

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

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire	1
<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
I. Introduction	5
II. Contexte	5
<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
III. Émissions générées par l'industrie pétrolière et gazière	16
<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

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
IV. Possibilités pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne de réduire les émissions au sein de son exploitation	42
<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
V. Possibilités pour l'industrie pétrolière et gazière de faire réduire les émissions d'autres pays	51
<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
VI. Principales questions stratégiques sur le changement climatique pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne	54
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
VII. Mesures possibles de démarrage rapide pour l'industrie pétrolière et gazière	56
Annexes	57
<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

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 ₂	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

Document de référence de l'industrie pétrolière et gazière

SOMMAIRE

ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

ÉMISSIONS TOTALES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Les émissions de gaz à effet de serre associées au pétrole et au gaz naturel représentent essentiellement une affaire de consommation. Les émissions provenant directement de la production, du traitement et de la livraison aux consommateurs représentent 15 % du volume total, alors que les émissions attribuables à la consommation constituent les autres 85 %.

Les 15 % d'émissions qui proviennent de l'exploitation de l'industrie pétrolière et gazière canadienne doivent être étudiés à la lumière de l'intensité des émissions et du niveau d'échappement. Les changements apportés au volume total d'émissions ont été avant tout dictés par le niveau d'échappement qui, à l'avenir, pourrait varier considérablement, compte tenu des changements climatiques mondiaux. Cette situation influera certainement sur les investissements, les emplois et les recettes gouvernementales.

Par ailleurs, l'industrie pétrolière et gazière du Canada s'est engagée à réduire l'intensité de l'énergie et des émissions de ses exploitations dans le but d'aider à diminuer les risques de changements climatiques. La mesure dans laquelle il sera possible d'obtenir des résultats dépendra du jeu des forces techniques, sociales, environnementales, concurrentielles et économiques.

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE DANS LE CADRE DU PROTOCOLE DE KYOTO OU LE MAINTIEN DE LA POLITIQUE ACTUELLE

Dans le contexte du Protocole de Kyoto, une politique étrangère de changements climatiques amènerait un marché pétrolier et gazier tout à fait différent de ce qui se produirait si on maintenait la politique actuelle. Certaines analyses prédisent de sérieuses réductions de prix du pétrole, dictées par la demande du pétrole dans les pays énoncés à l'Annexe B inférieurs aux niveaux de 1990. De tels prix élimineraient en grande partie le développement futur de sables bitumineux et gisements côtiers au Canada qui a déjà été annoncé. La demande et la production de gaz naturel en Amérique du Nord, bien que supérieures à celle d'aujourd'hui, seraient inférieures si la politique actuelle était maintenue. D'autres analyses prévoient des effets plus modestes sur la demande de pétrole des pays de l'Annexe B, se fiant considérablement sur des projets conjoints de réduction d'émissions des pays non énoncés à l'Annexe B. Comme la demande des pays non énoncés à l'Annexe B continue d'augmenter, la demande mondiale maintient sa hausse même si les pays de l'Annexe B devaient respecter les objectifs de Kyoto.

ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE EN 1990 ET 1995

- Le niveau de production représente le principal facteur déterminant des niveaux d'émissions. La production pétrolière et gazière canadienne a augmenté de 16 et 42 % respectivement de 1990 à 1995. La production de produits raffinés est demeurée inchangée.

- L'estimation de l'ensemble des émissions directes en 1995 provenant de l'exploitation industrielle s'élevait à 116 mégatonnes d'équivalent-CO₂ (CO₂E), soit 26 % de plus qu'en 1990. Si l'on y ajoute les émissions indirectes associées à la production d'électricité achetée par l'industrie, le total de 1995 s'élevait à 133 mégatonnes de CO₂E, soit 27 % de plus que le niveau direct et indirect de 1990.
- Les exportations constituent un facteur déterminant du niveau de production. En 1995, 40 % des émissions étaient liées à la production et livraison de pétrole et de gaz naturel vers des marchés d'exportation. Entre 1990 et 1995, 81 % des émissions de l'industrie ont été attribuables à l'augmentation des exportations : 53 % provenant d'augmentations des exportations de gaz naturel et 28 % d'augmentations des exportations de pétrole brut.
- L'intensité estimative des émissions directes et indirectes en 1995 était de 0,467 tonne d'équivalent-CO₂ (CO₂E) par 10³ m³ de gaz et de 0,613 tonne de CO₂E par m³ de produits pétroliers. Ces données représentent une diminution par rapport à 1990 de six % pour le gaz naturel et aucun changement pour le pétrole¹.
- Pour expliquer les changements de l'intensité moyenne des émissions d'échappement, il faut tenir compte du mélange des types de production, de l'âge des réserves et du mélange des produits raffinés ainsi que de l'intensité des émissions des activités individuelles.
- Pour fournir les estimations quantitatives du coût des divers niveaux de réduction d'émissions dans l'industrie il faut faire beaucoup d'autres recherches.
- À partir d'informations courantes, les secteurs les plus prometteurs de l'industrie en ce qui concerne leur propre réduction sont :
 - . la récupération du méthane ventilé et la réduction du torchage du gaz associé;
 - . **le maintien de l'implantation de technologies nouvelles et énergétiques dans les mines existantes et nouvelles des sables bitumineux;**
 - . le développement et l'application de matériel de séparation huile-eau de forage descendante; et
 - . l'injection de gaz sulfureux et de CO₂ pour traiter le soufre extrait pendant la transformation du gaz sulfureux.
- Les secteurs prometteurs de l'industrie en ce qui concerne la réduction des émissions d'autres parties en Amérique du Nord comprennent :
 - . le soutien pour la réduction des émissions provenant de la production d'électricité en élargissant la production de gaz naturel dans le but de faciliter le passage de la production d'électricité du charbon au gaz naturel au Canada et aux États-Unis, étant donné que les usines à charbon arrivent à la fin de leur vie économique;
 - . l'expansion de la production de vapeur industrielle et d'électricité pour le pétrole lourd, le bitume et la production de brut synthétique ainsi que l'exploitation de transformation de gaz naturel;
 - . un plus grand soutien des distributeurs de gaz naturel pour du matériel de consommation plus efficace et des programmes de gestion axés sur la demande; et
 - . un plus grand rôle pour l'industrie au chapitre de l'éducation, de la diffusion et de la communication au public.

¹ L'intensité des émissions est basée sur les émissions directes et indirectes de CO₂E. Dans le cas du gaz naturel, elle comprend la production, le traitement et le transport au Canada en plus de la distribution par 10³ m³ de la consommation intérieure finale. Dans le cas du pétrole, elle comprend la production et le transport au Canada en plus d'un montant équivalent de pétrole brut importé divisés par m³ de produits pétroliers raffinés produits au Canada.

ÉLÉMENTS CLÉS DE LA POLITIQUE CANADIENNE SUR LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Les sources des éléments clés de l'industrie :

- la politique internationale et nationale concernant la quantité et le moment des limites d'émissions mondiales ; et
- l'importance de positionner le Canada et l'industrie pétrolière et gazière canadienne dans un monde où la consommation générale de pétrole risque de hausser.

Alors qu'il existe de nombreuses prises de position au sein de l'industrie pétrolière et gazière sur les nombreux aspects de changements climatiques, les opinions semblent unanimes sur la difficulté du Canada de réduire ses émissions pour respecter les objectifs du Protocole de Kyoto. Le consensus semble être que, sans modifier de façon considérable le comportement de consommation et adopter de nouvelles techniques visant à améliorer l'efficacité énergétique, il y aurait des pertes importantes d'investissement, d'emplois et de revenus. Le tableau des questions nationales fournit l'analyse de ces effets économiques.

Les principaux aspects de la politique canadienne qui sont d'importance pour l'industrie sont :

- i. l'objectif fixé par le Protocole de Kyoto pour le Canada par rapport aux autres pays;
- ii. l'alignement des objectifs de la politique canadienne et les mesures par rapport aux pays concurrents;
- iii. le point de mire de la politique canadienne;
- iv. les outils de la politique utilisés au Canada; et
- v. la situation concernant les investissements existants.

Des mesures de politique particulières visant à réduire les émissions de l'industrie devraient être étudiées dans le contexte du marché mondial ainsi que ces principaux aspects de la politique canadienne.

MESURES ÉVENTUELLES RAPIDES IMPLIQUANT L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Ce document constitue la base de discussion des décisions de politique concernant l'industrie pétrolière et gazière. Chaque association contributive peut faire des recommandations ayant trait à son mandat. Ce document repose sur les données les plus récentes disponibles d'un nombre de sources. Les associations qui ont collaboré à la préparation de ce document peuvent produire d'autres données ou documents de base concernant leurs secteurs industriels. En général, plus d'information est requise sur les coûts et le potentiel de réductions d'émissions pour préparer des politiques efficaces visant à promouvoir les réductions. Il existe cependant certaines mesures pouvant être prises avant d'obtenir plus d'information.

- Développer une stratégie et améliorer le soutien à la recherche, au développement, à la présentation et à l'utilisation de techniques réductrices d'émissions de gaz à effet de serre.
- Fournir des redevances, des crédits d'impôt et du soutien réglementaire pour la réduction du torchage de gaz associé et la rationalisation des usines de traitement de gaz à faible taux d'utilisation.

- Introduire des mesures incitatives pour recueillir et utiliser le méthane ventilé pendant l'exploitation.
- Améliorer le programme Défi-climate du Canada – Mesures volontaires et registre (VCR) dans le but d'augmenter l'échange d'information sur les meilleures pratiques.
- Améliorer le soutien diplomatique et logistique pour des projets conjoints en Russie et en Ukraine ainsi que les projets *Clean Development Mechanism* (CDM) dans les pays en voie de développement.

RÉSUMÉ DES POINTS CLÉS À SE RAPPELER EN PRÉPARANT DES POLITIQUES DE RÉDUCTION D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

1. Pour réduire les émissions mondiales de gaz à effet de serre, il faudra combiner :
 - . le changement du modèle de consommation vers des biens à moindres émissions;
 - . une meilleure efficacité de l'utilisation finale de l'énergie;
 - . le changement de procédés pour réduire les sources non énergétiques d'émissions de gaz à effet de serre;
 - . une meilleure efficacité énergétique et la réduction de l'intensité des émissions dans le cas de biens produits, y compris la récupération et l'isolation des émissions de CO₂;
 - . le passage du mélange d'énergie primaire vers des sources au carbone mesuré sur un cycle complet, du charbon au pétrole et du gaz naturel à l'énergie nucléaire, hydraulique, de biomasse et éolienne; et
 - . l'amélioration des réserves de carbone pour réduire les émissions nettes.
2. 85 % des émissions totales liées aux produits pétroliers et gaziers se produisent au moment de la consommation.
3. Le pétrole et gaz naturel canadiens sont intégrés aux marchés mondial et nord-américain. Par le truchement de l'approvisionnement en carburant pour la production d'électricité et la concurrence sur les marchés de consommation, le gaz naturel du Canada est étroitement lié à l'électricité autant au Canada qu'aux États-Unis. Des mesures visant à réduire les émissions doivent être étudiées à la lumière du système énergétique global en Amérique du Nord.
4. À première vue, la transition des sources d'approvisionnement énergétiques entre pays n'a aucune incidence sur le cycle complet des émissions mondiales liées à la consommation finale. C'est ainsi que la réduction de la production pétrolière au Canada et l'approvisionnement des marchés canadiens et américains à partir d'autres sources réduiraient certes les émissions au Canada, mais ne réduiraient pas les émissions mondiales. Ces mesures déplaceraient simplement vers un autre pays les émissions provenant de consommations canadienne et américaine au même chapitre que les investissements, les emplois et les recettes gouvernementales qui s'y rattachent.
5. Si les Canadiens contribuent à la réduction des émissions mondiales au moyen des mesures énumérées plus haut en (1), le niveau de production et d'émissions de l'exploitation pétrolière et gazière au Canada pourrait augmenter, demeurer le même ou diminuer selon la réaction des marchés internationaux aux changements de la demande énergétique sur les niveaux de production au Canada.

I. INTRODUCTION

Ce document de référence se veut une initiative des secteurs concernés avant, pendant et après la production de pétrole et de gaz naturel dans le but de fournir de la documentation à la table de questions nationales à titre de contribution complémentaire des experts de l'industrie pétrolière et gazière. Il ne s'agit pas d'une prise de position de l'industrie. Le travail décrit dans le présent document a été entrepris conjointement par les associations représentant les divers secteurs de l'industrie pétrolière et gazière : la Canadian Association of Geophysical Contractors (CAGC), la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors (CAODC), l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), l'Association canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques (ACPRÉ), l'Association canadienne du gaz (CGA), l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), la Small Explorers and Producers Association of Canada (SEPAC), et la Petroleum Services Association of Canada (PSAC).

Ce document a été préparé à partir des dernières données disponibles auprès de bon nombre de sources. Il est possible que les associations qui y ont collaboré produisent d'autres données ou documents portant sur leur secteur.

L'objectif de ce document :

- résumer les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie pétrolière et gazière canadienne en 1990 et 1995;
- discuter de l'incidence sur le rendement et les émissions de l'industrie dans le cadre du Protocole de Kyoto en opposition au maintien de la politique actuelle;
- décrire la nature et les coûts des mesures prises au sein de l'industrie qui pourraient réduire les émissions;
- discuter des possibilités technologiques de réduction des émissions dans l'industrie pétrolière et gazière;
- décrire des travaux à venir qui seraient nécessaires à la compréhension du coût de réduction des émissions dans les secteurs pétroliers et gaziers;
- déterminer d'éventuelles mesures rapides de réduction des émissions de gaz à effet de serre impliquant l'industrie pétrolière et gazière.

Ce document veut aussi jeter de la lumière sur les discussions portant sur la capacité de l'industrie à contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre en énonçant :

- les éléments à se rappeler au moment de préparer des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- les questions clés de la politique sur le changement climatique pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne.

II. CONTEXTE

CE QUI DOIT SE PASSER À L'ÉCHELLE MONDIALE POUR FAIRE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS

Cette section décrit brièvement les grands changements qui devraient avoir lieu pour obtenir une réduction mondiale des émissions de gaz à effet de serre et montrer de quelle façon le pétrole et le gaz naturel cadrent dans le grand portrait des émissions de gaz à effet de serre.

Les émissions totales de gaz à effet de serre, surtout les émissions de CO₂, sont directement liées à la consommation mondiale d'énergie fossile – pétrole, gaz naturel et charbon – et dépendent donc du niveau et du mélange de produits consommés ainsi que de l'intensité des émissions pendant les procédés aboutissant à la consommation finale et incluant cette dernière. Autrement dit, les émissions mondiales sont dictées par le niveau de consommation des gens, ce qu'ils consomment et comment les biens sont produits.

Pour réduire les émissions mondiales, il faudra combiner les mesures suivantes :

- réduire le niveau des biens de consommation;
- modifier le mélange de biens de consommation et opter pour des biens aux émissions moins intenses;
- améliorer l'efficacité de la consommation énergétique finale;
- modifier les procédés pour réduire les sources non énergétiques d'émissions de gaz à effet de serre;
- augmenter l'efficacité énergétique, la conservation énergétique et réduire l'intensité des émissions de la production de biens, y compris la récupération et l'isolation des émissions de CO₂ ;
- assurer la transition d'un mélange d'énergie primaire vers des sources moins intenses en carbone mesurées sur un cycle complet, d'abord le charbon --> le pétrole --> le gaz naturel --> l'énergie hydraulique, éolienne, de biomasse ou nucléaire; et
- améliorer les réserves de carbone pour réduire les émissions nettes.

D'un point de vue global, il importe peu où ces changements se produisent. Les effets des émissions de gaz à effet de serre sur le climat sont indépendants du lieu où se produisent les émissions.

ÉMISSIONS PROVENANT DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

Cette section souligne le fait que le facteur clé déterminant les émissions de gaz à effet de serre liées à la production et à l'utilisation du pétrole et du gaz naturel en est le niveau de consommation finale.

Les émissions de gaz à effet de serre provenant des activités de l'industrie pétrolière et gazière en raison de l'exploration, la production et la livraison de ses produits à ses consommateurs représentent environ 15 % de l'ensemble des émissions directes de la production, la distribution et la consommation de pétrole et de gaz naturel ; l'industrie en émet 15 % pour fournir de l'énergie aux consommateurs qui eux, en produisent 85 %.

Ce document sur les émissions de l'industrie pétrolière et gazière canadienne traite de ces 15 %, de quelle façon l'industrie elle-même pourrait devenir plus efficace au point de vue énergétique et réduire l'échappement d'émissions d'hydrocarbures pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Malgré l'objectif de ce document, il est important de se rappeler que les importants changements apportés au niveau de la production pour réduire ces 15 % sont faibles comparativement aux changements qui s'imposent pour les 85 %. Même de petits changements à l'utilisation finale gonfleront les émissions réduites par unité d'approvisionnement accomplie par l'industrie dans le cadre de sa production.

Alors que l'industrie pétrolière et gazière continuera à réduire les émissions par unité de production, la réduction des émissions mondiales aux niveaux fixés par le Protocole de Kyoto ne pourra se faire que

si la consommation mondiale de carburants fossiles diminue. Si, comme il est décrit plus loin, la consommation mondiale de pétrole diminuait, les forces du marché réduiraient alors la production de pétrole canadienne qui donnerait lieu à une baisse des émissions provenant de l'industrie. Dans un tel scénario, l'importance de réduire les émissions de 15 % provenant de l'exploitation pétrolière et gazière par la réduction d'émissions par unité de production serait secondaire.

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE DANS LE CADRE DU PROTOCOLE DE KYOTO OU LE MAINTIEN DE LA POLITIQUE ACTUELLE

Cette section établit que, dans le cadre du protocole de Kyoto, la consommation de pétrole dans les pays de l'Annexe B serait inférieure, le prix mondial du pétrole serait inférieur et la production de pétrole canadienne serait disproportionnellement basse. La consommation nord-américaine et la production canadienne de gaz naturel, bien que plus élevées qu'aujourd'hui, seraient inférieures aux niveaux projetés de nos jours.

Les analyses des répercussions économiques d'une restriction des émissions de gaz à effet de serre dans les pays de l'Annexe B par le MIT, Charles River Associates et le bureau australien des ressources agricoles et économiques (ABARE) suggèrent ce qui suit :

- Le produit intérieur brut (PIB) baisserait dans les pays avec des limites et dans les pays exportateurs d'hydrocarbures sans limites. Les importateurs d'hydrocarbures pourraient en profiter ou y perdre selon l'intensité énergétique de leur industrie et les répercussions commerciales avec les pays ayant des limites.
- Le plus grand effet négatif se produira dans les pays exportateurs de pétrole. L'étude de Charles River Associates a établi que le Canada subirait le plus gros effet négatif des pays avec limites en raison de ses exportations de pétrole et de gaz naturel et de l'intensité énergétique de son industrie.
- Le coût économique des restrictions d'émissions est bien inférieur lorsque l'échéance des réductions d'émissions de gaz à effet de serre cumulatives est souple et que celle-ci peut être établie pour le siècle prochain.
- Le coût économique est également inférieur lorsqu'il y a souplesse quant à l'endroit où ces réductions sont obtenues; il est important de faire des échanges internationaux des émissions en cette matière pour minimiser les coûts des restrictions.

Les opinions sont divergentes sur la réduction de la demande en pétrole et en gaz naturel visée par le Protocole de Kyoto par rapport au maintien de la situation actuelle. L'opinion qui prévaut dans l'industrie pétrolière est que pour obtenir la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les pays de l'Annexe B au niveau visé par le Protocole de Kyoto, la demande de pétrole dans ces mêmes pays devrait chuter en dessous des niveaux actuels. Dans une telle situation, la demande mondiale augmenterait moins que prévu et le prix du producteur² de brut diminuerait pour ralentir la croissance de l'offre.

Les ressources canadiennes, notamment les sables bitumineux, qui sont exploités en prévision de la hausse de la demande mondiale et le maintien ou la hausse des prix réels seraient parmi les ressources menacées par les bas prix. De même, les puits de pétrole traditionnels seraient abandonnés plus tôt

² Dans une telle situation, alors que le prix du producteur baisserait, le prix des produits pétroliers aux consommateurs augmenterait en raison des taxes à la consommation, des taxes sur les émissions ou le coût d'émission des permis.

étant donné que les bas prix ne permettraient pas de récupérer les coûts élevés d'exploitation vers la fin de la vie du puits. C'est ainsi qu'avec une plus grande proportion de la production, obtenue à un coût plus élevé, les réserves matures traditionnelles et la croissance visée par le développement des sables bitumineux comme étant la nouvelle ressource pétrolière, la production du bassin pétrolifère de l'Ouest canadien sera disproportionnellement inférieure aux niveaux fixés par le Protocole de Kyoto même si elle ne faisait pas l'objet de coûts plus élevés que les bassins étrangers concurrentiels.

