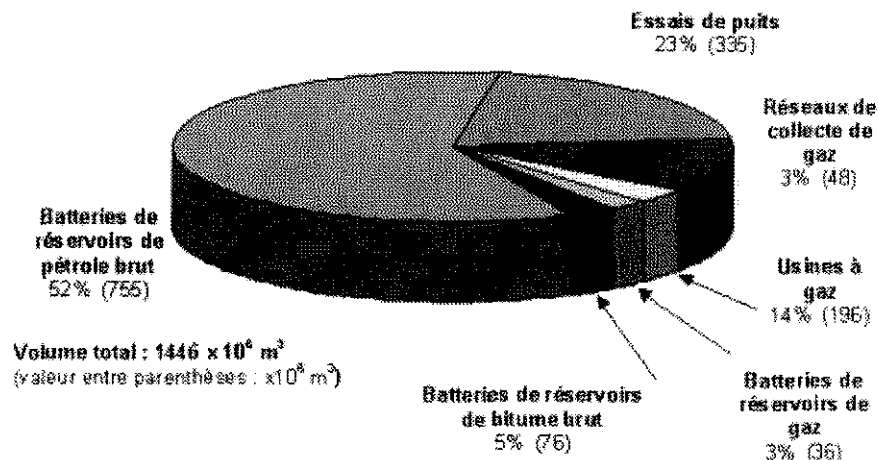
Le gaz dissous est du gaz naturel en solution qui était dissous dans le pétrole brut à l'intérieur de réservoirs souterrains. Lorsqu'il atteint la surface au cours des opérations d'extraction, sa pression chute, ce qui le fait se séparer du pétrole brut. Si possible, on récupère ce gaz et on l'envoie à une usine à gaz pour le transformer en produit commercial. Sinon, on l'élimine par torchage à l'emplacement de la batterie.

Quel est le volume du gaz éliminé par torchage?

Au Canada, la plus grande partie du torchage se fait en Alberta. Pour le secteur amont de l'industrie du pétrole en 2000, l'Alberta Energy and Utility Board <[www.eub.gov.ab.ca](http://www.eub.gov.ab.ca)> indique que l'ensemble des installations du secteur aval a brûlé par torchage environ 1,4 milliard de mètres cubes de gaz à plus de 5 200 sites.

Le tableau ci-dessous montre la répartition volumique du gaz éliminé par torchage en 1999 par des installations du secteur amont de l'industrie du pétrole.

**Répartition volumique du gaz éliminé par torchage dans les installations du secteur amont de l'industrie pétrolière**



## *Efficacité du torchage*

Quelle est l'efficacité d'une torche à gaz?

L'efficacité d'une torche est une mesure de son rendement pour la conversion du carbone d'un combustible en CO<sub>2</sub>. Des études antérieures ont indiqué que les valeurs d'efficacité des torches présentent de fortes variations, de l'ordre de 62 à 99 % (pour plus d'informations, voir Recherches sur le torchage <signet>). Selon des études récentes de l'Université de l'Alberta <[www.mece.ualberta.ca/groups/combustion/flare/](http://www.mece.ualberta.ca/groups/combustion/flare/)>, l'efficacité moyenne annuelle de la combustion des torches à gaz en Alberta pourrait dépasser 95 % si l'on respectait certaines conditions de conception et d'exploitation.

Quels sont les facteurs qui influent sur l'efficacité des torches à gaz?

Les torches à gaz fonctionnent dans des conditions non contrôlées. Les becs des torches peuvent être exposés au vent, à l'humidité, ainsi qu'à des variations de température qui réduisent leur efficacité et augmentent la variabilité des conditions. Il y a d'autres facteurs qui peuvent nuire à l'efficacité des torches à gaz, notamment la composition de l'écoulement de gaz résiduels alimentant la torche, qui varie d'un site à l'autre, ainsi que des pratiques de torchage inappropriées, qui sont à l'origine de conditions de combustion instables.

## *Problèmes liés au torchage*

Quels sont les produits du torchage?

En théorie, la combustion complète d'hydrocarbures purs ne produit que de l'eau et du gaz carbonique. Toutefois, les modèles de torches peu efficaces ne brûlent pas tout le gaz et ils rejettent, avec le gaz carbonique, des hydrocarbures non brûlés et du monoxyde de carbone. De plus, si le gaz résiduel qui pénètre dans la torche contient des impuretés et/ou des gouttelettes de liquides, il peut y avoir des rejets de beaucoup d'autres sous-produits, notamment :

- des particules;
- des composés organiques volatils (COV) comme le benzène, le toluène et le xylène;
- des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP); et
- de petites quantités de composés sulfurés comme le disulfure de carbone (CS<sub>2</sub>) et le sulfure de carbonyle (COS).