Dans le contexte du Protocole de Kyoto, les coûts assumés par les secteurs de production, de transmission et de raffinage canadiens suite à la réglementation, la délivrance de permis ou l'imposition d'impôts feraient grimper les coûts d'approvisionnement canadien. Comme l'industrie canadienne est un preneur de prix sur les marchés mondiaux et nord-américains, ces coûts ne pourraient être assumés que si les concurrents dans les autres pays devaient composer avec des coûts de réduction semblables, ou encore si les droits aux États-Unis et au Canada étaient redressés en fonction des différences de traitement, en supposant que de tels droits soient acceptables en vertu des règles de l'organisation mondiale du commerce. Sans des conditions semblables pour les industries étrangères concurrentes, le secteur pétrolier canadien ne pourrait plus concurrencer avec les marchés d'importations ce qui entraînerait une plus grande réduction de la production et un flot d'investissement vers les autres pays. Le résultats se traduiraient par des exportations d'emplois et de revenus vers les pays non touchés par le Protocole.

Quant à la demande de gaz naturel, elle augmenterait en raison de l'adoption d'un mélange énergétique qui s'éloignerait du charbon et du pétrole, mais la réduction générale de la demande énergétique en Amérique du Nord entraînerait probablement une demande inférieure de gaz naturel dans le contexte actuel.

La possibilité de voir implanter le Protocole de Kyoto ou un autre scénario semblable augmente l'incertitude des prix du pétrole et augmente le risque pour les investissements actuels et les importants nouveaux investissements prévus pour développer des ressources. La question des changements climatiques a généralement accentué l'incertitude entourant la planification des besoins énergétiques nationaux et mondiaux.

LE RÔLE QUE JOUE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS

Cette section décrit comment la production et la consommation pétrolières canadiennes sont intégrées au marché pétrolier mondial et au marché nord-américain dans le cas du gaz naturel.

Le Canada est un pays exportateur de pétrole brut. Or, le Canada n'exporte pas seulement sa surproduction. La production et la consommation pétrolières du Canada sont intégrées au marché pétrolier mondial. Le pétrole brut de l'Ouest canadien fait concurrence sur le marché du raffinage ontarien avec le pétrole étranger. Les deux tiers du brut de l'Ouest canadien sont exportés vers les marchés du Midwest, des Rocheuses et du Nord-Ouest des États-Unis. Le Québec et les Provinces

atlantiques sont approvisionnés en brut étranger³. Les raffineries des Provinces atlantiques exportent une bonne proportion de leur production vers le Nord-Est des États-Unis.

La figure 2.1 reproduit une interprétation graphique de la distribution de la production pétrolière canadienne vers les régions de l'Amérique du Nord.

Figure 2.1



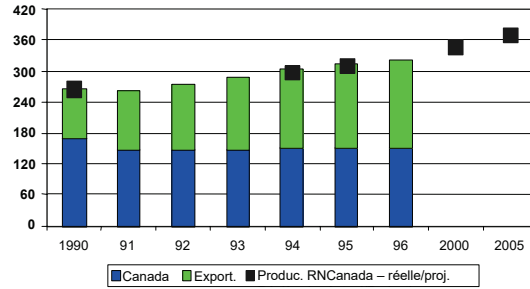
LA PRODUCTION À BENT HORN (ARCTIQUE) A CESSÉ EN 1997
 LES DONNÉES PROVIENNENT DU RAPPORT ANNUEL DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE DE 1997

La figure 2.2 donne l'historique de 1990 à 1996 de la production de pétrole brut ainsi que les projections de Ressources naturelles Canada pour 2000 et 2005. La répartition des volumes intérieurs et des exportations de 1990 à 1996 indique que les marchés de l'Est ont été davantage approvisionnés en brut importé, alors que la production canadienne alimente de plus en plus les marchés américains. L'inversion du pipeline Sarnia-Montréal maintiendra cette tendance au cours des prochaines années.

³ Le brut de Hibernia est exporté surtout vers les raffineries de la côte est des États-Unis qui conviennent mieux à ses propriétés que les raffineries du Québec et des Provinces atlantiques.

Figure 2.2
Prod. pétrolière canadienne 1990-2005

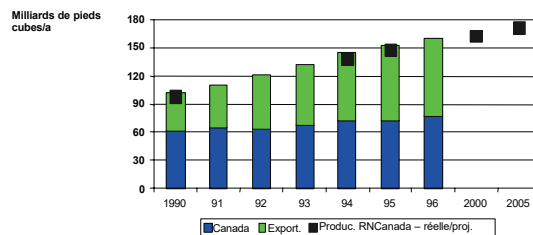
Exportations de brut et ventes du Canada : 1990-1996



Pareillement, l'offre et la demande de gaz naturel canadien sont intégrées aux marchés américains au moyen d'un réseau de conduites reliant la région approvisionnante de l'Ouest du pays aux marchés intérieurs de l'île de Vancouver à Québec, et aux marchés américains du Nord-Est à la Californie. Bien que les importations de gaz naturel (vers le sud de l'Ontario) ne représentent que 1 % de la demande canadienne, les exportations représentent plus de 50 % de la production canadienne. La figure 2.3 montre la production et les exportations de gaz naturel de 1990 à 1996 ainsi que les projections de Ressources naturelles Canada pour 2000 et 2005. Les prévisions du département américain de l'énergie indiquées à l'Annexe A illustrent la différence d'opinion qui existe au sujet des projections.

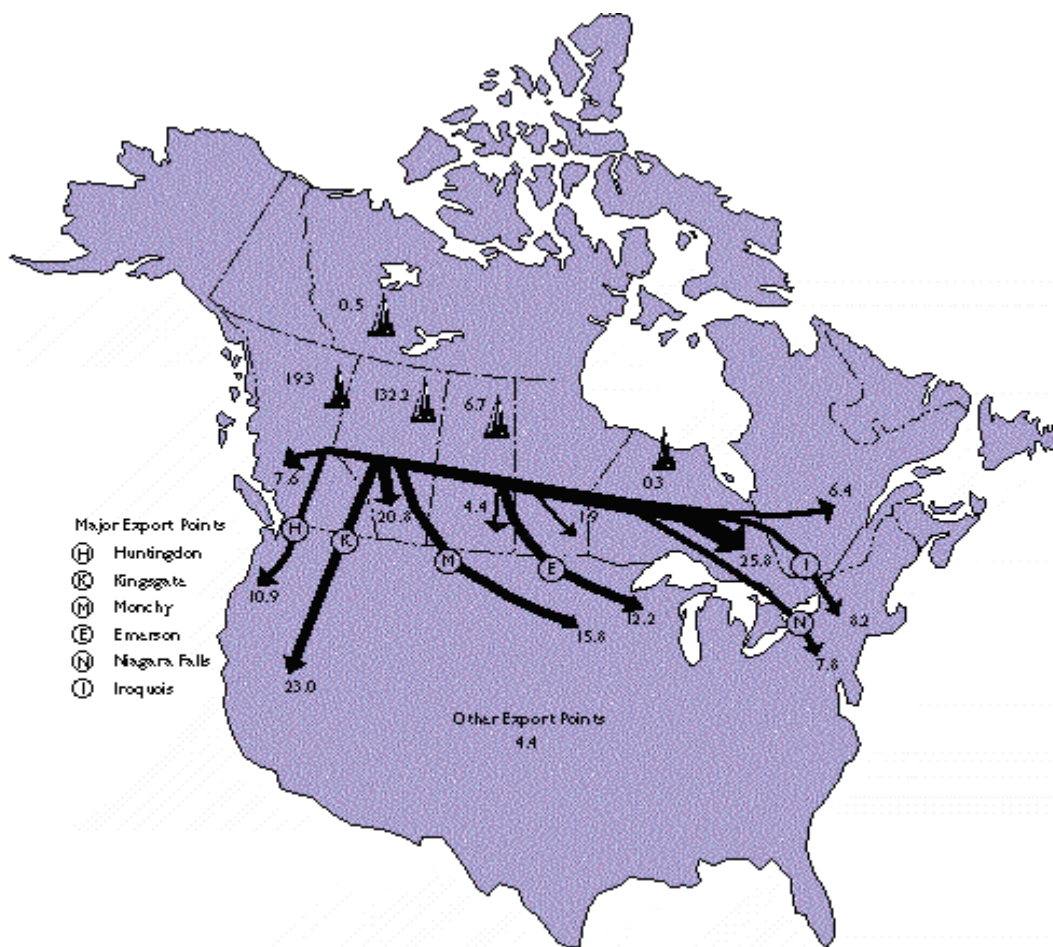
Figure 2.3
Production de gaz du Canada 1990-2005

Exportations de gaz naturel et ventes canadiennes :
 1990-1996



La figure 2.4 indique comment la production de gaz naturel canadien est exportée en Amérique du Nord. Une fois que les installations de Sable Island seront mises en service, elles pourront alimenter la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et le Nord-Est américain.

Figure 2.4



LE COMMERCE INTERNATIONAL ET LES ÉMISSIONS PROVENANT DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL CANADIENS

Cette section fait remarquer que la contribution des émissions mondiales provenant de la consommation canadienne dépend du degré de consommation finale au Canada et de l'intensité des émissions de la production, du traitement et de la livraison aux consommateurs, peu importe que la production ait lieu au Canada ou ailleurs. Elle fait la distinction entre les émissions mondiales liées à la consommation canadienne et les émissions au sein du pays.

L'émission de gaz à effet de serre se produit dans une multitude de procédés d'une chaîne d'activités qui aboutissent en définitive à la livraison et l'utilisation de biens⁴ par les consommateurs. Les émissions provenant de la consommation de biens n'incluent donc pas seulement celles qui sont causées par l'utilisation finale de carburants fossiles, qui d'ailleurs représentent la majeure partie des émissions, mais aussi toutes les émissions de sources énergétiques et non énergétiques qui ont été produites et distribuées directement et indirectement, au Canada et à l'étranger.

Avec le commerce international, les émissions de gaz à effet de serre liées à la production et la distribution de biens consommés au pays sont dispersées chez les partenaires commerciaux du pays en question. Ainsi, le niveau donné de consommation au pays où les biens sont produits n'importe que dans la mesure où les émissions de la production et distribution des biens varient selon le lieu de production. C'est-à-dire que le lieu de production est important pour les émissions mondiales uniquement s'il est possible de réduire les émissions en révisant la production et le commerce entre les pays.

Vu le rôle du commerce international dans l'intégration de la production des biens de consommation mondiale, il est important de distinguer entre (i) les émissions mondiales directement et indirectement liées à la consommation de biens canadiens et (ii) les émissions directes au Canada proprement dit. Les premières comprennent :

- les émissions de cycle complet de la production à la consommation finale d'hydrocarbures au Canada;
- les émissions directes et indirectes de tous les autres biens consommés au Canada, qu'ils aient été produits au pays ou importés, (c.-à-d. les émissions de cycle complet liées à la production et à la distribution de nourriture, de vêtements, de maisons, de voitures et d'appareils électroménagers, etc.).

Les émissions au sein des frontières du pays comprennent :

- les émissions provenant de la consommation finale d'hydrocarbures;
- les émissions directes liées à la production de biens intermédiaires et finaux pour le Canada et les marchés étrangers (y compris les émissions de l'industrie pétrolière et gazière canadienne provenant de la production et du transport de carburants aux marchés intérieur et américain).

⁴ Dans cette section, les biens et services sont qualifiés tout simplement de biens, et la consommation comprend les services d'investissement et gouvernementaux.

Ces émissions sont différentes au point où les émissions liées aux exportations se distinguent des émissions liées aux importations. Les données disponibles ne constituent pas une bonne estimation du contenu en énergie et les émissions des biens exportés ou importés, bien que l'intensité énergétique des exportations canadienne semble supérieure à nos importations.

Il serait très compliqué d'évaluer les émissions directes et indirectes liées à la consommation canadienne de tous les biens et cette information n'aurait qu'une valeur limitée. Il est cependant relativement simple d'évaluer les émissions directes liées au commerce international du pétrole et du gaz naturel canadiens. Il est également important de la faire, vu le volume commercial de la production et la consommation générales de pétrole et de gaz naturel. Les estimations des émissions pour 1990 et 1995 figurent à la fin de la section III.

Supposons que les émissions mondiales diminuent et que le Canada y contribue sa part, les émissions à l'intérieur des frontières pourraient alors augmenter ou baisser selon les modèles de commerce international. La section suivante porte sur l'adoption d'un mélange de carburants au Canada et aux États-Unis, différentes du charbon pour le gaz naturel. À titre d'exemple, le changement du mélange de carburant du charbon au gaz naturel est décrit à la section suivante.

Dans le contexte du Protocole de Kyoto, l'échange des émissions pourrait fournir l'équilibre entre la contribution canadienne en réduisant les émissions mondiales et la responsabilité du Canada pour les émissions sur son sol.

COMMENT L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE PEUT-ELLE CONTRIBUER DIRECTEMENT À LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ?

Cette section énonce les trois grands moyens par lesquels l'industrie peut réduire les émissions mondiales.

Depuis plusieurs années, l'industrie pétrolière et gazière encourage les mesures volontaires de réduction des émissions de gaz à effet de serre par ses compagnies membres. Les associations de l'industrie encouragent la participation au programme Défi-climat du Canada – Mesures volontaires et registre (VCR) depuis 1994. Cette démarche a permis de mieux faire comprendre les sources des émissions de l'industrie et de déterminer nombre d'occasions de réduction. Le volet production de l'industrie a réussi à réduire les émissions de CO₂ de l'équivalent de 8,3 mégatonnes par année jusqu'en 1995. Sans ces réductions, les émissions de l'industrie pour 1995 se seraient élevées à 86,7 mégatonnes au lieu de 78,4 mégatonnes. Le travail qui se fait au chapitre des réductions et améliorations volontaires dans la mesure et le rapport des émissions sera maintenu tout comme l'analyse des implications de l'atteinte de l'objectif du Protocole de Kyoto et le développement d'un plan d'action national au Canada. Par ailleurs, l'industrie a été invitée à fournir de l'information et des analyses dans le but d'appuyer l'évaluation d'autres éléments du Plan d'action national.

Malgré le fait que les émissions provenant de la consommation finale de pétrole et de gaz naturel représentent plusieurs fois les émissions liées à la production, le traitement et la livraison de combustibles à d'autres usagers, l'industrie pétrolière et gazière canadienne peut contribuer directement à réduire les émissions mondiales, et ce, de trois façons :

- en réduisant ses propres émissions au Canada;
- en participant au changement de mélange de sources énergétiques en Amérique du Nord adoptant davantage le gaz naturel; et
- en exportant la technologie requise pour réduire les émissions provenant de l'industrie pétrolière et gazière dans d'autres pays (surtout la Russie, l'Ukraine et les pays en voie de développement).

INTENSITÉ INFÉRIEURE DES ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE AU CANADA

C'est sur quoi porte essentiellement ce document. Ce sont les mesures que les entreprises pétrolières et gazières peuvent prendre pour réduire les émissions par unité de production au moyen d'une meilleure efficacité énergétique et en réduisant le torchage et les émissions de gaz à effet de serre qui ne proviennent pas de carburants.

LES ÉMISSIONS SUPÉRIEURES AU SEIN DE L'INDUSTRIE SONT PLUS QUE NEUTRALISÉES PAR LES ÉMISSIONS INFÉRIEURES AILLEURS AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Une augmentation de la production du gaz naturel pour la production d'électricité en changeant du charbon au gaz naturel réduirait les émissions mondiales, alors que les émissions de l'industrie gazière hausseraient avec la production. Si ce passage à la production d'électricité par le gaz naturel a lieu au Canada, les émissions canadiennes totales baisseraient, mais la chute des émissions de production électrique et à partir du charbon plus que neutraliseraient l'augmentation des émissions provenant d'une plus grande production et transport de gaz naturel. Si le passage du charbon au gaz naturel canadien se produit aux États-Unis, les émissions canadiennes augmenteraient tandis que les émissions américaines baisseraient davantage entraînant une réduction mondiale nette.

Il est aussi possible de réduire les émissions provenant d'une augmentation des exportations de pétrole. Dépendant de la source concurrente du pétrole importé qui serait délogé par une production pétrolière canadienne supérieure dans le but de répondre à la demande américaine ou de la région centrale du Canada, l'augmentation de la production pétrolière canadienne pourrait aussi faire baisser les émissions mondiales. L'augmentation des émissions au Canada découlant d'une plus grande production serait inférieure à la réduction dans certains autres pays à la suite d'une baisse de la production. Plus particulièrement, les émissions de cycle complet de produits raffinés produits dans la région centrale du Canada et dans le Midwest américain à partir de brut synthétique et de pétrole des sables bitumineux de l'Alberta seraient inférieures aux émissions de cycle complet comparables de brut concurrent du Venezuela. L'Annexe C fournit l'information sur les émissions de cycle complet pour l'approvisionnement en pétrole vers le Midwest américain et la région centrale du Canada. Cette comparaison des émissions canadiennes avec un nombre de fournisseurs à intensité d'émissions inférieure dans le monde indique que l'industrie canadienne se classe parmi les meilleurs⁵.

⁵ De façon plus générale, les émissions supérieures au Canada liées à l'industrie canadienne fournissant un plus grand volume pour répondre à la demande pétrolière nord-américaine ne signifie pas nécessairement une hausse des émissions mondiales. Il peut y avoir des différences entre les sources de brut dans les émissions liées à la production et livraison de brut aux raffineries dans la région centrale du Canada et dans le Midwest américain, mais elles sont très petites relativement aux émissions de cycle complet liées à la production, au transport, au raffinage et à consommation de produits pétroliers et raffinés.

ÉMISSIONS INFÉRIEURES DANS LES ÉCONOMIES EN TRANSITION ET DANS LES PAYS EN VOIE DE DÉVELOPPEMENT

La technologie de l'industrie pétrolière et gazière au Canada, tout comme dans les autres pays développés, est plus énergétique que celle qui est utilisée dans les pays en voie de développement et dans les économies en transition – l'Europe de l'Est, la Russie et l'Ukraine. L'industrie pétrolière et gazière canadienne peut contribuer à baisser les émissions mondiales en exportant de la technologie au moyen d'investissements ou de contrats de service.

Le but premier de la discussion ci-dessous est de réduire l'intensité des émissions de l'industrie au Canada, mais les deux autres sont également discutés brièvement.

III. ÉMISSIONS GÉNÉRÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Cette section explique les changements survenus entre 1990 et 1995 dans les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie pétrolière et gazière canadienne et dans les émissions liées à la consommation finale de produits dérivés du pétrole et du gaz naturel au Canada.

SOURCES D'ÉMISSIONS ET DONNÉES DE RÉFÉRENCE

Cette partie présente les données sur les émissions de gaz à effet de serre et les activités de l'industrie nécessaires pour comprendre ce qu'il advient de l'ensemble des émissions de l'industrie.

Des émissions sont générées dans toutes les activités de l'industrie, depuis l'exploration jusqu'à l'utilisation finale : forage, production et traitement, transport, raffinage (pétrole), distribution et utilisation finale. Les émissions varient en fonction de ce qui suit :

- rendement pour chaque type de production et de produit : gaz naturel, liquides extraits du gaz naturel et pétrole; pour le gaz naturel : corrosif et non corrosif, liquides; pour le pétrole : non corrosif léger, corrosif, lourd, bitume, brut synthétique;
- l'âge⁶ du gisement de pétrole ou de gaz naturel;
- la distance des marchés et les volumes acheminés à différents marchés (ces derniers influant sur les économies d'échelle pour les volumes véhiculés);
- la gamme des produits pétroliers raffinés provenant des raffineries; et
- la technologie et les méthodes d'exploitation dans chaque secteur.

Il existe deux types de données complémentaires sur les émissions actuelles et futures :

1. Les données sur l'intensité des micro-émissions, illustrant les émissions par unité de rendement pour chaque secteur, depuis l'exploration jusqu'à l'utilisation finale, pour chaque type de production et de produit. En cumulant ces données pour toutes les étapes de production, de livraison et d'utilisation, on peut calculer les émissions sur le cycle de vie pour chaque unité de produit destiné à la consommation finale.⁷
2. Les émissions totales, c'est-à-dire les émissions à l'intérieur des frontières du Canada et les émissions globales liées à la consommation finale au Canada.

L'intensité des émissions provenant des activités de l'industrie et les émissions sur le cycle de vie pour chaque produit final diminueront en fonction du perfectionnement de la technologie et des méthodes d'exploitation en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de leur utilisation dans les divers secteurs de l'industrie au fil du temps.

⁶ L'âge d'un gisement fait référence à la période, au cours de la durée d'exploitation d'un gisement, allant de la mise en production jusqu'à l'abandon du puits.

⁷ Le terme « cycle de vie » est utilisé dans le présent document pour faire référence aux émissions directes sur l'éventail des activités allant de l'exploration jusqu'à l'utilisation finale, à un moment donné. Ces émissions ne comprennent pas les émissions liées à la production des intrants utilisés (tuyaux, compresseurs, pompes, camions, etc.), à l'exception de l'électricité. Il est important d'inclure les émissions liées à l'électricité puisque l'électricité fournie par les services publics à l'industrie pétrolière et gazière dans l'Ouest canadien est essentiellement produite avec du charbon (diesel, dans le nord-est de la C.-B.). L'accroissement de l'efficacité de l'électricité utilisée est un élément important des plans de l'industrie en vue de relever l'efficacité.