Quels sont les problèmes liés au torchage?

Le torchage, qui inquiète le public, est devenu une priorité du gouvernement à cause de ses risques possibles pour la santé et de problèmes environnementaux connexes, et parce qu'il s'agit d'un cas de gaspillage d'une ressource non renouvelable. De plus, le bruit, les odeurs et la fumée des activités de torchage peuvent nuire à la qualité de vie des populations du voisinage, surtout pour les activités d'extérieur.

Le torchage est un problème environnemental qui influe sur le réchauffement planétaire et sur le dépôt acide. En effet, les émissions de gaz carbonique et de gaz naturel non brûlé des torches contribuent aux gaz à effet de serre et au réchauffement planétaire.

Le problème de dépôt acide est dû à la combinaison de l'eau de l'atmosphère avec les oxydes d'azote et de soufre rejetés par le torchage. Ce phénomène forme des acides qui sont ensuite déposés, directement ou par les précipitations, aussi bien dans le voisinage des installations de torchage qu'à des centaines, voire à des milliers de kilomètres. Le dépôt acide peut causer l'acidification des lacs et des cours d'eau, et nuire à l'environnement. Quel est l'effet de l'efficacité d'une torche sur ses émissions de gaz à effet de serre? On estime à 1,4 milliard de mètres cubes par an la quantité de gaz résiduels non rentables qui est éliminée par torchage en Alberta, ce qui correspond à plus de 5 200 torches brûlant un volume unitaire moyen de 340 000 mètres cubes par année.

D'après ces valeurs, on a déterminé que, pour chaque point de pourcentage d'amélioration de l'efficacité générale du torchage, il est possible d'éliminer des émissions équivalentes à 2,2 mégatonnes de gaz carbonique par an en Alberta.

Quel est l'impact mondial du torchage des gaz résiduels?

Selon le Bureau d'information sur les changements climatiques (BICC) du Programme de l'environnement des Nations Unies (PNUE), les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dues au torchage ont atteint un maximum vers le milieu des années 70, et on note un déclin depuis cette époque. À cause de l'amélioration des technologies de conversion des gaz résiduels en gaz combustibles, ainsi que de la hausse des prix et de la demande, on recueille de plus en plus de types de gaz qui étaient éliminés par torchage il y a quelques années. On estime que les émissions mondiales de gaz carbonique dues au torchage atteignaient 202 millions de tonnes en 1989, soit environ 0,8 percent des émissions anthropiques (d'origine artificielle) de gaz carbonique. La plus grande partie des émissions dues au torchage proviennent de pays producteurs de pétrole de l'Arctique et de l'Asie, ainsi que de l'ex-URSS.

### *Solutions pour remplacer le torchage*

Pourquoi n'élimine-t-on pas le gaz résiduel par incinération plutôt que par torchage?

La combustion des incinérateurs qui fonctionnent de façon adéquate est habituellement plus efficace que celle des torches, parce qu'elle a lieu dans une enceinte fermée, protégée du vent et des intempéries, qui assure un plein contrôle sur le rapport air - combustible requis pour une combustion complète. Malgré l'efficacité des incinérateurs, parce qu'ils incinérateurs sont coûteux, ont besoin de plus d'entretien et de surveillance et sont difficiles à installer et à exploiter dans les régions éloignées, on les trouve surtout dans les usines de désulfuration du gaz, plutôt que dans les installations ordinaires de torchage des gaz résiduels.

Quelles sont les solutions de remplacement?

Comme on l'a indiqué ci-dessus, l'incinération, malgré son coût plus élevé et sa plus grande complexité, est en principe la méthode d'élimination des gaz résiduels la plus efficace. On étudie actuellement des façons de rendre les incinérateurs plus facilement adaptables et transportables, afin que leur utilisation puisse devenir une option viable au cours des années à venir.

Les autres solutions pour le remplacement du torchage sont notamment :

- la conservation des gaz résiduels pour leur transfert dans des usines de traitement de gaz naturel;
- la réinjection des gaz résiduels dans le sous-sol pour maintenir la pression des réservoirs en production;
- l'acheminement des gaz des essais de puits par le réseau existant de pipelines pour des essais de puits en ligne;
- l'utilisation de ces gaz pour alimenter des groupes électrogènes à microturbine;
- des mesures destinées à garantir des bonnes pratiques de conception, de construction et d'entretien des torches, comme des lignes directrices, des codes de pratiques ou des règlements.

### *Recherches sur le torchage*

Quelles sont les recherches qui ont porté sur le torchage dans l'industrie du pétrole?

Les premières études sur le torchage dans l'industrie du pétrole sont celles de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis et des fabricants d'équipements, effectuées au cours des années 1980. D'après les résultats de ces études, l'efficacité habituelle de la combustion des torches était de l'ordre de 95-99 % pour les torches à flamme stable.

En 1996, l'Alberta Research Council (ARC) a terminé un important programme de recherches de plusieurs années, effectué en partenariat avec Environnement Canada, l'Alberta Energy and Utility Board et l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Les buts de cette étude étaient de comprendre les réactions qui surviennent dans la flamme des torches, de déterminer la nature des produits émis par celles-ci, ainsi que leurs concentrations.

L'ARC a publié les résultats de cette étude dans un rapport dont les conclusions allaient à l'encontre des idées reçues, car elles semblaient indiquer que les valeurs réelles d'efficacité des torches étaient de l'ordre de 62 à 84 %, les valeurs les plus faibles étant attribuées aux effets des vents latéraux et à l'entraînement de gouttelettes à partir des séparateurs de liquides. De plus, selon le rapport, le nombre et le volume des composés toxiques pouvant être rejetés à cause d'une combustion incomplète étaient très supérieurs aux prévisions.



Pour faire le lien entre les résultats de l'ARC qui contredisaient ceux des études de l'EPA, l'Université de l'Alberta a entrepris, en 1996, un important programme de recherche de plusieurs années. Le but de cette étude était de comprendre les origines et les causes des émissions nocives des torches, en réponse aux problèmes possibles de l'utilisation des torches pour l'élimination des gaz dissous du pétrole.

Dans son rapport provisoire de juin 2000, l'Université de l'Alberta a présenté des recommandations fondées sur les résultats des recherches obtenus à cette date. On attend d'autres recommandations concernant les torches, les gouttelettes de liquide et les émissions de suie dans le rapport final. On peut consulter le rapport provisoire sur le site Web de l'Université de l'Alberta.

<<http://www.mece.ualberta.ca/groups/combustion/flare/>>, ou son sommaire <signet PAGE4\_FLARING EXEC SUM U of A ici >.

**Que fait le gouvernement fédéral en réponse au problème du torchage?**

Au Canada, les règlements visant l'industrie pétrolière et gazière relèvent surtout des provinces. Actuellement, le gouvernement fédéral finance une grande variété de projets liés au torchage des gaz résiduels en réponse aux impacts environnementaux possibles de cette pratique. Le Canada est un chef de file mondial en recherche et en développement (R et D) sur le torchage, et Environnement Canada, par l'entremise de son Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE), dirige les activités du gouvernement fédéral dans ce domaine.

Les recherches sur le torchage, qui sont soutenues par Environnement Canada, bénéficient également de la coopération de l'industrie, des producteurs, d'institutions de recherche et d'autres ministères des gouvernements fédéral et provinciaux, dans le cadre de l'Initiative de recherche sur le torchage (IRT). L'objectif de l'IRT est de réduire ou d'éliminer les effets nocifs possibles du torchage. On s'intéresse à cette solution parce qu'elle représente plus de 63 % de tous les gaz brûlés par torchage dans l'industrie du pétrole.

**Pourquoi Environnement Canada entend-il jouer le rôle de chef de file pour la recherche sur le torchage?**

Environnement Canada croit que tous les citoyens du Canada ont droit à l'air pur. Nos recherches documentaires ont indiqué qu'en Amérique du Nord, peu de règlements relatifs au torchage sont fondés sur des bases scientifiques. Parce que le torchage pourrait être à l'origine de graves problèmes de santé publique, il faut établir les faits selon la méthode scientifique. Notre objectif est de réduire les volumes de gaz dissous du pétrole éliminés par torchage et de développer des méthodes qui rendent les torches plus efficaces, de manière à améliorer la santé des Canadiens.