Les émissions globales ne varieront pas seulement en fonction du niveau total de production et de l'intensité des émissions découlant des activités d'approvisionnement, mais elles varieront aussi en fonction du type et du lieu des activités de production, de la fourchette d'âge des gisements et de l'emplacement des marchés.

L'agencement des types de production et leur emplacement varieront en fonction de l'épuisement des gisements productifs et de l'ajout de nouveaux gisements en réaction aux prix du marché, aux techniques de production et aux ressources disponibles.

La fourchette d'âge des gisements évoluera au rythme du vieillissement de chaque gisement, de la mise en production à l'abandon. En général, les émissions par unité de production augmentent tout au long de la durée d'exploitation d'un gisement classique. Dans le cas du gaz naturel, la baisse de pression dans les gisements donne lieu à une consommation accrue de combustible à des fins de compression par unité de production et à une baisse d'efficacité dans le traitement du gaz naturel là où la baisse de production entraîne une faible utilisation des installations gazières. Pour ce qui est du pétrole classique, la baisse de pression dans les gisements et l'augmentation des ratios eau-pétrole font augmenter l'énergie requise par unité de production. Pour ce qui est de la production des sables bitumineux, l'épuisement des ressources n'est pas un facteur important. Les progrès technologiques dans le secteur des sables bitumineux ont systématiquement amélioré l'efficacité énergétique de l'exploitation. Ainsi, les émissions moyennes par unité de production diminuent au fil du temps grâce à la mise au point et à l'application de nouvelles techniques pour les travaux en cours. Pour toute année donnée, les émissions globales découlant de la production pétrolière et gazière refléteront l'âge de chaque gisement productif et l'agencement des techniques utilisées pour l'exploitation des sables bitumineux. Par ailleurs, les émissions par unité de production augmenteront avec l'« âge » moyen des gisements classiques et diminueront avec l'application de nouvelles technologies pour les sables bitumineux.

La distance du lieu de production jusqu'au marché et le type de transport utilisé varieront en fonction des modèles d'offre et de demande.

En principe, on pourrait illustrer les données globales comme étant la somme des émissions provenant des activités individuelles, à la lumière de l'intensité des émissions de chaque activité, de l'agencement des types et emplacements de production, de l'âge des gisements, des techniques et méthodes d'exploitation utilisées et des produits fournis sur chaque marché.⁸ Dans la réalité, on ne dispose pas de données complètes.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE GÉNÉRÉES PAR L'INDUSTRIE AU CANADA EN 1990 ET EN 1995

Cette section présente un aperçu, par secteur, de l'intensité des émissions, des sources d'émissions, de leur niveau et des facteurs de changement des émissions de 1990 à 1995, y compris certains changements dans les techniques et pratiques ayant permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

⁸ Comme on l'a noté ci-dessus, les émissions globales peuvent être présentées de deux façons : activités depuis l'exploration jusqu'à l'utilisation finale à l'intérieur des frontières du Canada et activités globales liées à la consommation au sein du Canada. Ces dernières comportent la partie des émissions sur le cycle de vie des produits pétroliers et gaziers importés produites à l'extérieur du Canada et ne comprennent pas la partie des activités sur le cycle de vie ayant lieu au Canada pour les produits pétroliers et gaziers exportés du Canada.

Bien qu'on ne dispose pas des données complètes dont il est fait mention plus haut pour décrire les sources et les tendances des émissions, il existe des évaluations des intensités moyennes des émissions pour les grands secteurs industriels, des émissions sur le cycle de vie pour différents types de production, de l'agencement des types de production, de l'âge moyen des gisements, des volumes acheminés à divers marchés, des gammes de produits et des données globales sur les émissions de gaz à effet de serre. Il ne faut pas oublier que les données dont nous disposons actuellement sont constamment révisées⁹, qu'elles proviennent de diverses sources, qu'elles sont évaluées en fonction de méthodes différentes et qu'elles peuvent par conséquent présenter certaines incohérences. Néanmoins, elles sont utiles pour comprendre ce qui se passe dans l'industrie.

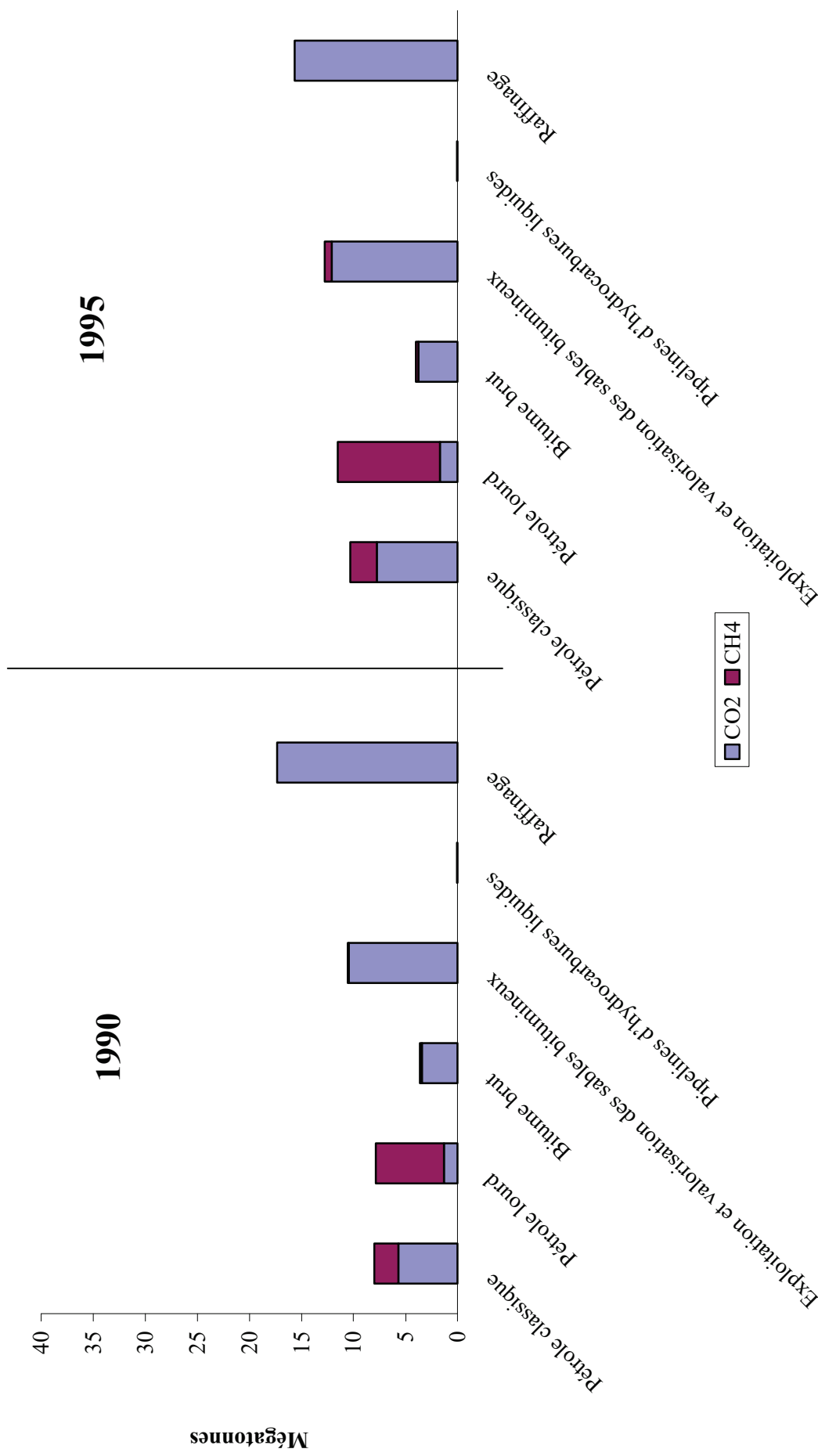
ÉMISSIONS PAR SECTEUR EN 1990 ET EN 1995

Les évaluations des émissions directes et indirectes pour les divers secteurs de l'industrie en 1990 et en 1995 qui sont présentées aux figures G.1, G.2 et G.3 de l'Annexe G sont reproduites dans les figures 3.1, 3.2 et 3.3. Les émissions directes comprennent le gaz combustible et d'autres produits hydrocarbonés servant à produire de la vapeur ou à faire fonctionner du matériel, les émissions de méthane et les émissions d'oxyde nitreux produites directement ou d'une combustion incomplète. Les émissions indirectes font référence aux émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité achetée par l'industrie pétrolière et gazière.

Les sections qui suivent traitent des sources d'émissions et des changements dans les niveaux de 1990 à 1995 pour l'exploration, la production, le traitement, le transport et la distribution du gaz naturel ainsi que pour la production, le transport et le raffinage du pétrole.

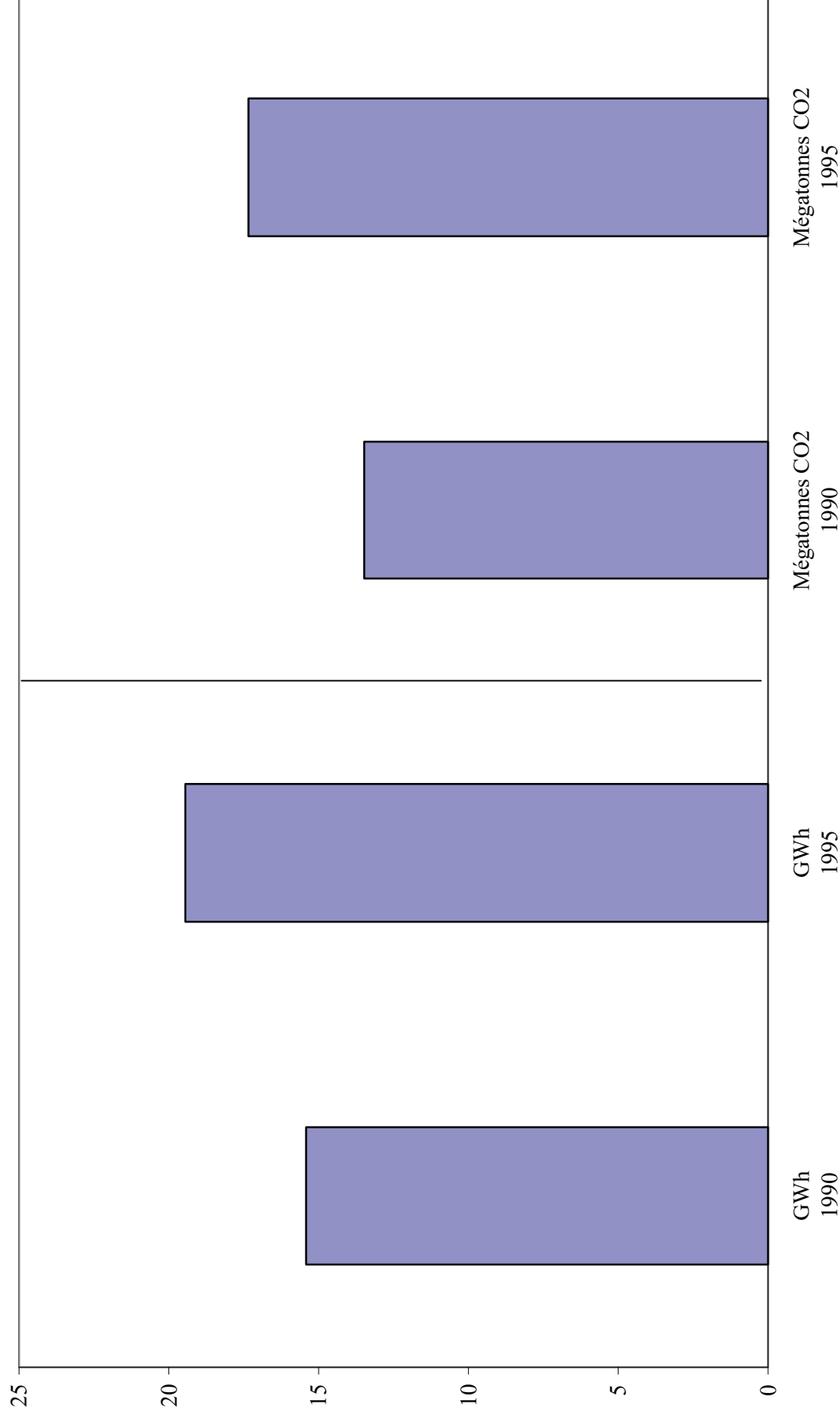
⁹ À titre d'exemple, des travaux sont toujours en cours pour déterminer les émissions indirectes liées à l'électricité achetée en C.-B., qui est produite à l'aide d'un mélange de diesel et de gaz naturel.

Figure 3.1
Émissions directes d'équivalent-CO2 par secteur de l'industrier
Pétrole brut et produits dérivés



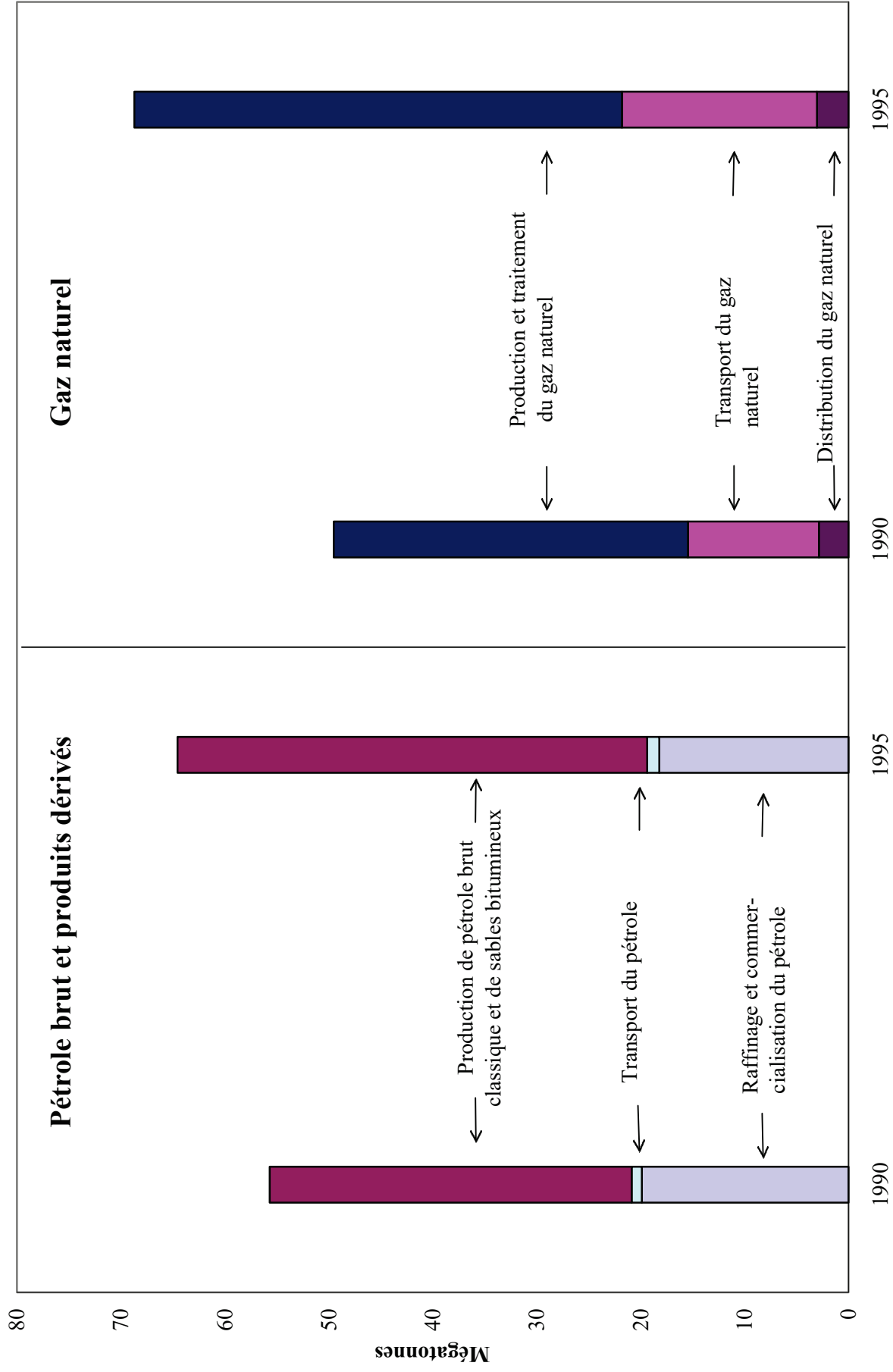
Les valeurs des émissions de N2O sont minimales et ne sont pas représentées dans le graphique
 Se reporter au tableau G.1 de l'Annexe G pour les valeurs des émissions de N2O

Figure 3.2
Total de l'électricité achetée et émissions indirectes d'équivalent-CO2 en
résultant pour l'industrie pétrolière et gazière



Se reporter au tableau G.2 de l'Annexe G

Figure 3.3
Intensité des émissions directes et indirectes totales d'équivalent-CO2 pour
l'industrie pétrolière et gazière



Se reporter au tableau G.3 de l'Annexe G

EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

EXPLORATION PRÉCÉDANT LE FORAGE

Les émissions provenant des travaux d'exploration précédant le forage sont produites par le combustible utilisé pour les camions, les avions et les bureaux, qui font partie des émissions des immeubles et du transport au Canada. On ne dispose pas de données sur l'ensemble des émissions provenant de ce secteur, mais l'exploration précédant le forage représente une très petite partie de l'industrie dans son ensemble. Néanmoins, l'accroissement de l'efficacité contribue à réduire les coûts et les émissions dans d'autres secteurs ainsi qu'à l'intérieur de ce secteur.

L'adoption de meilleures pratiques et le commerce des données recueillies ont permis de réduire l'énergie requise pour obtenir des données sismiques à des fins d'exploration et de mises en valeur. Qui plus est, les meilleures données sismiques (utilisation de plus en plus prépondérante de la sismique 3D) permettent de repérer avec plus d'exactitude les gisements visés et d'obtenir de meilleurs taux de succès dans les forages d'exploration et de mise en valeur, ce qui réduit par le fait même les travaux requis pour exploiter les ressources.

FORAGE, ENTRETIEN ET MISE À L'ESSAI DES PUIXS

Les émissions provenant des forages sont relativement peu importantes et représentaient moins de 1 % du total des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie en 1995¹⁰. Les essais aux tiges et la combustion du diesel par les appareils de forage sont les plus importantes sources d'émissions (91 % et 8 %, respectivement). En outre, une petite quantité d'émissions d'hydrocarbures provient de l'utilisation de boues de forage émulsionnées inverses (moins de 1 %).

Bien que le nombre de puits forés entre 1990 et 1995 ait doublé, les émissions produites par les forages ont diminué d'environ 25 %, et ce, en raison de l'augmentation de la fraction de gaz brûlé à la torche plutôt que mis à l'air libre dans le cadre des essais aux tiges.

L'entretien et la mise à l'essai des puits est une autre source mineure d'émissions, soit seulement une fraction de 1 % du total des émissions de l'industrie. Dans ce secteur, les émissions proviennent de la mise à l'air libre et de la consommation de carburant par l'équipement lourd utilisé. Les émissions sont pour la plupart produites par la mise à l'air libre et la consommation de carburant et ne représentent qu'environ 1 % des émissions produites par l'entretien et la mise à l'essai des puits. La purge des puits de gaz peu profonds (effectuée périodiquement pour éliminer l'eau qui s'accumule dans les tubes de production), représente la principale source de mise à l'air libre. On évalue que ces purges sont à la source de plus de 95 % des émissions de méthane produites par ce secteur de l'industrie. Depuis 1990, on constate une augmentation de 80 % dans la production des puits de gaz peu profonds, ce qui a entraîné un accroissement des purges. La mise à l'air libre résulte aussi de l'élimination des vapeurs provenant des bassins à boue utilisés pour les plates-formes d'entretien et de la dépressurisation de certaines canalisations et de certains bacs. Toutefois, il faudra disposer de données supplémentaires pour évaluer

¹⁰ Émissions de CH₄ et de COV provenant de l'industrie pétrolière et gazière en amont au Canada (en préparation), de MM. Ross et Picard, 1998 pour la CAPP et Environnement Canada.

ces émissions. L'industrie a réduit le torchage en augmentant le nombre de puits pour lesquels la production est acheminée par pipeline aux installations d'essai. Il en découle une légère réduction des émissions produites dans le cadre des essais.

PRODUCTION, TRAITEMENT, TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL

La section qui suit décrit les diverses activités qui font partie de la production et du transport du gaz naturel. Les données dont on dispose pour les entreprises publiques de production d'électricité ne sont actuellement pas ventilées en fonction de l'électricité achetée pour la production du pétrole et du gaz naturel. Une répartition approximative de la consommation d'électricité entre le secteur du pétrole et celui du gaz naturel est utilisée pour évaluer l'intensité des émissions.

PRODUCTION ET TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

Les émissions directes de CO₂, CH₄ et N₂O, exprimées en milliers de tonnes d'équivalent-CO₂, qui figurent au tableau G.1 de l'Annexe G sont reproduites à la figure 3.1. La production et le traitement du gaz naturel représentent 68 % du total des émissions directes et indirectes de l'industrie du gaz naturel et 35 % de l'équivalent-CO₂ du total des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie pétrolière et gazière en 1995.