Des consultations avec les fabricants de torches et les producteurs de pétrole ont mis en évidence plusieurs problèmes non résolus directement liés à l'efficacité du procédé de torchage. Les recherches portant sur ces problèmes doivent répondre aux priorités gouvernementales relatives :

- à la protection de l'environnement : La détermination précise de l'efficacité des torches permettra d'améliorer les évaluations des impacts des torches sur l'environnement et de concevoir des modèles de torche plus efficaces, à émissions réduites. Ces travaux rendront possible d'évaluer plus exactement les impacts sur l'environnement, ainsi que d'estimer plus précisément les polluants comme les NOx, les SOx et les composés toxiques à l'état de traces des procédés de combustion. La mise au point de brûleurs plus efficaces permettra aussi de réduire les émissions atmosphériques d'hydrocarbures non brûlés comme le méthane, qui contribuent au réchauffement planétaire et au changement climatique.
- aux progrès des connaissances scientifiques : L'explication scientifique des facteurs qui causent les variations de l'efficacité de torches et la quantification de leurs effets est une première étape vers l'amélioration de la conception et de l'efficacité de torches à gaz.
- Création d'emplois : Le développement de normes, de procédures d'essai et/ou de modèles améliorés de torches pourrait créer une nouvelle industrie de services pour les quelque 6 500 installations de torchage actuellement en service, en ne comptant que celles de l'Alberta.

## ANNEXES 4

*Le Devoir* 6 décembre 2003

### Le Devoir

ÉCONOMIE, samedi, 6 décembre 2003, p. C6

La Commission de coopération environnementale tire la sonnette d'alarme  
**Quand la gestion énergétique se transforme en cauchemar environnemental**

Francoeur, Louis-Gilles

La gestion énergétique en Amérique du Nord, déjà une des activités les plus polluantes de la planète, est en voie de devenir un cauchemar environnemental, à moins d'un coup de barre que rien ne laisse entrevoir, **avec la perspective d'une augmentation de puissance aux États-Unis de 50 % entre 2001 et 2007. Une augmentation anticipée de 445 388 MW, soit 15 fois la production totale d'Hydro-Québec!**

C'est ce que laisse entrevoir un récent rapport de la Commission de coopération environnementale (CCE) intitulé *Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité en évolution*. Pour la CCE, un organisme créé pour gérer les dispositions du traité de l'ALENA en matière d'environnement, les défis que pose cette gargantuesque augmentation de la production énergétique sont, à l'évidence, de taille.

Le rapport de la CCE y va de nombreuses propositions afin d'améliorer en priorité les politiques en matière d'efficacité énergétique et développer rapidement les énergies alternatives. Mais le rapport n'assigne aux trois pays de l'ALENA aucun objectif précis pour contrebalancer l'explosion de popularité du gaz naturel, lui aussi responsable d'émissions de gaz à effet de serre, d'oxydes d'azote (NOx) et d'anhydride sulfureux (SO2). Par comparaison, les Européens, qui forment eux aussi un marché énergétique de plus en plus intégré, sont passés du voeu pieux à la cible politique en se donnant comme objectif de produire 12 % de leur électricité d'ici 2020 à partir de sources renouvelables, principalement l'éolien. En général, ils obligent législativement les distributeurs à acheter à un prix déterminé toute l'électricité disponible d'origine éolienne.

#### Plaidoyer pour un marché libre

À cet égard, le rapport de la CCE est plutôt un plaidoyer renouvelé pour un marché libre de l'énergie mais intégré comme réseau à l'échelle de l'Amérique du Nord. Dans les faits, ce marché profite surtout aux États-Unis, qui peuvent se servir, grâce à la logique des marchés, à même les abondantes ressources pétrolières du Mexique et à même le gaz, le pétrole et l'hydroélectricité du Canada. L'an prochain, note le rapport, les États-Unis vont importer du Canada et du Mexique 60 % de tous les échanges d'électricité entre les trois pays pour n'en exporter que 16,6 %! Le pourcentage des importations américaines devrait même grimper à 66 % en 2005 pour retomber ensuite successivement à 58 % et à 54 % avec son cortège de hausses de prix dans les pays producteurs - le gaz en est l'exemple parfait -, souvent aux dépens de leurs citoyens.

**Entre 2001 et 2007, les services publics et les entreprises américaines ont prévu de construire 2000 nouvelles centrales thermiques, principalement au gaz, ce qui hausserait de 50 % la production installée actuelle.** Cette boulimie énergétique va augmenter les émissions américaines de gaz à effet de serre entre 14 et 38 %, précise le rapport. Lorsqu'ils ont signé le protocole de Kyoto, les Américains devaient réduire leurs émissions de 5 % sous le niveau historique de 1990, un objectif qu'ils dépasseront de plus de 40 % en 2012! En comparaison, le scénario esquissé par le rapport prévoit une augmentation des GES au Canada se situant entre 3 et 15 % d'ici 2007. Dans le cas du Mexique, lui aussi signataire du protocole, le rapport prévoit une augmentation des GES allant de 29 à 53 %.

La bataille des pluies acides, la plus ancienne du dossier environnemental nord-américain, permet aux États-Unis d'afficher une performance à la hauteur de leur ancienne réputation de leader mondial en environnement. D'ici 2007, leurs émissions de SO<sub>2</sub> devraient se situer entre +1 % et -1 %, ce qui se compare à la performance du Canada, avec lequel ils sont liés par traité sur ce sujet. Mais les émissions de NO<sub>x</sub>, les oxydes d'azote précurseurs du smog urbain, devraient augmenter en raison de la production d'électricité thermique de 3 à 8 % du côté américain et de 4 à 14 % du côté canadien! Les deux pays font néanmoins figure de véritables havres verts en comparaison du Mexique, réputé pour l'air irrespirable de ses grandes villes. Dans ce pays, les émissions de NO<sub>x</sub> provenant de la production d'électricité «sale» devraient, selon le rapport, augmenter de 40 à 63 % entre 2001 et 2007.

#### Incidences environnementales

L'intégration continentale croissante du marché de l'électricité va avoir plusieurs incidences environnementales autres que les formes classiques de la pollution et de la contribution aux changements climatiques. On prévoit par exemple que les producteurs privés vont tenter de favoriser la production «au moindre coût» en allant s'installer là où les normes sont les moins sévères, créant ainsi des «sanctuaires de pollution». Certains en font même un atout de vente en soulignant qu'il est désormais possible de vendre de l'air pur à une ville, par exemple, en lui fournissant de l'électricité à partir d'un centre éloigné de la source d'émissions... Par contre, on peut aussi retrouver des «halos de pollution» là où des États ou provinces dotés de normes rigoureuses et capables d'attirer les seuls équipements propres vont s'organiser pour en retirer les bénéfices pour la santé publique et leur environnement. Quant aux sanctuaires de pollution, ils ne vont pas faire suffoquer uniquement les régions où les centrales thermiques s'agglutinent mais aussi les régions situées sous leurs vents dominants. Ces régions devront batailler pour obtenir des normes environnementales continentales, une des solutions les plus prometteuses, selon le rapport de la CCE.

La nécessité d'harmoniser les politiques environnementales à l'échelle continentale apparaît d'autant plus incontournable, explique le rapport de la CCE, que «certaines politiques environnementales peuvent être façonnées ou entravées par le commerce et les règles commerciales». Ainsi, un marché concurrentiel de permis d'émissions permet d'utiliser le marché pour obtenir un plafonnement de différents types d'émissions polluantes. À l'inverse toutefois, des entreprises pourraient, en vertu des règles de l'ALENA, attaquer des lois et règlements de nature environnementale destinés, par exemple, à favoriser l'essor du marché des énergies vertes.

Par exemple, plusieurs États américains qui exigent de leurs distributeurs un «portefeuille» d'énergies vertes pourraient être attaqués comme s'il s'agissait d'entraves à la libre concurrence, affirme le rapport. Le «portefeuille» d'énergies vertes désigne le pourcentage - entre 3 et 7 % en général - d'énergies renouvelables (sans hydroélectricité aux États-Unis) que les distributeurs doivent intégrer à leurs ventes globales. Ils reportent le coût supplémentaire des énergies vertes sur l'ensemble de leurs ventes. Plusieurs États ont cependant déréglementé leur marché de l'électricité sans retenir ou mettre en place ce volet environnemental obligatoire, qui devait atténuer l'impact de la ruée déréglementée des promoteurs sur les énergies combustibles.

Les auteurs du rapport notent qu'après le vent de déréglementation qui a gagné plusieurs États américains, on assiste aujourd'hui à un retour à la production d'électricité sous contrôle et financement publics. Et, ajoutent ses auteurs, la Planification intégrée des ressources (PIR), qui prend en compte dans le choix des filières énergétique les coûts sociaux et environnementaux, est toujours pertinente. Ici, Québec a extirpé cette logique sociale et environnementale de sa loi sur la Régie de l'énergie...