Ce secteur comporte cinq catégories de sources d'émissions : puits, systèmes de collecte, installations sur le terrain (p. ex., postes de compression, postes de comptage, etc.), installations gazières et installations de traitement. En 1995, on comptait 64 754 puits, 1 825 postes de compression, 50 installations d'injection, 3 339 installations gazières et de nombreuses autres installations de moindre envergure. Les émissions de méthane sont pour la plupart causées par des fuites du matériel bien que la ventilation à la source soit aussi importante.

On compte trois types d'installations de traitement : gaz non corrosif (y compris les installations de chevauchement, soit celles qui assurent le retraitement du gaz naturel pour en extraire de l'éthane et du propane), gaz corrosif (torchage) et gaz corrosif (extraction). On comptait, en 1995, 653 installations de ces types en exploitation (399, 194 et 60, respectivement).

De 1990 à 1995, la production de gaz naturel s'est accrue de 45 %. Les émissions d'équivalent-CO₂ par unité de production et de traitement ont régressé de 4 % (figure 3.5 et tableau G.4). Il existe peu de renseignements sur l'amélioration des pratiques d'exploitation, si ce n'est les efforts en vue d'économiser l'énergie. Le changement dans les émissions par unité de production entre 1990 et 1995 témoigne des incidences nettes de l'amélioration des pratiques ayant permis de réduire les émissions pour des activités données, qui ont été en partie neutralisées par le changement dans l'amalgame de la production en faveur du gaz non corrosif, l'augmentation de l'âge moyen des puits et des rapports plus exhaustifs qui comprenaient en 1995 des émissions qui n'avaient pas été évaluées en 1990. Voici certains détails à ce sujet :

- Le changement dans la composition de la production (gaz corrosif et gaz non corrosif) vers un pourcentage supérieur de puits de gaz non corrosif a fait augmenter les émissions par unité de production en raison du taux supérieur des émissions fugitives provenant des puits de gaz non corrosifs.

- Le nombre de systèmes de compression sur le terrain a augmenté considérablement, passant d'un peu plus de 1 000 en 1990 à 2 400 (certains postes comportent plus d'un compresseur) en 1995.¹¹ Cette augmentation s'explique en partie par la nouvelle production de gaz naturel et la nouvelle capacité de compression requises pour palier à la perte de pression du réservoir dans les champs plus âgés.
- Certains des changements dans les émissions déclarées entre 1990 et 1995 proviennent du degré d'exactitude qui varie pour les données présentées, ayant pour effet de réduire les émissions d'une part et de les augmenter d'autre part. Des données plus fiables sur l'élimination du gaz de combustion aux installations de traitement permettent de constater un changement dans la composition des émissions fugitives, qui proviennent moins du méthane mais plus du gaz de combustion en raison d'une importante baisse de la combustion cumulée aux émissions fugitives par unité de combustible consommé : les données de 1995 permettent de constater que la quantité de combustible consommé par les dispositifs de chauffage est supérieure aux estimations antérieures et que moins de gaz imbrûlé ne s'échappe. Ainsi, bien que la consommation de combustible des installations de traitement du gaz naturel ait augmenté de 14,7 % entre 1990 et 1995, les émissions de méthane produites par la combustion du gaz se sont accrues de 4 % seulement. Les émissions de méthane produites par les pompes à glycol servant à l'échange d'énergie dans les installations de déshydratation sur le terrain ont été considérées pour la première fois dans les travaux de Clearstone en 1995.

TRANSPORT DU GAZ NATUREL

Les émissions produites par le transport du gaz naturel ont représenté 23 % du total des émissions directes et indirectes du secteur du gaz naturel et 14 % du total des émissions de l'industrie pétrolière et gazière.

Les gaz à effet de serre produits directement par les réseaux de transport du gaz naturel dans le cadre de l'entretien et de l'exploitation des gazoducs et des installations connexes sont les suivants : gaz carbonique (CO₂), méthane (CH₄) et oxyde nitreux (N₂O). L'électricité achetée, produite par combustion de combustibles fossiles, est aussi une source d'émissions indirectes de gaz à effet de serre.

Parmi les gaz à effet de serre produits par les réseaux de transport du gaz naturel, le gaz carbonique est celui dont le volume est le plus important, soit environ 64 % des émissions de gaz à effet de serre directes du secteur. La presque totalité du gaz carbonique produit résulte de la combustion de gaz naturel par les turbines à gaz et, dans une moindre mesure, les moteurs à explosion. Parmi les autres sources de gaz carbonique, notons la combustion de gaz naturel par les appareils de chauffage des gazoducs, les moteurs des génératrices et les rebouilleurs des déshydrateurs.

Les émissions de méthane des réseaux de transport représentent 34 % des émissions de gaz à effet de serre directes du secteur et proviennent de sources ventilées, notamment les systèmes pneumatiques,

¹¹ L'estimation du nombre de systèmes de compression en 1995 se fonde sur le nombre moyen de systèmes de compression pour un échantillon représentatif d'installations (déterminé d'après les données fournies par des exploitants du secteur pétrolier et gazier) multiplié par le nombre total d'installations.

les événements des déshydrateurs ainsi que les purges des gazoducs. On estime que les émissions fugitives (ou des fuites du matériel aux installations de compression et de comptage ainsi que les fuites des gazoducs) représentent une autre source importante d'émissions de méthane. Le gaz naturel non brûlé dans l'échappement des moteurs est une troisième source d'émissions de méthane.

De l'oxyde nitreux est aussi produit par la combustion du gaz, mais il ne contribue que très peu (1 %) à l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre provenant des réseaux de transport du gaz naturel.

L'industrie gazière canadienne a connu une forte croissance depuis 1990 et la hausse considérable de la production de gaz naturel a entraîné des augmentations correspondantes dans les volumes de gaz véhiculés depuis les zones de production jusqu'aux marchés au Canada et aux États-Unis.

L'accroissement des volumes expédiés influe directement sur le gaz combustible requis pour le transport. De 1990 à 1995, les émissions de gaz carbonique ont augmenté de 64 %. Pour leur part, les émissions de méthane ont été de 21 % supérieures compte tenu des nouvelles installations aménagées pour répondre à la demande. La capacité s'est accrue de 52 %. Les émissions cumulées de CO₂E ont affiché une hausse de 49 %. La longueur totale des gazoducs a elle aussi augmenté, passant de 64 222 km en 1990 à 74 683 km en 1995.

Les entreprises exploitant des gazoducs ont adopté un certain nombre de mesures de réduction des émissions dans le cadre de leurs activités, notamment :

- le perfectionnement des techniques de soudage;
- le recours à la compression pour le soutirage et une meilleure coordination des interruptions de service afin de réduire au minimum les volumes de méthane libérés pendant les activités d'entretien et de construction;
- l'adoption de programmes de détection et de réparation des fuites en vue de réduire les émissions fugitives de méthane;
- l'installation de moteurs à émissions de monoxyde d'azote réduites;
- les révisions conceptuelles, notamment l'installation de buses acoustiques aux postes de comptage pour limiter la vitesse des dispositifs de mesure du gaz naturel; cette modification réduit les émissions de méthane;
- l'installation de moteurs à haut rendement afin de réduire la consommation de combustible;
- la révision des pratiques d'exploitation, notamment les procédés de purges aux postes de compression, les protocoles d'échantillonnage de la qualité du gaz naturel, les pratiques d'entretien visant à réduire les émissions de méthane.

En outre, les entreprises exploitant des gazoducs recherchent activement des moyens de réduire les émissions indirectes de gaz à effet de serre. On prévoit que la forte croissance de cette industrie depuis 1990 se poursuivra et, bien que les émissions par installation ou que les volumes de gaz naturel

véhiculés pourraient diminuer, on prévoit que les émissions en termes absolus augmenteront. Les activités de réduction des émissions indirectes et de compensation comprennent :

- la construction de systèmes de cogénération et de récupération de l'énergie de l'air d'évacuation ayant pour objet de rehausser l'efficacité de la production d'électricité et de remplacer l'électricité produite par le charbon;
- l'installation de systèmes de récupération automatiques de retour du gaz corrosif, permettant de réduire le torchage aux installations de production et de traitement éloignées;
- des programmes de plantation d'arbres pour absorber le carbone;
- la récupération et l'utilisation du méthane de rebus afin de produire de l'électricité.

DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL

La distribution du gaz naturel représentait, en 1995, 2 % du total des émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre produites par l'industrie pétrolière et gazière et 4 % du total des émissions directes et indirectes liées à la production, au traitement et à l'acheminement du gaz naturel.

Les gaz à effet de serre produits directement par les réseaux de distribution du gaz naturel pendant l'entretien et l'exploitation des gazoducs et installations connexes sont le gaz carbonique (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O). Le tableau G.1 et la figure 3.1 présentent une ventilation des émissions directes de gaz à effet de serre.

Parmi les gaz à effet de serre produits par les réseaux de distribution du gaz naturel et liés au remplacement des gazoducs, aux purges et au remplacement des vannes pneumatiques, le méthane est celui dont le volume est le plus important. Il représente environ 90 % des émissions directes de gaz à effet de serre attribuables à la distribution du gaz naturel et se compose d'émissions fugitives à 38 % et d'émissions de ventilation et de combustion incomplète à 62 %.

Les émissions de gaz carbonique représentent 3 % des émissions directes de gaz à effet de serre provenant des réseaux de distribution et sont principalement attribuables aux dispositifs de chauffage des gazoducs.

La combustion du gaz combustible produit aussi de l'oxyde nitreux, mais sa contribution à l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre des réseaux de distribution du gaz naturel est négligeable.

Par ailleurs, les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité représentent une infime partie des émissions totales.

Depuis 1990, la demande de services gaziers dans les secteurs résidentiel et industriel a entraîné l'expansion des réseaux de la presque totalité des sociétés de distribution du gaz naturel au Canada. Il importe cependant de remarquer que l'utilisation moyenne des clients résidentiels a affiché une baisse constante au cours des cinq dernières années. Cette baisse est attribuable au fait que les habitations sont mieux isolées et que les appareils de chauffage sont plus efficaces. Le tableau 3.1 présente

succinctement le taux de croissance des installations de distribution du gaz naturel dans la mesure où il se rapporte à l'accroissement des émissions.

Tableau 3.1			
Ventes et croissance des réseaux de gaz naturel comparativement à l'augmentation des émissions			
Année	1990	1995	Variation en %
Émissions – 10 ⁶ tonnes de CO ₂ E	2,84	3,06	7,7 %
Ventes de gaz naturel au Canada – 10 ⁹ m ³	54,5	63,7	16,8 %
Émissions par unité de tonnes vendues – CO ₂ E par 10 ⁶ m ³	0,052	0,048	-7,8 %
Longueur des gazoducs – 10 ³ km	245	269	9,8 %
Émissions par unité de tube – tonnes de CO ₂ E/km	11,6	11,4	-1,7 %

Les entreprises de distribution du gaz naturel ont adopté un certain nombre de mesures de réduction des émissions des gaz à effet de serre dans le cadre de leurs activités et ailleurs grâce à des projets compensatoires. Les mesures suivantes ont permis de réduire les émissions directes :

- le remplacement des systèmes métalliques non protégés plus anciens par des nouveaux tubes de polyéthylène (PE);
- des techniques de soudage plus perfectionnées qui ont permis de réduire les volumes de méthane émanant des activités de construction et d'entretien des gazoducs;
- des postes de comptage et des postes régulateurs intégralement soudés afin de réduire les émissions fugitives provenant des raccords taraudés;
- l'adoption de programmes de détection et de réparation des fuites afin de réduire les émissions fugitives de méthane;
- la révision des pratiques d'exploitation, notamment les procédés de purge, les protocoles d'échantillonnage et les pratiques d'entretien entraînant des émissions de méthane; et
- la mise en place aux installations éloignées de matériel d'appoint alimenté par des sources d'énergie renouvelable.

La forte croissance qu'a connue l'industrie depuis 1990 devrait se maintenir et, bien que les émissions pour les installations ou les volumes de gaz véhiculés pourraient baisser, les émissions en termes absolus devraient augmenter. Les entreprises de distribution du gaz naturel sont activement à la

recherche de moyens de réduire les émissions indirectes de gaz à effet de serre. Ces activités comprennent, notamment :

- la mise en place de programmes de gestion auxiliaires qui comportent la prestation de nombreux conseils aux clients des secteurs commercial et résidentiel; et
- des programmes de plantation d'arbres qui permettent d'absorber le carbone.

PÉTROLE : PRODUCTION DE PÉTROLE CLASSIQUE ET TRANSPORT ET RAFFINAGE DU BITUME ET DU BRUT SYNTHÉTIQUE

Les émissions directes et indirectes des gaz à effet de serre sont représentées aux figures 3.1, 3.2 et 3.3 et dans les tableaux G.1, G.2 et G.3 de l'Annexe G pour les divers types de pétrole.

PRODUCTION DE PÉTROLE CLASSIQUE

En 1995, la production de pétrole classique représentait 49 % du total de la production de pétrole brut. Les sources d'émissions individuelles sont nombreuses : 45 820 puits, 7 858 installations à puits unique, 2 403 installations satellites, 352 installations centrales et les conduites d'écoulement connexes.

Les émissions directes de gaz à effet de serre provenant de la production de pétrole classique en 1995 se sont établies à 10,4 millions de tonnes d'équivalent-CO₂, soit 27 % des émissions directes du secteur de la production du pétrole brut et 9 % des émissions directes totales de l'industrie pétrolière et gazière. Les émissions de CO₂ provenant du torchage de gaz combustible et de gaz de rebut en sont les sources les plus importantes.

Les pertes de stockage représentent la plus importante source d'émissions de méthane, suivie des fuites de matériel, de la ventilation de procédés et de la combustion incomplète. Cette dernière source d'émissions provient du gaz combustible utilisé pour les appareils de chauffage, les moteurs à explosion et les turbines à gaz ainsi que du torchage de gaz de rebut aux installations gazières et aux installations de collecte.

Bien que la production de pétrole classique ait augmenté de 2 % entre 1990 et 1995, les émissions de gaz à effet de serre se sont accrues de 29 % (voir tableau G.1), ce qui reflète l'incidence nette de i) l'accroissement de l'intensité énergétique compte tenu du vieillissement moyen des puits, ii) l'application de méthodes améliorées et iii) de légers changements attribuables aux modalités de présentation des données :

- L'augmentation du nombre d'installations et le vieillissement des sources de production de pétrole classique représentent le principal facteur. En dépit d'une baisse d'environ 4 % dans la production de pétrole classique en Alberta, les infrastructures (p. ex., têtes de puits, installations, etc.) continuent de se multiplier et la quantité de gaz combustible consommée et de gaz de rebut brûlé à la torche par unité de production s'est accrue. La hausse de la consommation de combustible est vraisemblablement attribuable à la quantité d'eau supérieure produite et dont le traitement et l'élimination exigent de l'énergie. En Alberta, la production d'eau annuelle pour l'ensemble des puits de pétrole lourd et classique a augmenté de 60 %, passant de 283 à 253 10⁶ m³ de 1990 à 1995.
- Les émissions fugitives provenant de fuites du matériel de tête de puits ont régressé d'environ 14 % en dépit du fait que le nombre de puits ait augmenté de 9 %. Ces données confirment les évaluations plus favorables des coefficients d'émissions depuis 1990 pour l'exploitation et le

pompage des puits de pétrole. Les émissions provenant des têtes de puits en utilisation ont tendance à être supérieures compte tenu des importantes émissions produites par les pompes à tiges polies.

- Les pertes des réservoirs de stockage ont légèrement diminué, mais la contribution des installations à puits unique et des installations centrales a changé. Ces dernières représentent désormais 90 % des émissions de stockage, la tranche restante de 10 % étant attribuable aux installations à puits unique.
- La proportion estimative de gaz brut comparativement au total du gaz combustible a été révisée à la hausse en fonction des données fournies par plusieurs exploitants. Par conséquent, les émissions et le contenu énergétique estimatifs pour le volume déclaré de gaz combustible sont supérieurs.

PRODUCTION DE PÉTROLE LOURD

En 1995, la production de pétrole lourd représentait 25 % de la production de pétrole brut totale. On comptait environ 19 350 puits de pétrole lourd en exploitation au Canada (11 000 en Alberta et 8 350 en Saskatchewan). De ce nombre, 18 965 font appel à des méthodes de récupération primaire ou secondaire et 385 font appel à des méthodes thermiques (c.-à-d. injection de vapeur). On estime qu'il se trouve au Canada environ 19 350 puits uniques, 165 installations satellites et 70 installations de valorisation du pétrole lourd.

Les émissions directes de gaz à effet de serre attribuables à la production pétrole lourd en 1995 ont totalisé 11,5 millions de tonnes d'équivalent-CO₂, soit 29 % des émissions directes du secteur de la production pétrolière et 10 % du total des émissions directes de l'industrie pétrolière et gazière. Des ces émissions, 90 % sont produites aux puits (principalement du méthane) et la tranche restante de 10 % provient essentiellement de l'échappement de vapeurs des réservoirs de stockage aux installations primaires. Une infime quantité provient par ailleurs des installations de valorisation.

La production de pétrole lourd s'est accrue de 47 % entre 1990 et 1995, un pourcentage légèrement supérieur à l'augmentation des émissions. Le fait que l'intensité des émissions provenant de la production de pétrole lourd soit demeurée à peu près la même reflète les incidences compensatoires de plusieurs facteurs.¹²

SABLES BITUMINEUX : BITUME BRUT

En 1995, la production de bitume brut, qui représente 8 % de la production de pétrole brut totale, a donné lieu à 10 % du total des émissions d'équivalent-CO₂ générées par la production pétrolière. Ce secteur

¹² Une étude effectuée récemment auprès des producteurs de pétrole lourd permet de dégager les données suivantes :

- 98,0 % des puits de pétrole lourd donnent lieu à une production primaire ou secondaire et 2,0 %, à une production thermique;
- 81,6 % de la production de pétrole lourd est primaire ou secondaire et la tranche restante, soit 18,4 %, représente la production thermique;
- près des deux tiers (63,2 %) du gaz de puits de pétrole provenant des puits primaires ou secondaires sont mis à l'air libre et un tiers (36,8 %) est brûlé;
- le gaz de puits de pétrole thermique est presque toujours brûlé (95,7 %);
- plus de 60 % du gaz en solution provenant de puits primaires ou secondaires sont brûlés (c.-à-d., 57,6 % sont brûlés et 3,7 % sont conservés comme combustible); et
- 100 % du gaz en solution provenant des puits thermiques sont brûlés (c.-à-d., 99,5 % sont brûlés et 0,5 % est conservé).

comprend 6 056 puits, un nombre estimatif de 224 installations satellites et 11 installations d'épuration. Les émissions de CO₂ relativement élevées sont produites par la production de vapeur dans le cadre de projets thermiques. La majorité des émissions de méthane (90 %) proviennent de la mise à l'air libre du gaz de puits de pétrole aux installations satellites. Le reste provient des installations de valorisation (9 %) et des têtes de puits (1 %).

La production de bitume brut et les émissions dans ce secteur ont augmenté de 10 % de 1990 à 1995, ce qui signifie que les émissions par unité de production n'ont pas changé. Cette intensité constante des émissions représente l'incidence nette des modifications des méthodes d'évaluation et de l'adoption de pratiques plus efficaces permettant de réduire la quantité de gaz de puits de pétrole mise à l'air libre.¹³

SABLES BITUMINEUX : PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE

À l'heure actuelle, la production cumulée de pétrole brut synthétique provenant des installations d'exploitation et de valorisation intégrées de Suncor et de Syncrude s'élève à près de 330 000 barils par jour (52 470 m³ par jour), soit 17 % de la production de pétrole brut totale au Canada. Ces deux installations exploitent des gisements peu profonds de sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta qui renferment du bitume brut très lourd, font l'extraction de la teneur en bitume, soit 10 % et valorisent le bitume pour en faire du pétrole brut synthétique.

En 1995, la production de pétrole brut synthétique représentait 15 % de la production de pétrole brut totale. Les émissions s'établissaient à 33 % du total des émissions d'équivalent-CO₂ liées à la production de pétrole brut. Lorsqu'on compare l'intensité des émissions avec celles produites par le bitume brut et le pétrole lourd, il importe de noter que la production de pétrole brut synthétique représente un amalgame de production et de raffinage partiel. Ainsi, une partie des émissions de cycle complet provenant du raffinage du pétrole lourd et du bitume brut est incluse dans le secteur de la production de pétrole brut synthétique. Pour la période allant de 1990 à 1995, la production a affiché une hausse de 34 %, tandis que les émissions directes ont augmenté de 21 % et que les émissions directes et indirectes se sont accrues de 20 %. Ainsi, l'intensité des émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre générées par la production de sable bitumineux a diminué de 11 %, passant de 0,915 à 0,817 tonnes d'équivalent-CO₂ par mètre cube. (Voir le tableau G.4 à l'Annexe G).¹⁴

¹³ À la lumière des renseignements sur les principales activités d'exploitation du bitume brut, les changements suivants ont été apportés à la méthodologie utilisée pour le dénombrement en 1990 :

- Les profils de différenciation des flux gazeux ont été modifiés pour mieux tenir compte de la composition prévue du gaz produit, ce qui a eu une incidence appréciable sur les COV et les émissions de méthane, puisque la nouvelle composition renferme plus de méthane et moins d'hydrocarbures autres que le méthane.
- Le volume du gaz de puits de pétrole mis à l'air libre est approximativement la moitié de l'estimation précédente. Près de 18 % du gaz de puits de pétrole est mis à l'air libre (le reste étant brûlé, incinéré ou utilisé comme combustible), comparativement au chiffre de 25 % utilisé en 1990. Le rapport entre le gaz de puits de pétrole et le bitume, qui influe sur les émissions provenant de la combustion et de la mise à l'air libre, est 13 m³/m³, par opposition au ratio de 20 m³/m³ utilisé antérieurement.
- Les exploitations commerciales de bitume brut doivent acheter du combustible supplémentaire pour répondre aux besoins de production de vapeur. L'évaluation antérieure de 120 m³ de combustible par m³ de production de bitume est environ la moitié de la consommation réelle de combustible par les exploitations de bitume brut commerciales.

¹⁴ Les émissions produites par les activités d'extraction du bitume en surface de Syncrude et de Suncor ont augmenté d'environ 20 % entre 1990 et 1996, mais la production a augmenté de plus de 60 %, ce qui signifie une importante réduction des émissions par unité de production, soit 25 %, sur la période de six ans visée.

Le combustible utilisé pour l'exploitation représente la principale source d'émissions. Les proportions, en nombres ronds, sont les suivantes :

- 50 % de la cogénération d'électricité et de vapeur, la vapeur étant utilisée principalement dans le processus d'extraction permettant de séparer le bitume du sable;
- 20 % dans les fours de procédé;
- 20 % provenant du reformage du méthane à la vapeur;
- 5 % provenant du diesel utilisé pour l'extraction; et
- 5 % provenant d'autres sources diverses.

TRANSPORT DES HYDROCARBURES LIQUIDES

Les émissions de gaz à effet de serre produites par l'exploitation de pipelines servant au transport d'hydrocarbures liquides revêtent la forme d'émissions directes provenant de l'exploitation et d'émission indirectes liées à l'électricité achetée pour faire fonctionner les installations des entreprises et pour actionner les pompes des canalisations principales. Ces émissions indirectes sont déclarées comme des émissions directes par les entreprises publiques de production d'électricité qui alimentent l'industrie pipelinière. Les émissions indirectes représentent entre 95 % et 99 % du total des émissions pour les pipelines véhiculant des hydrocarbures liquides.

Les émissions directes provenant de l'exploitation représentent la tranche restante, soit de 1 % à 5 %, et proviennent de la combustion du diesel et du gaz naturel par les pompes d'entraînement, la combustion du gaz naturel par les dispositifs de chauffage des gazoducs et les mécanismes actionnant les vannes des canalisations principales et du gaz naturel servant à chauffer les installations des entreprises. En outre, des émissions directes proviennent des émissions fugitives des vapeurs des réservoirs de stockage, des réservoirs de dépôt souterrains ainsi que des parcs de véhicules.

Outre la capacité totale, le type de produit véhiculé dans les pipelines d'hydrocarbures liquides peut influencer considérablement sur la quantité des émissions connexes. La résistance de débit supérieure des mélanges de pétrole lourd et de bitume (comparativement au brut léger, aux produits raffinés et aux liquides extraits du gaz naturel) exige une plus grande puissance de pompage. En outre, l'utilisation de réchauffeurs de canalisations pour chauffer le pétrole lourd afin de réduire sa résistance de débit entraîne des émissions directes supplémentaires.

Les données actuelles sur les oléoducs comprennent seulement les sociétés membres de l'Association Canadienne des Pipelines de Ressources Énergétiques (ACPRÉ), qui transportent 95 % des hydrocarbures liquides véhiculés par pipeline au Canada.

De 1990 à 1996, la capacité de transport d'hydrocarbures liquides a augmenté de 22 %¹⁵, tandis que les émissions de gaz à effet de serre se sont accrues de 19 %. Durant cette période, les émissions directes ont été réduites tandis que les émissions indirectes ont affiché une hausse de presque 20 %. On attribue cette dernière à l'accroissement des volumes véhiculés par l'entremise des réseaux des sociétés membres. Les valeurs approximatives pour la consommation d'électricité et la capacité de débit pour l'année de référence, soit 1990, et l'année de déclaration la plus récente, soit 1996, sont présentées aux tableaux 3.2 et G.1 et sont illustrées à la figure 3.2.

¹⁵ Nous ne disposons pas à l'heure actuelle de données sur les émissions par volume-distance.

L'augmentation de la capacité de débit pour les réseaux des sociétés membre est principalement attribuable au relèvement de la production de pétrole brut lourd et synthétique provenant de l'Ouest canadien. De plus, les volumes de pétrole brut léger classique véhiculés diminuent chaque année et sont remplacés par le pétrole lourd. Il faut plus d'énergie pour déplacer le pétrole brut lourd dans les oléoducs, ce qui entraîne des émissions indirectes supplémentaires.

Les sociétés exploitant des pipelines d'hydrocarbures liquides évaluent constamment leurs activités et leurs réseaux afin de cerner des moyens de réduire l'énergie utilisée et les émissions indirectes de gaz à effet de serre qui en découlent. À cette fin, un certain nombre d'initiatives ont déjà été adoptées, notamment :

- la pose de tubes de diamètre supérieur pour augmenter la capacité de débit et l'efficacité de l'exploitation;
- la réaffectation de produits à divers pipelines à l'intérieur d'un seul réseau pour rehausser l'efficacité d'exploitation;
- l'utilisation au besoin d'agents de réduction de la résistance pour les produits véhiculés, ce qui fait augmenter la capacité de débit et réduit l'énergie requise pour transporter ces produits; et
- l'installation de télécommandes par variation de fréquence aux postes de pompage des canalisations principales ayant pour effet de réduire l'action d'étranglement des vannes de régularisation et les pertes d'énergie correspondantes.

On constate par ailleurs un certain nombre d'autres initiatives en vue de réduire les émissions directes :

- l'exécution de vérifications énergétiques des installations des entreprises afin de déterminer les améliorations à apporter sur le plan de l'efficacité et les réductions possibles de la quantité d'énergie utilisée; ces vérifications ont donné lieu à la modification des installations des entreprises pour en améliorer l'isolation et y installer des systèmes de contrôle environnemental d'immeubles; et
- le maintien d'un programme régulier d'entretien et de remplacement des véhicules ayant permis d'assurer que les émissions des parcs de véhicules sont réduites au minimum.

Tableau 3.2

Capacité de débit des pipelines d'hydrocarbures liquides, utilisation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre des sociétés membres de l'ACPRÉ
1990 et 1995 *

	Capacité de débit totale 10 ⁶ m ³	Consommation totale d'énergie 10 ³ MWh	Émissions directes totales kilotonnes CO ₂ E	Émissions indirectes totales kilotonnes CO ₂ E	Émissions totales kilotonnes CO ₂ E	Intensité des émissions kilotonnes de CO ₂ /10 ⁶ m ³ de capacité de débit
1990	100	1 603	17	960,1	977	9,77
1995	122	1 978	16	1125	1 141	9,35

*L'année de référence d'une des sociétés membres est 1992 et ces données ont été incluses dans les données de l'année de référence 1990.

Il faut analyser plus en profondeur le changement dans l'intensité des émissions à la lumière des modifications dans la composition de la capacité de débit, des changements non consignés dans la distance moyenne de transport des produits et des changements dans la proportion d'électricité achetée dans les différentes provinces, dont les émissions par MWh d'électricité achetée varient.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION DU PÉTROLE

À l'échelle du Canada, 21 raffineries de pétrole produisent des produits pétroliers raffinés. On appelle souvent le secteur du raffinage et de la commercialisation l'industrie pétrolière en aval. Des produits sont commercialisés dans tous les secteurs de l'économie canadienne par l'entremise de réseaux de quelque 1200 points de vente de combustible en vrac (c.-à-d. principales installations terminales, agences et revendeurs), 1600 distributeurs automatiques à carte ou à clé et 11 200 stations-service.¹⁶ Ces produits comprennent l'essence, le diesel, le carburéacteur, l'essence d'aviation, le mazout domestique, les lubrifiants et les graisses.

En 1997, les raffineries canadiennes ont traité 97 millions de mètres cubes de pétrole brut. De ce nombre, 54 % provenaient du Canada, essentiellement de l'Ouest canadien, et le reste, soit 46 %, a été importé de sources internationales, principalement de la Norvège, du Royaume-Uni et du Venezuela.

Le Canada importe et exporte des produits pétroliers raffinés, mais ses exportations sont habituellement supérieures à ses importations. En 1997, les exportations ont totalisé 19,5 millions de mètres cubes, soit 20 % de la production totale des raffineries. Les importations se sont élevées à 10 millions de mètres cubes, soit 11 % du total des ventes intérieures.

Le raffinage du pétrole exige beaucoup d'énergie et a généré en 1995 environ 16 mégatonnes d'émissions directes d'équivalent-CO₂. Ce chiffre représente 24 % des émissions directes de gaz à effet de serre découlant de la production, du transport et du raffinage du pétrole au Canada, 14 % des émissions directes de l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière et 2 % des émissions directes du Canada.

Exception faite des coûts d'acquisition du pétrole brut, l'énergie représente le coût le plus élevé de l'exploitation des raffineries. Ces dernières consacrent donc beaucoup d'efforts pour réduire leur consommation d'énergie en adoptant des mesures d'économie d'énergie et des projets à meilleur rendement énergétique. En 1995, la production des raffineries était environ la même qu'en 1990, bien que l'énergie consommée ait diminué de 11 %. L'indice d'intensité énergétique Solomon (évaluation de l'industrie fournie par un entrepreneur du secteur privé) qui est passé de 113,8 en 1990 à 100,8 en 1995 reflète cette amélioration. De 1995 à 1996, l'amélioration du rendement énergétique a été plus considérable : le rendement a augmenté de 5 % tandis que l'énergie consommée ne s'est accrue que de 3,7 %. L'indice a baissé pour s'établir à 98,0 % et l'énergie consommée par unité de production a diminué de 1,5 %. Les changements survenus de 1990 à 1995 sont attribuables à deux facteurs :

- cinq petites raffineries ont fermé leurs portes en raison de la concurrence, ce qui a fait augmenter l'efficacité globale de l'industrie du raffinage;
- l'indice d'intensité énergétique Solomon a tenu compte de certaines initiatives d'accroissement du rendement énergétique :
 - meilleure intégration de la chaleur et révisions des procédés de raffinage;
 - réduction des taux de reflux;
 - installation de brûleurs à haute efficacité dans les appareils de chauffage;
 - récupération de l'énergie de l'aire d'évacuation; et
 - récupération du gaz brûlé à la torche.

¹⁶ Octane, octobre 1997

L'institut canadien des produits pétroliers fournira des renseignements supplémentaires au *Industry Table of the National Secretariat*.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ASSOCIÉES À LA CONSOMMATION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AU CANADA EN 1990 ET EN 1995

Cette section se penche sur les émissions associées aux exportations et importations de pétrole et de gaz naturel pour évaluer les émissions produites par l'industrie pétrolière et gazière au Canada et à l'étranger liées à l'utilisation finale au Canada de produits pétroliers et de gaz naturel.

Les émissions produites par l'industrie pétrolière et gazière qui sont associées à la consommation finale au Canada de produits pétroliers et de gaz naturel ne tiennent pas compte des émissions de l'industrie canadienne attribuables aux exportations et comprennent les émissions dans d'autres pays associés aux importations.

Tableau 3.3
Production, consommation et commerce international – gaz naturel, pétrole brut et produits raffinés
1990 et 1995

	1990			1995		
	Gaz naturel 10 ⁹ m ³	Pétrole brut 10 ⁹ m ³	Produits raffinés 10 ⁹ m ³	Gaz naturel 10 ⁹ m ³	Pétrole brut 10 ⁹ m ³	Produits raffinés 10 ⁹ m ³
Production	122	90	87	176	105	87
Utilisation par l'industrie	27			37		
Ventes intérieures plus à l'exportation	96	90	87	140	105	87
Exportations	41	38	14	79	61	15
Importations	1	31	8	1	34	8
Consommation de gaz naturel	55			64		
Pétrole aux raffineries au Canada						
Pétrole brut		84			79	
Pentanes		7			9	
Total		90			88	

La production, la consommation et le commerce international de gaz naturel, de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés du Canada en 1990 et en 1995 sont illustrés dans le tableau 3.3. En 1995, les exportations représentaient 56 % des ventes de gaz naturel, 58 % de la production de pétrole brut et 17 % des produits pétroliers raffinés. Les importations représentaient moins de 1 % de la consommation de gaz naturel, 35 % du pétrole brut traité dans les raffineries canadiennes et 10 % de la consommation de produits pétroliers raffinés.

Tableau 3.4

A. Émissions de l'industrie pétrolière et gazière canadienne associées aux exportations – 1990 et 1995

	1990				1995			
	Exportations	Directes	Indirectes	Total	Exportations	Directes	Indirectes	Total
	%	m/tonnes	m/tonnes	M/tonnes	%	m/tonnes	m/tonnes	m/tonnes
Gaz naturel	43 %	18	2	208	55 %	32	4	36
Pétrole brut	39 %	12	2	14	54 %	21	4	25
Produits raffinés	16 %	2,8	0,4	3,2	17 %	2,6	0,4	3,0
Total		32	5	37		56	9	64

B. Émissions étrangères associées à la consommation canadienne de produits pétroliers raffinés

	1990			1995		
	Importations 10 ⁶ m ³	Intensité des émissions mégatonnes/ 10 ⁶ m ³	Émissions mégatonnes 10 ⁶ m ³	Importations 10 ⁶ m ³	Intensité des émissions mégatonnes/ 10 ⁶ m ³	Émissions mégatonnes 10 ⁶ m ³
Pétrole brut	31	0,397	12	34	0,442	15
Produits raffinés	8	0,228	1,9	8	0,209	1,8
Total	38		14	43		17

Le tableau 3.4 illustre les évaluations des émissions de l'industrie pétrolière et gazière canadienne pouvant être attribuées aux exportations pour 1990 et 1995. La croissance des exportations de pétrole et de gaz naturel de 1990 à 1995 s'établit à 27 mégatonnes de CO₂E d'émissions de gaz à effet de serre. L'augmentation des importations de pétrole brut représente trois mégatonnes d'émissions étrangères, en présumant que le pétrole étranger livré aux raffineries canadiennes avait la même intensité que la production intérieure.¹⁷ Ainsi, l'augmentation des exportations nettes représente 86 % de la hausse de 28 mégatonnes des émissions directes et indirectes produites par l'industrie canadienne de 1990 à 1995. En 1995, 48 % des émissions de l'industrie étaient associées aux exportations.

Les émissions associées à la consommation canadienne de pétrole et de gaz naturel tiennent compte des émissions de l'industrie canadienne provenant des ventes intérieures et des émissions étrangères provenant des importations de pétrole et de gaz naturel. Puisque les importations nettes sont importantes relativement à la consommation de pétrole et de gaz naturel au Canada, les émissions de l'industrie canadienne sont supérieures aux émissions associées à l'approvisionnement du marché canadien en produits pétroliers et gaz naturel. Le tableau 3.5 présente une comparaison des émissions produites par l'industrie et des émissions associées à la consommation finale au Canada et il indique les émissions produites par l'utilisation finale au Canada en 1990 et en 1995. Les chiffres pour les

¹⁷ Voir le tableau 3.8 à l'Annexe G. Bien que les chiffres utilisés pour l'intensité des émissions provenant du pétrole étranger livré aux marchés nord-américains comprennent implicitement le diesel-pétrolier, il importe de remarquer qu'en vertu du Protocole de Kyoto, le diesel-navire expédié à l'échelle internationale n'a pas été affecté aux stocks des pays exportateurs ou des pays importateurs.

exportations canadiennes présentés dans le tableau sont fondés sur des répartitions proportionnelles et il faudra effectuer des travaux supplémentaires pour rehausser la fiabilité des données présentées.

Tableau 3.5		
Émissions produites par l'industrie pétrolière et gazière au Canada		
et		
Émissions associées à la consommation de pétrole et de gaz naturel au Canada		
	Mégatonnes	
	1990	1995
Émissions générées par l'industrie au Canada	105	133
Émissions associées aux exportations	37	64
Émissions associées aux importations	14	17
Émissions associées à la production destinée à la consommation au Canada	82	86

APERÇU DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DANS LES PRINCIPAUX SECTEURS

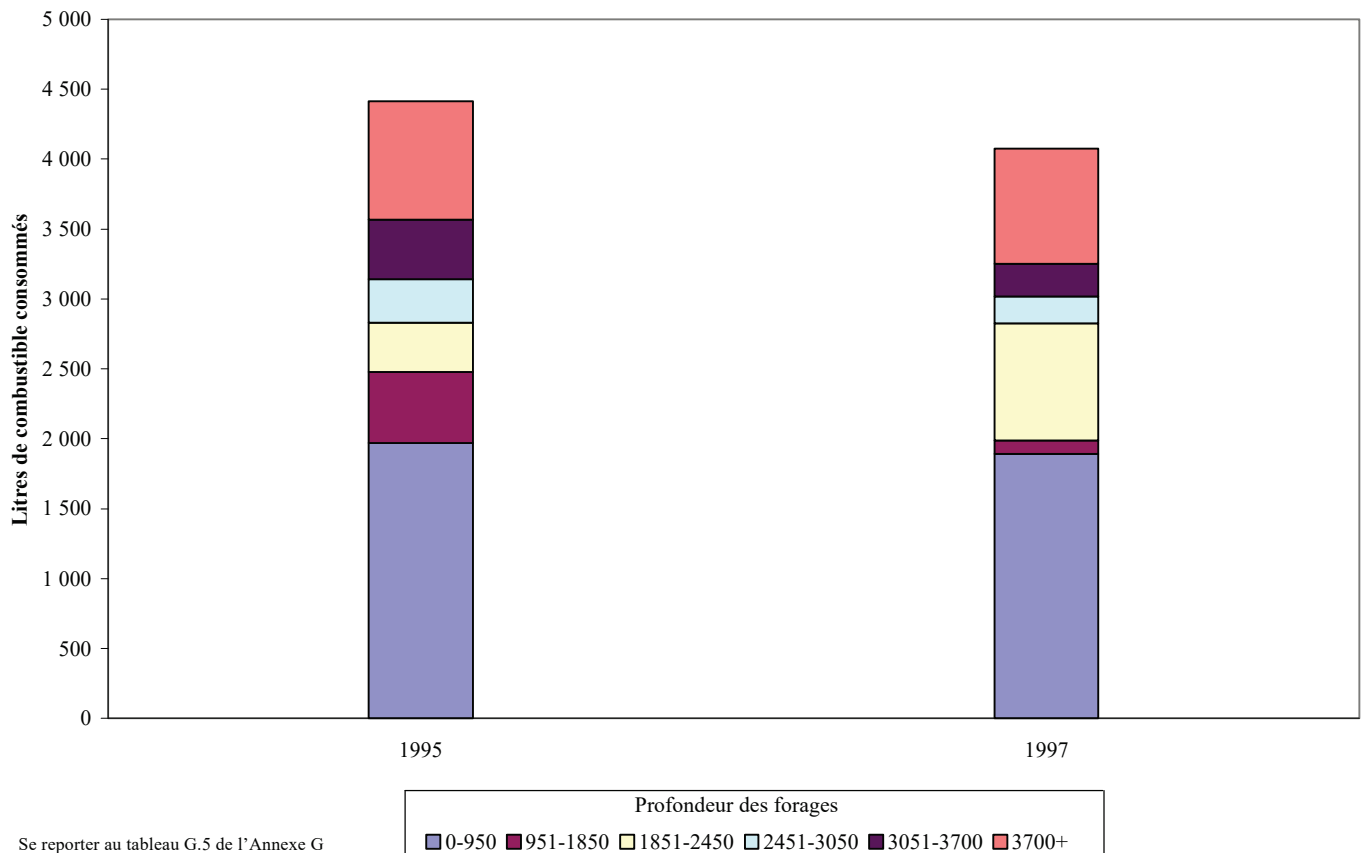
À l'instar des sociétés d'autres secteurs, les entreprises de l'industrie pétrolière et gazière canadienne sont constamment à la recherche de façons de réduire leurs coûts tout en conservant leur avantage concurrentiel sur les marchés internationaux. Ces efforts de compression des coûts sont essentiellement à la base de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il y a toutefois des cas où des coûts sont engagés pour adopter des mesures visant précisément à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Récemment, les divers secteurs de l'industrie ont tenté d'analyser le rendement énergétique et l'intensité des émissions de leurs activités. Les sociétés membres de la CAODC mesurent la consommation d'énergie par jour de forage. Les sociétés membres de la CAPP évaluent l'intensité énergétique de production et l'intensité des émissions de carbone afin de pouvoir évaluer leur rendement relatif d'une année à l'autre. Les sociétés membres de l'ACPRÉ mesurent leurs émissions par unité de rendement. Les sociétés de l'ICPP mesurent l'intensité énergétique sous forme d'énergie utilisée par unité de production et en fonction de l'indice d'intensité énergétique Solomon.