## **ANNEXES 5**

*Le Soleil 5 décembre 2003*

# **LE SOLEIL**

Le Soleil

Économie, vendredi, 5 décembre 2003, p. C1

### **Énergie éolienne : l'appel d'offres d'Hydro ne lève pas**

Couture, Pierre

Les intéressés discutent mais ne se bousculent pas devant l'appel d'offres d'Hydro-Québec visant à acheter 1000 mégawatts (MW) d'électricité produite à partir d'éoliennes.

Des géants européens de l'industrie - peu enclins à exporter leur savoir-faire en sol nord-américain - ont manifesté peu d'intérêt jusqu'à maintenant devant la complexité du processus.

"Disons que les gros joueurs regardent ça d'un oeil différent", soutient Adrian Ilinca, professeur au Groupe éolien de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR).

Selon ce dernier, plusieurs conditions imposées par Hydro-Québec pourraient être difficiles à remplir par certains opérateurs.

"Ce n'est pas un secret, il y a beaucoup de pression en ce moment pour que des clauses de l'appel d'offres soient changées, ajoute le professeur. Car pour certains, les exigences sont disproportionnées."

Il faut dire qu'au ministère des Ressources naturelles, des hauts fonctionnaires ont déjà commencé le travail de terrain en multipliant ces derniers jours des rencontres avec des gens de l'industrie, question d'en savoir plus sur l'humeur des gros acteurs.

Lancé en mai dernier, l'appel d'offres d'Hydro-Québec - qui doit prendre fin le 15 juin 2004 - oblige les soumissionnaires à maximiser en Gaspésie, aux Îles-de-la-Madeleine et dans la MRC de Matane les retombées de leurs investissements. Par exemple, les nacelles des éoliennes doivent être notamment assemblées au Québec.

Les entreprises intéressées à soumissionner doivent ainsi s'engager à dépenser dans l'Est québécois 40 % du coût total de leurs projets pour les livraisons commençant en 2006, et jusqu'à 60 % dans le cas des livraisons débutant en 2007. La durée des contrats varie entre 15 et 20 ans.

"C'est beau un contrat, mais il faut qu'il y en ait d'autres", soutient Sylvain Giffard, d'AAER Systems, une firme montréalaise qui a conclu une importante entente avec l'allemande Pfeleiderer pour fabriquer des éoliennes sur le territoire québécois.

AAER Systems aimerait bien d'ailleurs qu'Hydro laisse tomber la fameuse clause qui obligerait les entreprises choisies à assembler les éoliennes dans la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine ou dans la MRC de Matane.

"Mais on fait nos devoirs et on espère être en mesure d'arriver avec des propositions qui vont aller dans le sens de l'appel d'offres", ajoute M. Giffard.

Même la québécoise Boralex réévalue sa stratégie de développement en énergie éolienne au Québec devant les critères pointus de l'appel d'offres d'Hydro.

"Nous, on fait dans la production d'énergie, pas dans le développement d'éoliennes", a indiqué la semaine dernière au SOLEIL le grand patron, Bernard Lemaire.

Boralex avait pourtant le vent dans les pales en mai dernier en annonçant en grande pompe une entente de partenariat avec l'Université du Québec à Rimouski (UQAR) et la Société générale de financement (SGF).

Boralex - qui souhaitait établir à Rimouski une plate-forme de recherche sur la mesure des vents et un centre mondial de contrôle des éoliennes Boralex - aurait aimé voir Rimouski s'ajouter au territoire désigné par la MRC de Matane et devenir accessible aux conditions avantageuses de l'appel d'offres.

### **Espoir**

Chez Hydro-Québec, on soutient que d'ici le dépôt final des soumissions, il reste toutefois beaucoup d'eau à couler sous les ponts.

"Nous croyons que les 1000 mégawatts seront comblés rapidement, estime le porte-parole Marc-Brian Chamberland. Mais n'oublions pas que l'initiative vise surtout à doter le Québec d'une industrie qui pourra rayonner sur le reste de l'Amérique du Nord."

Selon Hydro, chaque mégawatt ins-tallé pourrait générer un investissement de 1,5 à 2 millions \$. C'est pourquoi la société d'État parle d'un investissement total dépassant 1 milliard \$.

Rappelons que 1000 mégawatts peuvent alimenter environ 250 000 foyers.

*PCouture@lesoleil.com*

## **RÉFÉRENCES**

- *Rapport final Phase II, Un air d'avenir, AQLPA avril 2001*
- *Étude d'impact sur l'environnement, centrale de cogénération de Bécancour, SNC.Lavalin, août 2003*