Grâce à l'adoption de meilleures pratiques, le secteur du forage a pu réduire l'intensité des émissions provenant de ses activités. Toutefois, on ne dispose de données à ce sujet que depuis le début de 1995. La figure 3.4 illustre les évaluations de consommation d'énergie par jour de forage en fonction des puits peu profonds, moyennement profonds et profonds forés entre 1995 et 1997.¹⁸ Puisque l'effort requis par mètre pour forer un puits varie en fonction de la région et de la profondeur du puits, la consommation de combustible par jour d'exploitation normale est considérée comme un meilleur indice du rendement énergétique que de la moyenne de combustible utilisé par mètre de puits foré.

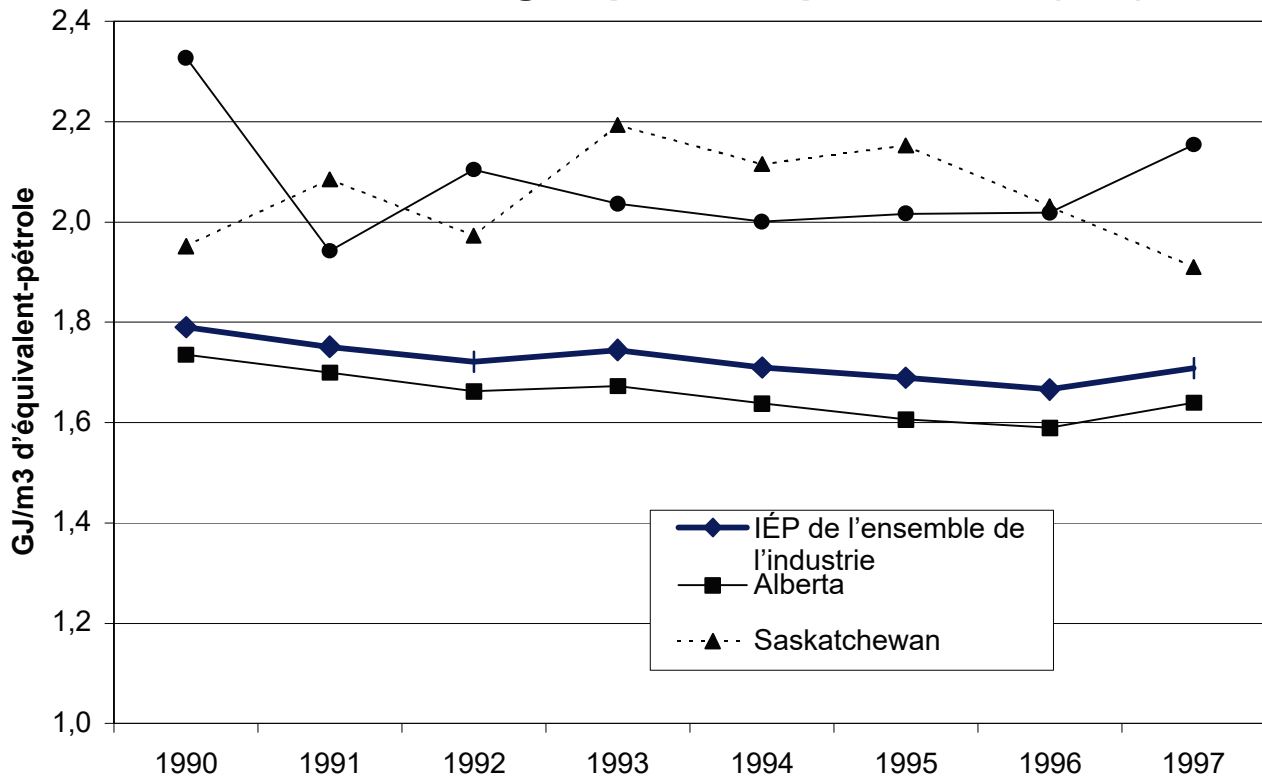
¹⁸ Pour calculer la contribution des émissions provenant des forages aux émissions de cycle complet générées par les produits pétroliers et gaziers, il faudrait ventiler les émissions associées à la consommation d'énergie en fonction de la production de pétrole et de gaz naturel sur la durée de vie d'un puits. Les résultats ne valent pas les efforts d'analyse requis puisque ces émissions représentent moins de 0,7 % du total des émissions de l'industrie pétrolière et gazière, soit moins que la marge d'erreur des évaluations. Les émissions du secteur du forage sont incluses pour l'année en cours dans le calcul des émissions sur le cycle de vie des produits pétroliers et gaziers.

Figure 3.4
Consommation quotidienne de combustible des appareils de forage
en fonction de la profondeur



La figure 3.5 présente, pour le secteur de la production pétrolière et gazière, l'intensité énergétique de la production pour la période allant de 1990 à 1997, en fonction du gaz combustible consommé, du gaz brûlé à la torche et de l'électricité utilisée (à l'exclusion de la C.-B.). Les évaluations de l'intensité énergétique de la production ont baissé de 1990 à 1996, mais elles ont augmenté en 1997. Cette hausse s'explique en partie par l'accroissement de la production de pétrole lourd et de pétrole brut synthétique par l'application de procédés thermiques, mais la qualité des données évolue aussi au fil du temps. Motivée par son intérêt à trouver une solution aux émissions de gaz à effet de serre, l'industrie a adopté des techniques de mesures plus efficaces qui devraient rehausser la portée et la diffusion des données sur la consommation d'énergie et les émissions fugitives.

Figure 3.5
Intensité énergétique de la production (IÉP)



Le tableau G.6 de l'Annexe G illustre l'intensité énergétique, l'index d'intensité énergétique Solomon et les émissions directes de gaz à effet de serre par unité de rendement pour les raffineries. Les émissions fugitives et les émissions associées au transport jusqu'au point de distribution en gros et au détail ne sont pas incluses, mais on croit qu'elles ne représentent qu'une partie relativement petite du total. La production des raffineries est demeurée essentiellement la même de 1990 à 1995, tandis que l'efficacité s'est accrue et que l'intensité énergétique et l'intensité des émissions ont diminué.

L'intensité des émissions directes et indirectes des divers secteurs de l'industrie et le total par unité produite consommée sont illustrés aux figures 3.6 et 3.7. Exception faite de la production de pétrole classique et de bitume brut, qui s'est accrue, et du raffinage, qui n'a pas changé, l'intensité des émissions a baissé de 1990 à 1995.¹⁹

¹⁹ L'intensité des émissions est calculée en fonction des émissions par secteur divisée par une mesure du volume du produit ou de la capacité. Pour ce qui est de la production et du traitement du gaz naturel, la mesure du volume correspond à la production déduction faite de l'utilisation dans l'industrie et de la perte de rendement. Les émissions attribuées aux ventes intérieures de gaz naturel ne tiennent pas compte de la proportion allouée aux exportations ainsi que de l'équivalent énergétique du volume du gaz naturel dans les liquides extraits du gaz naturel qui sont produits conjointement avec le gaz naturel. En ce qui concerne les produits pétroliers raffinés, les émissions provenant de la production et du transport sont ajustées pour tenir compte des exportations nettes de pétrole brut.

Figure 3.6
Intensité des émissions directes et indirectes totales d'équivalent-CO2 pour le
secteur du gaz naturel

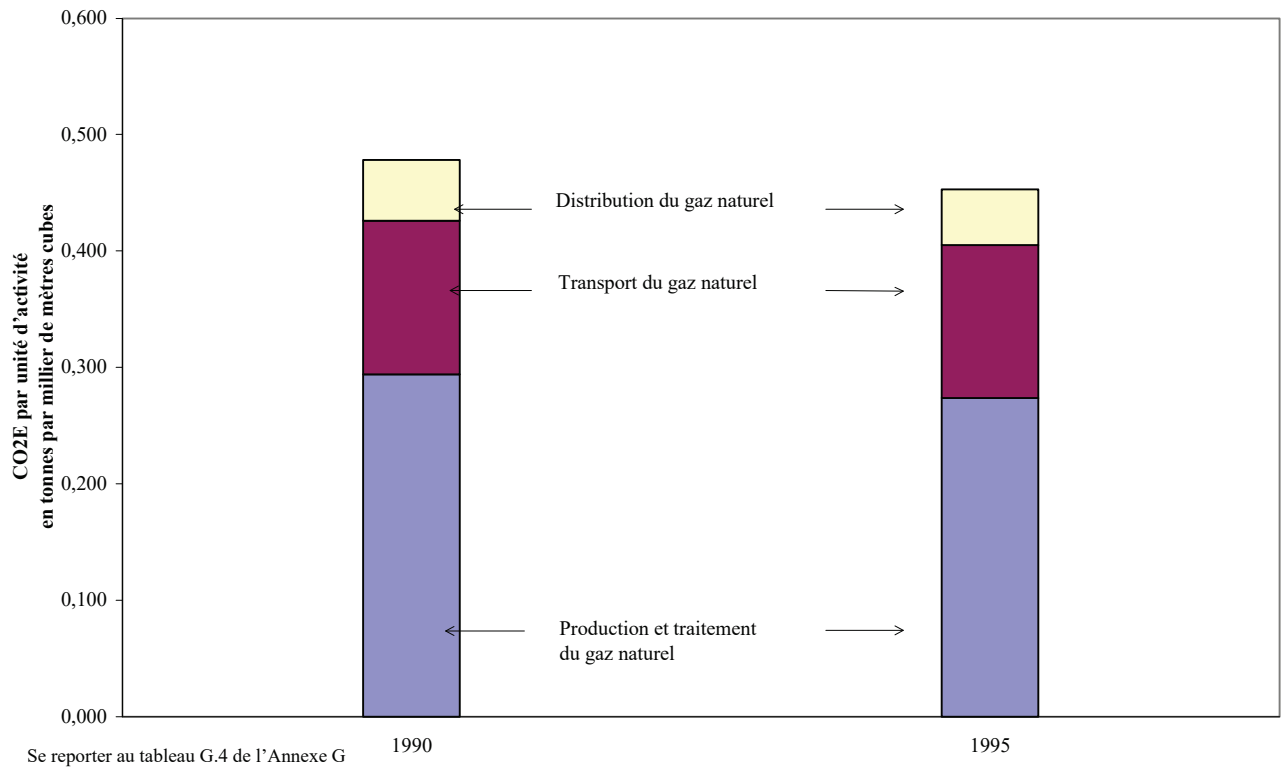
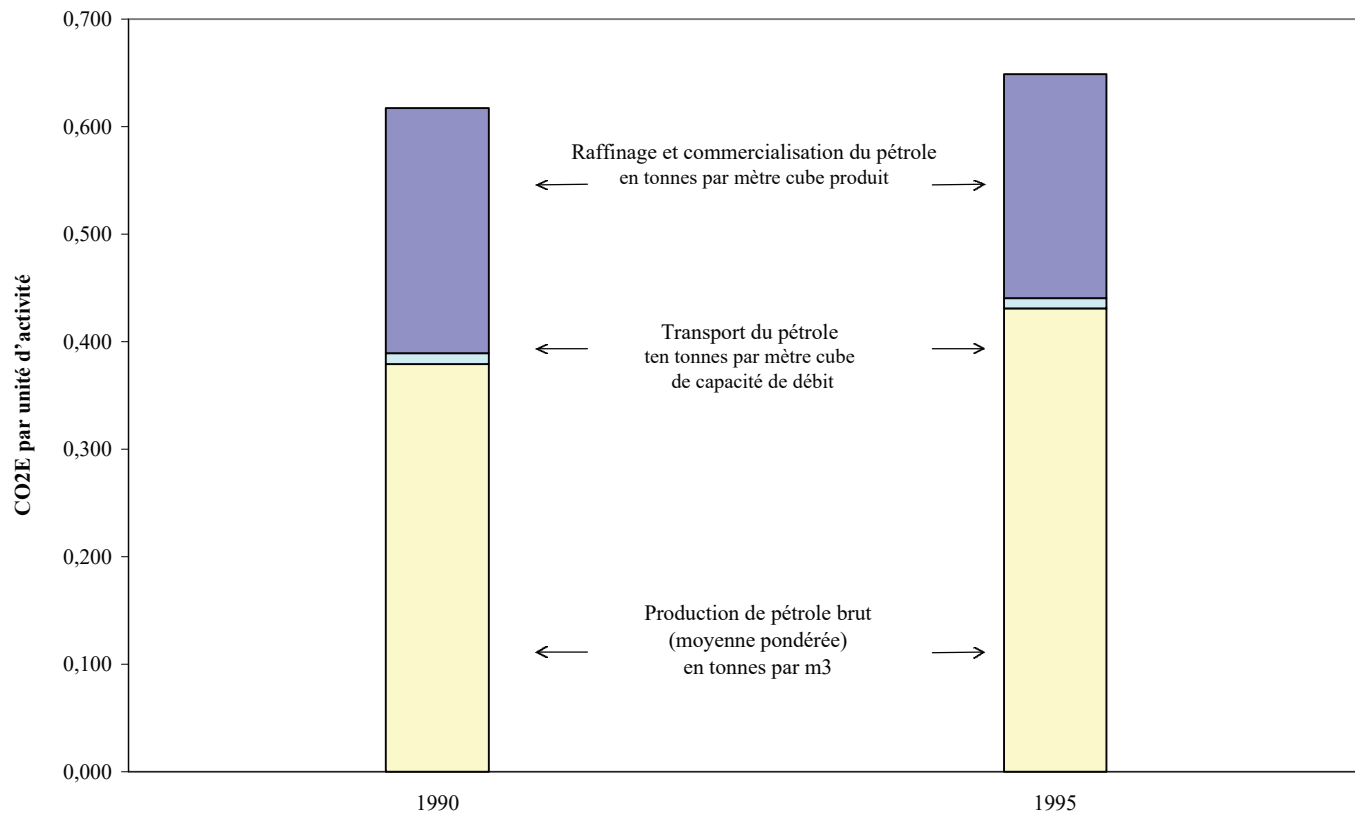


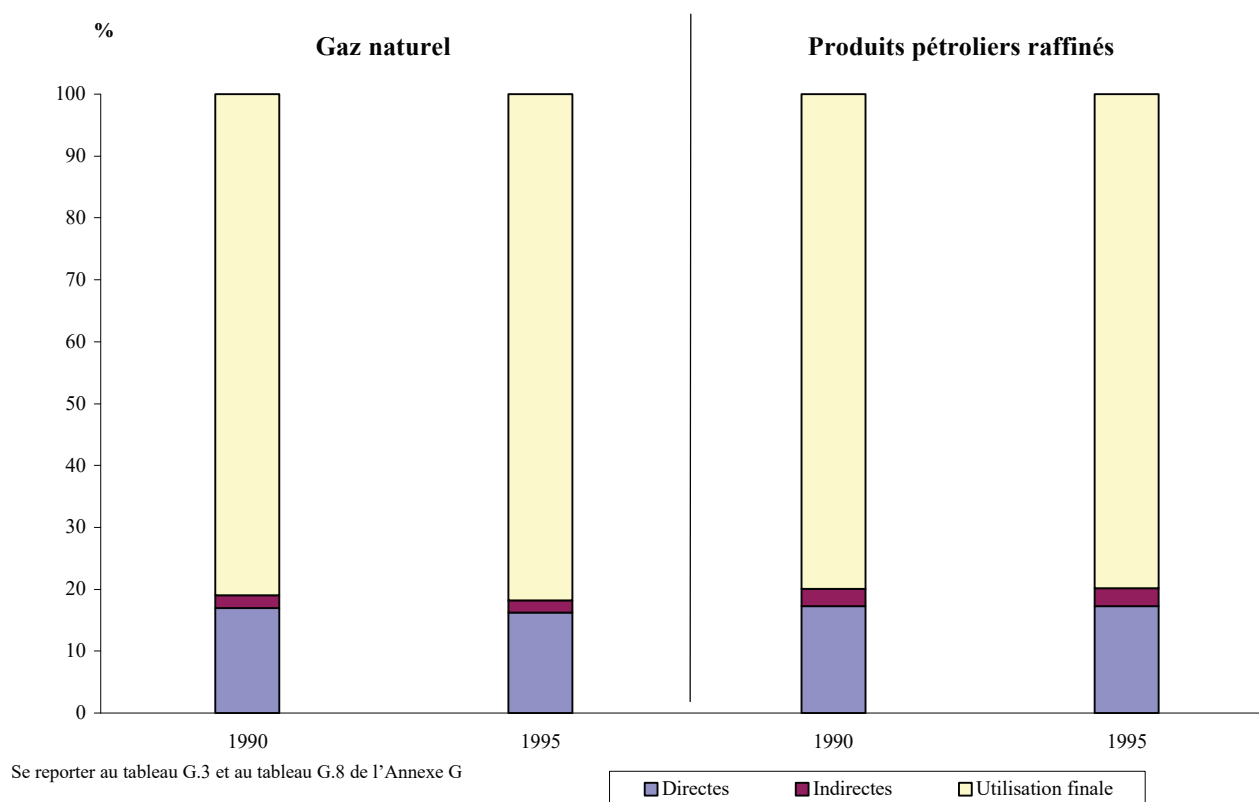
Figure 3.7
Intensité des émissions directes et indirectes totales d'équivalent-CO2 pour le
secteur du pétrole brut et des produits pétroliers



Se reporter au tableau G.4 de l'Annexe G

La figure 3.8 illustre le total de l'intensité des émissions directes et indirectes d'équivalent-CO₂ par secteur, y compris l'utilisation finale.

Figure 3.8
Total de l'intensité des émissions directes et indirectes d'équivalent-CO₂ pour l'industrie pétrolière et gazière



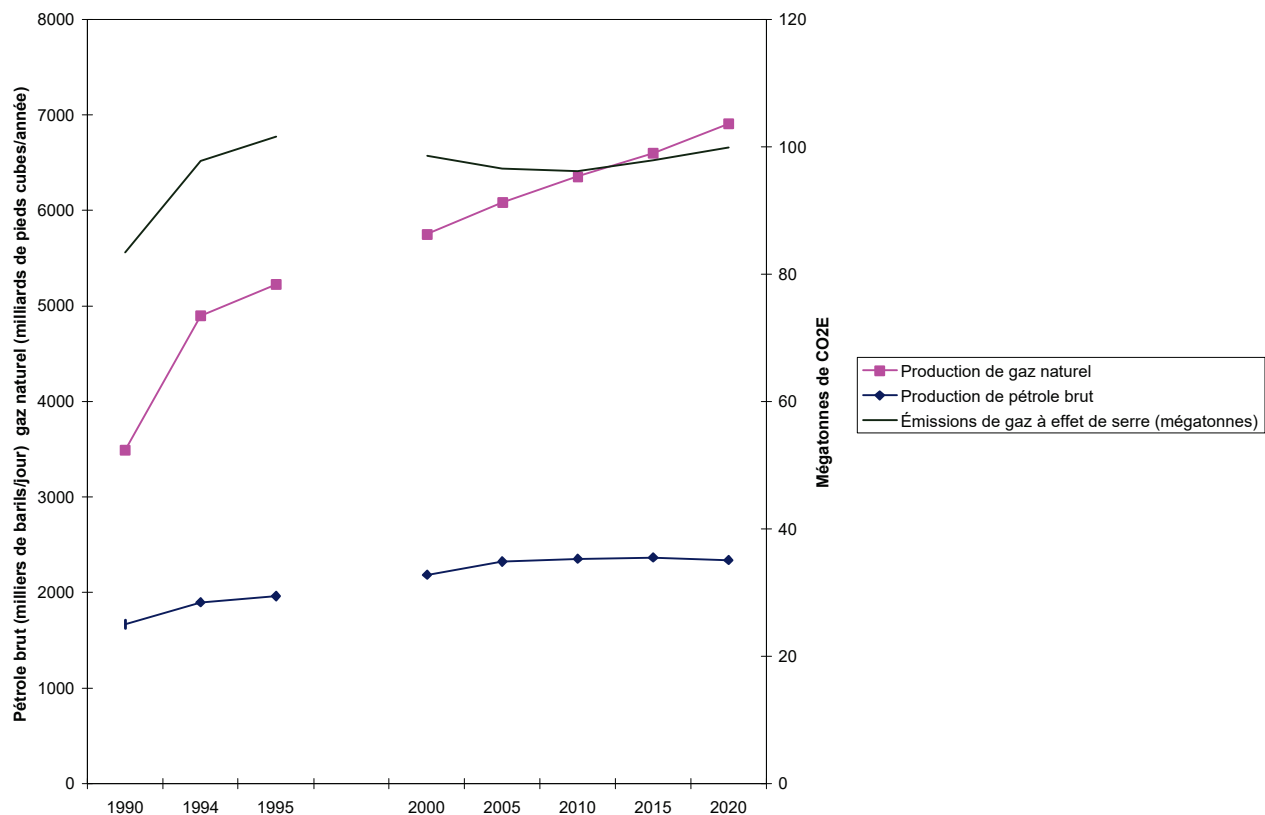
IV. POSSIBILITÉS POUR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE DE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS AU SEIN DE SON EXPLOITATION

Cette section présente les projections actuelles des émissions de l'industrie, certains exemples de mesures adoptées par les entreprises pétrolières et gazières pour réduire leurs propres émissions et certains calculs du coût de la réduction des émissions. Il faudra, pour décrire plus en détail les coûts de réduction des émissions de l'industrie pétrolière et gazière, disposer de plus de renseignements que ceux que nous possédons actuellement.

PROJECTIONS DES ÉMISSIONS PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE

La figure 4.1 présente des estimations historiques de la production pétrolière et gazière au Canada et des émissions produites par l'industrie ainsi que les projections de Ressources Naturelles Canada pour 2000, 2005, 2010 et 2020.

Figure 4.1
Production pétrolière et gazière et émissions de gaz à effet de serre
1990 – 1995 et projections de Ressources Naturelles Canada jusqu'en 2020



ADOPTION DE MESURES POUVANT CONTRIBUER À RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Le présent document constitue la première étape de l'évaluation des coûts de la réduction des émissions de l'industrie pétrolière et gazière. Les renseignements recueillis jusqu'à maintenant ne permettent pas de décrire une courbe des coûts de réduction des émissions pour l'industrie. Il faudra faire des travaux supplémentaires pour évaluer le volume cumulatif et le coût des réductions possibles à la lumière des projections d'émissions actuelles. Il importe de rappeler que le taux de production, qui varie beaucoup d'un scénario à l'autre, est le facteur déterminant des émissions produites par l'industrie.

Les paragraphes qui suivent présentent certaines mesures adoptées dans différents secteurs de l'industrie en vue de réduire les émissions. Les annexes renferment une description plus détaillée de ces mesures. En règle générale, l'exploitation au moindre coût rehausse l'efficacité énergétique et réduit les émissions. Dans certains cas, les sociétés pétrolières et gazières sont allées encore plus loin et ont engagé des fonds dans le but précis de réduire les émissions.

EXPLORATION

Du total des émissions produites par l'industrie pétrolière et gazière, seule une fraction de 1 % est imputable à l'exploration. Les réductions de coûts possibles incitent néanmoins ce secteur à rehausser son rendement énergétique.

Une efficacité accrue dans les travaux d'exploration précédant les forages contribuera à réduire les émissions. Toutefois, ce sont les améliorations continues dans la qualité des données sismiques qui devraient contribuer le plus à la réduction des émissions. Des données plus fiables permettent de repérer les cibles de forage à l'appui des techniques de forage qui génèrent des taux de récupération supérieurs.

Dans le secteur du forage, l'utilisation de matériel neuf muni de moteurs plus efficaces permettra de réduire les émissions par heure ou par mètre de forage. Les plus grandes améliorations de l'intensité des émissions devraient découler du cumul de données sismiques plus fiables et de progrès dans les techniques de forage, notamment les méthodes de forage horizontal.

PRODUCTION ET TRAITEMENT DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

Les secteurs ci-après servent à démontrer les nouvelles techniques et pratiques permettant de réduire les émissions et dont l'application pourrait s'élargir au fil du temps. On trouve dans les Annexes D et E d'autres exemples plus détaillées.

- Accroissement du rendement énergétique des activités sur le terrain et du traitement du gaz naturel. Par exemple, i) systèmes de récupération de la chaleur pour le traitement du pétrole et du gaz naturel, utilisation de la pression de gaz des chantiers de forage comme source d'énergie pour actionner les pompes sans devoir mettre du méthane à l'air libre et ii) électrification des chantiers de forage pour profiter de l'efficacité offerte par les réseaux électriques.

- Mise à l'épreuve de techniques (matériel de séparation du pétrole et de l'eau dans les trous de forage) permettant de séparer l'eau du pétrole au fond du puits pour réduire la production d'eau, et par le fait même, l'énergie requise pour traiter et éliminer l'eau.
- L'injection de gaz sulfureux et de CO₂ pour régler le problème posé par le soufre produit dans les gisements de gaz légèrement corrosif. Le nombre de projets faisant appel à cette technologie a augmenté depuis 1990, passant de deux à vingt dans trois provinces. Ces chantiers éliminent plus de 700 tonnes d'équivalent-CO₂ par an.
- Réduction des émissions de méthane en ayant recours à des brûleurs haut rendement qui assurent une combustion plus complète des solutions brûlées à la torche et du gaz des puits de pétrole. (La réduction des solutions brûlées à la torche est abordée plus en détail ci-après.)
- Pratiques d'exploitation et matériel permettant de réduire les émissions de méthane durant l'entretien des puits. Il s'agit, entre autres, de systèmes de séparation qui permettent de maintenir la production de gaz naturel pendant l'entretien, des vannes pour pipelines conçues spécialement pour réduire les gaz mis à l'air libre ou brûlés à la torche pendant les inspections des pipelines.
- Forage de puits multiples à partir d'un même emplacement, en particulier le pétrole lourd, ce qui peut réduire l'intensité énergétique des activités de forage et permettre de mieux traiter et récupérer le gaz en solution et le gaz de puits de pétrole.
- La cogénération de la vapeur industrielle et de l'électricité pour le traitement du pétrole lourd, du bitume, du brut synthétique et du gaz naturel procure une source d'énergie électrique très efficace et à faibles émissions. La réglementation provinciale comporte toujours certains obstacles qui découragent l'aménagement d'installations de cogénération produisant une quantité d'électricité supérieure à celle utilisée par les chantiers. Ces obstacles empêchent ou découragent la vente dans les réseaux provinciaux de l'électricité supplémentaire. Des essais sur le terrain sont en cours afin de déterminer la possibilité d'utiliser du gaz brûlé à la torche de faible qualité pour produire de petites quantités d'électricité en vue d'un usage plus répandu. Bien que la technologie soit essentiellement prouvée, on ne sait pas encore si elle pourra pénétrer le marché.
- Certains exploitants examinent actuellement l'injection de CO₂ dans la récupération assistée du pétrole afin de déterminer les critères économiques pertinents pour certains réservoirs particuliers. Il faudra, dans bien des cas, revoir les dispositions fiscales et d'autres politiques pour fournir certaines mesures incitant le recours à cette option.
- Des travaux de recherche et développement et des essais sont en cours pour mieux définir les critères de conception et d'exploitation ainsi que les coûts de captage, d'épuration et d'injection du CO₂ provenant des procédés industriels afin d'absorber le gaz carbonique. CANMET et l'*Alberta Research Council* se livrent actuellement à des travaux sur le sujet et on pourrait disposer de données supplémentaires après janvier 1999.

Dans certains cas, les réductions des émissions de gaz carbonique sont le résultat d'investissements et de frais d'exploitation généraux, p. ex. l'électricité à faibles coûts, la réduction des coûts de production et de traitement et le traitement du soufre. Dans d'autres cas, les réductions des émissions de gaz

carbonique sont le fruit de pratiques adoptées à cette fin précise par les entreprises, p. ex. la réduction des émissions de méthane pendant l'entretien des puits et le captage du méthane servant à actionner les pompes.

Bien que les coûts de réduction des émissions puissent être faibles ou négatifs dans le cas des nouveaux investissements technologiques, il peut être très coûteux de modifier les installations de production en exploitation. C'est pourquoi la réduction des émissions se fera sur une longue période, au fur et à mesure que les nouvelles installations seront mises en exploitation et que l'ancien matériel sera mis hors service. L'industrie ne dispose pas, à l'heure actuelle, des données lui permettant d'évaluer quantitativement l'incidence de cette nouvelle technologie.

RÉDUCTION DU GAZ EN SOLUTION BRÛLÉ À LA TORCHE EN ALBERTA

Les analyses effectuées pour la *Clean Air Strategic Alliance* (Alliance stratégique d'air pur), ou CASA, en Alberta laissent entendre que les émissions associées au torchage des gaz émanant de la production de pétrole brut pourraient être réduites d'un maximum de 1,25 mégatonne d'équivalent-CO₂ annuellement d'ici 2001. Cette réduction pourrait augmenter et se situer entre 3 et 3,5 mégatonnes d'ici 2007. Les travaux effectués par l'Université de Calgary pour la CASA permettent de dégager diverses évaluations des coûts qui tiennent compte de l'augmentation prévue des coûts si l'on remplace les options plus pratiques et moins coûteuses par des solutions plus dispendieuses.²⁰

- La réduction de 30 % prévue après 2001 (1,5 mégatonne d'équivalent-CO₂) devrait exiger un investissement brut d'environ 480 millions de dollars.
- Des réductions supplémentaires de 30 % (60 % au total) (tranche supplémentaire de 1,5 mégatonne pour un total de 3,0 mégatonnes) d'ici 2006 devraient exiger des investissements supplémentaires d'environ 620 millions de dollars.

Une initiative englobant toute l'industrie, les modifications pertinentes du régime des redevances et de la politique fiscale, des progrès technologiques pour la production d'électricité à petite échelle et les changements actuellement prévus aux règlements régissant le marché de l'électricité en Alberta pourraient permettre de réaliser ces réductions.

GAZODUCS

Enjeux pour les gazoducs

La forte croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a entraîné une augmentation considérable des volumes de gaz naturel véhiculés et par le fait même des émissions de gaz carbonique, et ce, en dépit de l'installation de moteurs très efficaces. Les options permettant de réaliser des réductions importantes des gaz à effet de serre sont limitées. Certaines des méthodes permettant de réduire les émissions seraient très coûteuses.

- Conduites de déviation supplémentaires

²⁰ Le calcul des réductions possibles se fonde sur le volume du gaz brûlé à la torche en 1996, soit 1,8 milliard de pieds cubes de gaz en solution, qui se convertit à environ 5 mégatonnes d'équivalent-CO₂

Le remplacement des installations de compression actuelles par des tubes de plus grand diamètre permettrait de réduire les émissions de gaz à effet de serre, mais le coût en serait élevé.

- Épuration des gaz d'échappement

Il serait coûteux de réduire les émissions de gaz à effet de serre en procédant à l'extraction du gaz carbonique présent dans les gaz d'échappement. La faible concentration de gaz carbonique dans l'échappement des moteurs et la faible pression d'échappement exigent un apport énergétique important pour séparer le gaz carbonique des flux d'échappement en vue de son élimination. Outre les coûts d'épuration, le grand nombre de petites sources d'émissions de CO₂ (c.-à-d. les centaines de postes de compression répartis à l'échelle du pays) rendent difficile l'élimination du gaz carbonique d'une façon peu coûteuse.

- Remplacement des moteurs à gaz par des appareils électriques

On pourrait réduire les émissions de gaz carbonique en remplaçant les commandes alimentées au gaz par des moteurs électriques en présumant que l'énergie électrique provient d'installations de production de combustible non fossile. Avant de remplacer les turbines et les commandes actuelles par de nouveaux moteurs, il faut tenir compte de plusieurs aspects, y compris les capitaux considérables requis. Sur le plan du changement climatique, le remplacement des moteurs alimentés au gaz par de l'énergie hydraulique pourrait entraîner la production de gaz à effet de serre provenant d'autres sources qui n'auraient plus accès à l'énergie hydraulique et seraient obligées d'utiliser d'autres combustibles fossiles.

- Programmes de détection et de réparation des fuites

La réduction des émissions fugitives est un moyen de réduire les émissions. Cependant, la mise en œuvre de programmes de détection et de réparation des fuites à l'échelle des réseaux pose plusieurs enjeux. Ces derniers comprennent le grand nombre de sources possibles, la région géographique à considérer, la réduction des ressources sur le terrain et l'absence de méthodes d'évaluation et de quantification rentables.

Le tableau qui suit résume les coûts prévus de la mise en application des options précédentes :

Tableau 4.2				
Coûts estimatifs des options de réduction des gaz à effet de serre pour les gazoducs				
	Ajout de conduites de déviation	Épuration des gaz d'échappement	Remplacement des moteurs à gaz	Détection et réparation des fuites
Coût par tonne de CO ₂ E	25-100 \$	40 \$	50 \$	10 \$

Technologie future

À plus long terme, il serait possible de réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des réseaux de transport du gaz naturel grâce à la mise au point de nouvelles techniques. On pourrait réduire les émissions directes en faisant appel à des techniques qui :

- rehaussent le débit (réduction des besoins de compression);
- augmentent l'efficacité des moteurs;
- réduisent au minimum les émissions de méthane en faisant appel à des méthodes de soudage et des tubes perfectionnés.

Cependant, nous ne connaissons pas avec certitude l'ampleur des réductions qui pourraient être réalisées grâce à l'application de ces techniques de pointe, puisqu'un grand nombre d'entre elles n'ont pas encore été évaluées ou mises à l'essai sur le terrain.

DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL

Enjeux pour les réseaux de distribution du gaz naturel

Les émissions de gaz à effet de serre produites par les réseaux de distribution du gaz naturel proviennent essentiellement de la mise à l'air libre du méthane et des émissions fugitives. À la lumière de la demande sans cesse croissante pour le gaz naturel, il faudra non seulement élargir les réseaux mais aussi les moderniser. Des options qui permettraient de réduire considérablement les gaz à effet de serre dans le secteur de la distribution sont présentées ci-après. Certaines d'entre elles présentent des possibilités limitées, d'autres devraient encore être déterminées. Les coûts estimatifs de ces programmes varient beaucoup d'une société à l'autre en fonction de facteurs comme la densité démographique des régions desservies et le climat. Voici certaines des options possibles :

- Programmes de remplacement des gazoducs

Les tubes utilisés aujourd'hui pour les canalisations de distribution sont essentiellement de deux types : tubes de polyéthylène et tubes d'acier revêtus d'un enduit résistant à la corrosion et munis d'un système de protection cathodique. À l'époque où les tubes de polyéthylène n'étaient pas encore utilisés et où les tubes d'acier n'étaient habituellement pas enduits ou protégés par une protection cathodique, les tubes étaient soumis à l'action de la corrosion. Au cours des années 1980, les fuites dans ces canalisations ont augmenté de façon considérable pour un grand nombre de sociétés de distribution. Plusieurs d'entre elles ont mis en œuvre un programme visant à remplacer systématiquement les anciens gazoducs corrodés. Ces programmes, dont le principal objectif est de réduire les frais d'exploitation, présentent l'avantage supplémentaire de contribuer à la baisse des émissions fugitives. Ces réductions des émissions ralentiront au fur et à mesure que les anciens tubes seront remplacés.²¹

- Purge des gazoducs, réduction des émissions grâce à l'utilisation par les clients et torchage

²¹ Adapté de la mesure n° 111, p. 9, Compendium of Methane and Carbon Dioxide Emissions Reduction Measures for the Natural Gas Industry, préparé pour GTC, mai 1997.

Les sociétés de distribution doivent purger le gaz naturel des canalisations régulièrement pour effectuer en toute sécurité des réparations et des modifications au réseau existant ou pour le relier à de nouvelles installations. Il est possible de réduire les volumes en permettant au client de continuer d'extraire du gaz naturel de la canalisation après que l'approvisionnement à un tronçon ait été coupé, mais avant de purger le gazoduc, ce qui réduit le total du volume de gaz mis à l'air libre. En outre, puisque le fait de brûler le gaz naturel risque moins de produire des émissions de gaz à effet de serre que de le mettre à l'air libre sans l'épurer, un grand nombre de sociétés ont pour politique de brûler le gaz plutôt que de le mettre à l'air libre dans la mesure du possible.²²

- Remplacement des vannes de purge pneumatiques

Les instruments pneumatiques des stations de distribution permettent d'aiguiller l'écoulement et la pression du gaz naturel dans le réseau de distribution. Avec les instruments pneumatiques plus anciens, il faut laisser échapper du méthane dans l'atmosphère. Dans la mesure du possible, on remplace graduellement ces instruments par du matériel qui ne libère que peu ou pas de gaz dans l'atmosphère. Toutefois, il n'est pas possible de remplacer les appareils en question dans tous les cas, notamment lorsque les régulateurs ont un fonctionnement cyclique et lorsque des dispositifs à suintage élevé sont requis. Les transformations de ce type de matériel rendent la conception des réseaux plus complexe et exigent que le personnel sur le terrain reçoive une formation plus approfondie.²³

EXPLOITATION ET VALORISATION DES SABLES BITUMINEUX

L'expansion des installations de sables bitumineux de Syncrude et de Suncor offre la possibilité d'adopter de nouvelles technologies plus efficaces mises au point dans le cadre des travaux de recherche et développement pour les sables bitumineux. De grands projets d'expansion sont en cours aux deux installations. Les plans d'expansion actuels de Syncrude permettent de remplacer les biens d'immobilisations, y compris tous les systèmes actuels d'exploitation et d'extraction, par des techniques qui permettront de produire chaque baril de bitume avec 40 % moins d'énergie. La réduction prévue des émissions par unité aux deux installations provient de l'application de nouvelles technologies, notamment :

- procéder à l'extraction en partie à l'aide de camions et de pelles pour remplacer les pelles à benne et les excavateurs à roue-pelle qui consomment beaucoup d'électricité;
- transporter le minerai hydrauliquement plutôt que d'utiliser des convoyeurs;
- baisser les températures au moment de la séparation du bitume et du sable, ce qui réduit considérablement l'énergie requise;
- améliorer l'intégration énergétique entre l'extraction et la valorisation et la production d'électricité sur place;
- ajouter la cogénération à l'aide du gaz naturel sans augmenter la consommation de coke;

²² Adapté de la mesure n° 114 et n° 116, pp. 13 et 15, Compendium of Methane and Carbon Dioxide Emissions Reduction Measures for the Natural Gas Industry, préparé pour GTC, mai 1997.

²³ Adapté de la mesure n° 125, p. 23, Compendium of Methane and Carbon Dioxide Emissions Reduction Measures for the Natural Gas Industry, préparé pour GTC, mai 1997.

- mettre en œuvre des programmes de détection et de réparation des fuites.

Parallèlement, les deux installations rehaussent la qualité du pétrole brut synthétique produit grâce aux synergies dans la composition des produits aux raffineries. À l'installation de Suncor, la récupération d'oléfines légères à partir du gaz combustible comme charge d'alimentation pétro-chimique est aussi prévue, ce qui contribuera à réduire les émissions de CO₂ grâce à l'utilisation du gaz naturel comme combustible. À l'installation de Syncrude, les plans de récupération du soufre et de valorisation réduiront les opérations de raffinage en aval et le CO₂ de cycle complet.

Shell entreprendra ultérieurement l'exploitation d'une nouvelle mine à l'aide d'un modèle d'extraction non conventionnel (pour réduire le gaz carbonique produit par les opérations de valorisation) et d'une nouvelle installation de valorisation. Mobil Oil et Koch prévoient également des projets d'exploitation et de valorisation intégrées, mais on ne connaît pas plus de détails à l'heure actuelle. On sait toutefois que le rendement énergétique sera très élevé et qu'un ou deux projets de cogénération semblent possibles.

Outre ces activités d'extraction du bitume en surface, Husky augmente de 80 % la capacité de son installation de valorisation de Lloydminster pour convertir le brut lourd en un pétrole brut synthétique de haute qualité à l'aide d'un nouveau procédé à faibles émissions de CO₂.

Le pétrole brut synthétique remplace le pétrole léger classique aux raffineries actives. Puisque ce dernier ne comporte aucun résidu, la production de mazout lourd et de coke est minime, ce qui permet d'augmenter l'utilisation du gaz naturel dans le procédé de raffinage plutôt que d'avoir recours à ces combustibles à fort contenu en carbone. Les émissions de gaz à effet de serre sur la durée de vie sont inférieures à celles du pétrole brut lourd ultra comparable et semblables à celles du pétrole brut léger classique, si on les évalue en fonction du volume de combustible de transport produit par la raffinerie. Le tableau C-1 « Émissions sur le cycle de vie » de l'Annexe C illustre la principale réduction dans les émissions découlant de la production et des émissions sur le cycle de vie globales projetées par les deux producteurs actuels.

En raison des taux de production très importants, ces activités ont produit plus de 10 millions de tonnes de CO₂ en 1997. On comprend pourquoi les émissions de gaz à effet de serre sont un aspect très important de la planification des travaux d'exploitation des sables bitumineux. En règle générale, les exploitants de sables bitumineux ont pour objectif de réduire les gaz à effet de serre d'au moins 1 % par an. En fait, les plans actuels laissent entrevoir qu'un taux d'amélioration de près de 2 % par an sera atteint.

PIPELINES D'HYDROCARBURES LIQUIDES

Comme on l'a fait remarquer dans la section III, la totalité des émissions de gaz à effet de serre, exception faite d'une tranche de 1 % à 5 %, associées au transport d'hydrocarbures liquides par pipeline sont le résultat des émissions indirectes de l'électricité achetée pour activer les pompes. Plus le réseau est efficace, moins les besoins d'énergie sont importants et, par conséquent, moins les émissions de gaz à effet de serre sont élevées par unité de rendement.

Les initiatives entreprises par les sociétés pipelinières pour maximiser l'efficacité énergétique sont présentées dans la section III ci-dessus.

Les réseaux actuels de pipelines sont un ensemble complexe de canalisations ayant évoluées au fil des ans. La majorité du pétrole liquide expédié au Canada est véhiculé dans des pipelines qui ont été initialement conçus et construits au début des années 1950, pour être par la suite agrandis et modifiés pour répondre à la demande croissante en hydrocarbures liquides à destination des marchés. En règle générale, ces réseaux sont exploités de la façon la plus efficace possible compte tenu de leur configuration et des paramètres d'exploitation actuels pour les volumes et la composition du débit. Le coût de modernisation des oléoducs pour accroître leur rendement énergétique et réduire les émissions (indirectes) serait très élevé par unité de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Un exemple détaillé est présenté à l'Annexe D.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION DU PÉTROLE

Des sociétés de raffinage du pétrole représentant plus de 80% de la capacité de raffinage au Canada se sont engagées à réduire l'intensité énergétique, mesurée selon l'indice d'intensité énergétique Solomon, de 1 % par an pour la période allant de 1995 à l'an 2000 aux termes du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PÉÉIC). Les investissements et révisions des procédés qui devraient permettre de réaliser cette amélioration du rendement énergétique comprennent ce qui suit :

- meilleure récupération de la chaleur perdue afin de réduire le combustible requis (améliorations ou ajouts aux échangeurs thermiques);
- amélioration des procédés (récupération du gaz brûlé, meilleure récupération d'hydrogène);
- technologie plus perfectionnée (brûleurs et moteurs électriques à haut rendement, instruments de contrôle des procédés plus perfectionnés);
- Meilleures pratiques d'exploitation (formation plus approfondie des opérateurs et programmes plus efficaces d'entretien de l'équipement).

V. POSSIBILITÉS POUR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DE FAIRE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS D'AUTRES PAYS

ACCROISSEMENT DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

L'accroissement de la production de gaz naturel au Canada pour répondre à une demande accrue d'électricité au Canada et aux États-Unis pourrait contribuer considérablement à la réduction des émissions à l'échelle du globe tout en améliorant la qualité de l'air localement. Puisque le gaz représente une part supérieure de la nouvelle production d'électricité et sert à alimenter de nouveau les centrales électriques fonctionnant au charbon à la fin de leur vie utile, les émissions de cycle complet associées à l'approvisionnement en électricité diminueraient tandis que les émissions produites par l'industrie pétrolière et gazière augmenteraient. L'Association canadienne du gaz évalue à 81 millions de tonnes de CO₂E la réduction totale des émissions qui pourrait provenir du remplacement de l'électricité actuellement produite par le charbon et le mazout par des installations de gaz naturel de cycle mixte. Pour ce faire, il faudrait disposer d'approvisionnements de gaz naturel supplémentaires de 48 milliards m³ (1,7 billion de pieds cubes) par an.

Entre 1990 et 1995, la production annuelle canadienne s'est accrue d'un volume comparable (1,7 billion de pieds cubes) à celui requis pour convertir au gaz naturel la totalité des installations alimentées au charbon. La capacité de l'industrie de répondre à cette demande serait tributaire de la conjoncture et de son incidence sur les ressources disponibles et les prix du marché. Compte tenu de prix supérieurs sur le marché, les ressources économiques disponibles augmenteraient considérablement puisqu'il serait rentable pour les entreprises d'exploiter le gaz naturel difficilement acidifiable ou provenant de filons de charbon ainsi que les réserves au large de la côte Est et dans l'Arctique. Le comité sur le potentiel en gaz naturel canadien (*Canadian Gas Potential Committee*) publiera un rapport contenant des renseignements plus détaillés sur les ressources disponibles.

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

PRODUCTION

Les sociétés de production ou d'entretien qui investissent ou exécutent des contrats en Russie et dans d'autres États de l'ancienne Union Soviétique pourraient contribuer à la réduction des émissions en utilisant leur technologie dans des régions dont les pratiques actuelles sont la source d'émissions très élevées. Un certain nombre d'entreprises canadiennes, dont Fracmaster et Hurricane Hydrocarbons exercent des activités dans ces régions. Les sociétés canadiennes affiliées aux grandes sociétés pétrolières internationales sont appelées à affecter des membres de leur personnel à de tels projets, mais ces derniers sont habituellement exécutés sous la direction des sociétés qui leur sont affiliées en exploitation dans la région visée. À titre d'exemple, Canadian Occidental Petroleum Ltd. a récemment parrainé un atelier de formation à l'intention de représentants de l'industrie pétrolière et gazière et d'organismes de réglementation nigériens sur les mesures de réduction du torchage du gaz naturel pouvant s'appliquer au Nigeria.

GAZODUCS

Le transfert de la technologie actuelle d'entreprises canadiennes à des pays étrangers pourrait contribuer à réduire les émissions en fonction d'ordres de grandeur supérieurs aux réductions qui pourraient être réalisées dans ces pays. Le transfert de la technologie donne non seulement lieu à des retombées environnementales considérables sur le plan du changement climatique, mais il suscite de nombreuses occasions d'affaires pour les entreprises qui exercent leurs activités à l'échelle internationale ou souhaitent le faire.

Les émissions de gaz à effet de serre provenant des réseaux de transport du gaz naturel en Asie, en Amérique du Sud et en Europe de l'Est sont en moyenne considérablement supérieures à celles produites par les gazoducs canadiens. Ce fait s'explique par le piètre entretien du matériel, qui entraîne la perte de volumes élevés de méthane dans les canalisations ouvertes et les canalisations de purge ainsi que le fonctionnement inefficace des moteurs. Le gaz de faible qualité peut aussi donner lieu à des émissions de gaz à effet de serre en entraînant un nombre supérieur de ruptures de canalisations ou en entravant le bon fonctionnement du matériel. L'adoption de directives d'entretien adéquates et l'installation de matériel en bon état peut contribuer à faire réduire de beaucoup la perte de méthane, tout en rehaussant la capacité de débit des gazoducs et les produits tirés de leur exploitation.

Dans un contexte de limitation des émissions au Canada, un mécanisme de développement propre et un cadre d'application conjointe pourraient rehausser, pour les entreprises du Canada et d'autres pays développés, les occasions de faire des investissements commerciaux dans les pays en développement et les États de l'ancienne Union Soviétique.

DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL ET FABRICANTS D'ÉQUIPEMENT D'UTILISATION FINALE

Ces deux secteurs ont une grande représentation à l'étranger, ce qui promouvoit la technologie et le savoir-faire du Canada. Rolls-Royce Canada, par exemple, vend des compresseurs pour pipelines à faibles émissions de NOx et assure l'entretien et la remise à neuf de ce matériel à l'échelle du globe, y compris dans les États de l'ancienne Union Soviétique. Les distributeurs assurent la mise à niveau ou le remplacement des anciens réseaux de distribution (certains d'entre eux avaient été mis en place avant la Deuxième Guerre mondiale) dans les pays en développement et en Europe de l'Est. Les fabricants d'appareils à des fins résidentielles comme les appareils de chauffage et les chauffe-eau continuent d'accroître leur part du marché international.

PROGRAMMES DE GESTION DU RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DU GAZ NATUREL

Les entreprises de distribution continuent de promouvoir la consommation efficace en appuyant le développement de matériel plus performant et en mettant à niveau les appareils de chauffage des clients et d'autre matériel alimenté au gaz naturel.

Les entreprises de distribution ont informé régulièrement le *VCR Registry* de leurs activités d'accroissement de l'efficacité énergétique et on peut consulter cette source pour plus de détails. Voici certaines mesures préconisées :

- appui des cours de gestion énergétique des immeubles dans les collèges communautaires;
- vérification énergétique des habitations afin d'indiquer des moyens de mieux utiliser l'énergie;
- rabais au comptant pour l'achat d'appareils de chauffage à haut rendement;

- financement des rénovations des habitations en vue d'un meilleur rendement énergétique; et
- collaboration avec les représentants des éco-communautés en vue de réduire l'énergie utilisée dans les immeubles municipaux et d'autres installations gouvernementales.

Des évaluations des incidences de tels programmes sur la réduction des émissions sont communiquées annuellement au *VCR* ainsi que le sont les nouveaux programmes ou initiatives.

COMMUNICATIONS, SENSIBILISATION ET ÉDUCATION PUBLIQUES

L'industrie pourrait assumer un rôle plus important dans les communications ainsi que pour l'éducation et la sensibilisation du public relativement au rendement énergétique et aux incidences de la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel sur les émissions de gaz à effet de serre. Les distributeurs de gaz naturel communiquent avec leurs clients, dont le nombre approche cinq millions, une fois par mois et les sociétés pétrolières du secteur aval ont aussi des contacts réguliers avec un grand nombre de Canadiens qui utilisent des cartes de crédit des sociétés pétrolières. *The Public Outreach Table*, qui comprend des représentants de la CAPP, de l'ACPRÉ, de l'Association canadienne du gaz et de la *Petroleum Communication Foundation* se penchent actuellement sur la possibilité d'avoir recours à ces voies de communications pour mieux informer les Canadiens du rôle qu'ils peuvent jouer dans la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

VI. PRINCIPALES QUESTIONS STRATÉGIQUES SUR LE CHANGEMENT CLIMATIQUE POUR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE

Cette section présente les principales questions sur lesquelles l'industrie pétrolière et gazière canadienne doit se pencher.

La quantité et le moment des restrictions sur des émissions planétaires sont critiques pour l'industrie pétrolière et gazière à l'échelle du globe. Puisqu'une baisse de la demande mondiale du pétrole aurait des incidences très négatives sur le secteur pétrolier, l'industrie s'inquiète manifestement du fait qu'on ne s'engagerait pas à réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre ou de les réduire plus tôt qu'il n'est nécessaire à la lumière de l'incertitude de la climatologie, des coûts inhérents au changement climatique et de la réalisation des objectifs futurs pour les concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre en ayant recours à d'autres mécanismes d'émissions au cours du siècle à venir. L'industrie pétrolière mondiale représente d'immenses investissements en capital humain et physique pour livrer les produits permettant de répondre à la demande mondiale d'énergie. Au Canada, des politiques planétaires ayant pour objet de réduire prématurément la consommation de pétrole mondiale prématurément compromettraient les importants investissements et les annonces futures prévus par l'industrie, en particulier pour les sables bitumineux et les ressources pétrolières en mer.

Comme nous l'avons déjà indiqué dans le présent document, 85 % des émissions de gaz à effet de serre attribuables à l'industrie pétrolière et gazière proviennent de la combustion de produits pour répondre à la demande des consommateurs. L'intensité des émissions de la production canadienne livrée aux marchés nord-américains se classe parmi les premiers rangs dans le monde. L'industrie continue de faire sa part en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre dont elle est directement responsable, soit 15 %. Cependant, le maintien de la croissance de la population et de l'économie laisse entrevoir que la demande d'énergie continuera de s'accroître. Pour restreindre cette demande dans un contexte de croissance économique, il faut obtenir la collaboration de l'industrie, des utilisateurs d'énergie, des gouvernements et du public.

Puisque la consommation de pétrole augmente dans les pays en développement, la consommation de pétrole à l'échelle planétaire pourrait bien continuer d'augmenter, au moins jusqu'en 2020, même en présence du Protocole de Kyoto, aux termes duquel les pays de l'Annexe B réduisent leur consommation de pétrole en vue d'atteindre leurs niveaux d'émissions cibles. La position adoptée par le Canada et pour son secteur pétrolier et gazier dans un tel contexte mondial revêt une très grande importance pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne.

L'OBJECTIF POUR LE CANADA COMPARATIVEMENT AUX AUTRES PAYS DANS LE CADRE DU PROTOCOLE KYOTO

Une récente évaluation des prévisions des émissions de gaz à effet de serre canadiennes indique qu'il faudra, pour atteindre l'objectif du Protocole de Kyoto, réaliser des réductions plus importantes qu'on ne l'avait prévu auparavant. Compte tenu de projections relativement faibles de la demande énergétique en vertu de la politique actuelle, pour atteindre l'objectif de Kyoto pour la période de 2008 à 2012, il faudrait réduire les émissions canadiennes d'environ 25 %. Des projections fondées sur les tendances récentes évaluent que les réductions requises sont de l'ordre de 30 % à 40 %. Ces données laissent entrevoir que l'objectif actuel pour le Canada en vertu du Protocole de Kyoto qui a été négocié

dans un contexte plus optimiste pour les émissions de gaz à effet de serre, entraînerait un fardeau plus lourd pour le Canada que pour la majorité des autres pays de l'Annexe B.

ALIGNEMENT DES BUTS ET MESURES DU CANADA AVEC CEUX DES PAYS CONCURRENTS

La politique du Canada aura, à elle seule, une incidence négligeable sur la demande de pétrole mondiale ou les émissions planétaires de gaz à effet de serre. Pour l'industrie, il est très important que le Canada n'entraîne pas ses concurrents et ses associés commerciaux, en particulier les États-Unis, dans une direction qui nous défavoriserait économiquement. Compte tenu de l'intégration des marchés pétroliers à l'échelle du globe et de l'intégration des marchés gaziers en Amérique du Nord, il est critique, pour maintenir la compétitivité de l'industrie canadienne sur les marchés intérieurs et américains, que les sources d'approvisionnement à l'étranger qui livrent concurrence au pétrole canadien et que les sources américaines qui livrent concurrence au gaz naturel canadien soient traitées de la même façon.

PORTÉE DE LA POLITIQUE CANADIENNE

Compte tenu d'un scénario de restriction des émissions de gaz à effet de serre, la politique doit porter, à moyen et à long termes, sur le développement de la technologie, notamment des méthodes économiques de captage et d'absorption du carbone et des sources énergétiques à faibles émissions. Pour le pétrole et le gaz naturel, la principale question à court et à moyen termes est la consommation finale. L'exploitation des puits agricoles et forestiers est une option importante pour la transition des niveaux actuels de consommation d'énergie aux niveaux inférieurs requis en vertu d'un tel scénario.

La politique sur le changement climatique ne devrait pas déroger au bon sens économique pour le Canada et elle devrait reconnaître l'importance de la compétitivité de l'industrie canadienne. Il est essentiel que le Canada et que ses concurrents étrangers soient traités également pour éviter des mutations internationales dans la production qui entraînent des coûts économiques pour le Canada, mais qui ne contribuent pas à réduire les émissions à l'échelle planétaire.

POLITIQUES ADOPTÉES AU CANADA ET À L'ÉTRANGER

Dans le contexte des limites nationales obligatoires pour les émissions de gaz à effet de serre, la politique d'application des ces limites devrait comporter des mécanismes souples et efficaces à l'échelle nationale et internationale.

Le traitement des entreprises canadiennes en vertu de la politique américaine et l'accès égal à la Russie, à l'Ukraine et aux pays en développement aux fins d'échanges compensatoires sont également des éléments clés.

TRAITEMENT DES INVESTISSEMENTS ACTUELS

Pour éviter que les investisseurs subissent des pertes en capital, il faut clairement les aviser suffisamment à l'avance des politiques futures, des mécanismes de transition adéquats et du traitement équitable des investissements actuels en vertu des nouvelles politiques adoptées.

VII. MESURES POSSIBLES DE DÉMARRAGE RAPIDE POUR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Le présent document propose des paramètres pour les décisions de principe visant l'industrie pétrolière et gazière. Chacune des associations y ayant contribué peut recommander d'autres politiques liées à son mandat particulier. D'une manière générale, il faut disposer de renseignements plus pertinents sur les coûts et les possibilités de réduction des émissions afin de formuler des politiques efficaces en vue de promouvoir les réductions. Toutefois, certaines mesures pourraient être adoptées avant même de disposer de tous les renseignements requis.

- Élaboration d'une stratégie et appui accru pour la recherche, le développement, la mise à l'essai et la mise en application de techniques permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre :

les gouvernements et l'industrie, dans le cadre d'une stratégie conjointe de recherche et développement, pourraient appuyer le développement de techniques permettant de réduire les émissions; il serait essentiel de disposer de mécanismes permettant d'augmenter le financement par l'industrie et les gouvernements des travaux de recherche, de développement et de démonstration.
- Mesures incitatives en matière de redevances, de taxes et de réglementation pour réduire le torchage du gaz en solution et rationaliser les installations de traitement du gaz naturel dont les taux d'utilisation sont faibles :

afin de promouvoir le captage du gaz en solution actuellement brûlé à la torche pour produire de l'électricité ou d'autres méthodes d'utilisation du gaz naturel, l'Alberta pourrait revoir les régimes de redevances et de partage des coûts et le gouvernement fédéral pourrait permettre l'amortissement fiscal accéléré du capital investi;

afin de promouvoir l'efficacité accrue du traitement du gaz naturel par le regroupement d'installations dont les taux d'utilisation sont faibles, l'Alberta pourrait prévoir un ajustement du partage des retombées à l'allocation des coûts gaziers dans le régime des redevances gazières et le gouvernement fédéral pourrait permettre l'amortissement fiscal accéléré de l'investissement requis pour les réseaux de collecte.
- Mesures incitatives pour capter et utiliser le méthane mis à l'air libre.
- Amélioration du programme Défi-climat – Mesures volontaires et registre (*VCR*)
Le *VCR* pourrait être amélioré pour permettre de mieux communiquer l'information sur les meilleures pratiques, y compris les pratiques de gestion interne qui pourraient favoriser l'adoption des meilleures pratiques.
- Meilleur appui diplomatique et logistique pour les projets d'application conjointe de l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que les projets en Russie et en Ukraine et les projets faisant appel au modèle CDM dans les pays en développement.

ANNEXES

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

OFFRE ET DEMANDE MONDIALES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL – 1990-2020

Les tableaux A-1 et A-2 présentent l'offre et la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel pour la période allant de 1990 à 1997 et une évaluation pour le pétrole en 1998. Durant cette période de huit ans, la demande de pétrole a augmenté de 9,6 %, passant de 68 à 64 millions de barils par jour. Le pourcentage du total provenant de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (O.P.E.P.) s'est accru, passant de 35,3 % à 37,7 % pendant la même période. Le pourcentage de la production pétrolière de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a baissé, passant de 58,3 % à 57,1 %.

Pendant la même période, la demande de gaz naturel s'est accrue de 11,8 %, soit de 1 965 à 2 197 milliards de mètres cubes par an. Il faut souligner que l'offre de gaz naturel est supérieure à la demande, l'écart représentant vraisemblablement les volumes en transit dans les gazoducs et dans les réservoirs de stockage de gaz naturel liquéfié et souterrains.

Tableau A-1
Offre et demande mondiales de pétrole
(en millions de barils par jour)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998*
Demande mondiale de pétrole									
OCDE									
Canada	1,69	1,63	1,63	1,68	1,72	1,67	1,71	1,80	1,80
É.-U.	16,30	16,00	16,26	16,47	16,95	16,95	17,47	17,74	17,95
Mexique	1,46	1,52	1,55	1,55	1,69	1,56	1,61	1,69	1,70
OCDE Europe	13,60	13,60	13,70	13,70	13,80	14,10	14,30	14,40	14,60
Pacifique	6,20	6,20	6,30	6,30	6,60	6,70	6,70	6,70	6,80
Pays autres qu'OCDE	28,40	28,40	28,30	28,50	28,50	29,40	30,60	31,80	32,50
Demande mondiale totale	67,65	67,35	67,74	68,20	69,26	70,38	72,39	74,13	75,35
Offre mondiale de pétrole									
Pays autres qu'OCDE	34,80	43,90	43,40	43,50	43,90	45,10	46,00	46,20	47,80
Apport de l'O.P.E.P.	23,85	23,45	24,33	24,7	25,36	25,28	26,39	27,92	27,55

Tableau A-2

Offre et demande mondiales de gaz naturel en milliards de pieds cubes par an

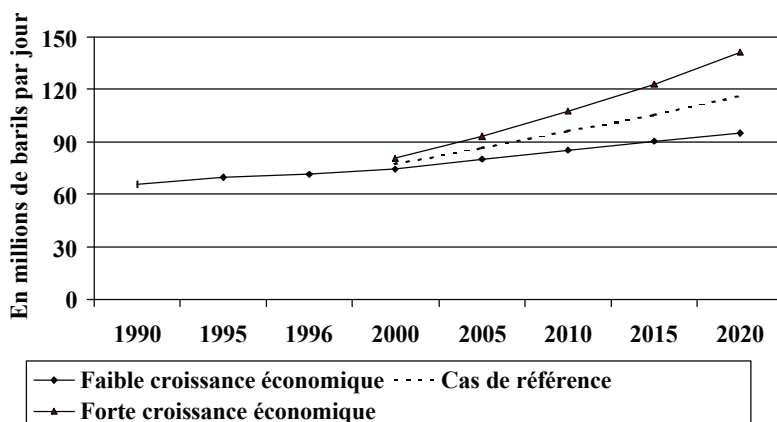
	Demande mondiale de gaz naturel							
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
OCDE								
Amérique du Nord - Canada	62	63	67	68	71	71	74	75
États-Unis	540	549	564	583	596	621	632	633
Mexique	28	28	28	28	29	30	31	33
OCDE Europe	249	264	264	281	282	304	338	336
Autres OCDE	107	111	112	116	126	131	146	150
Total OCDE	986	1 015	1 034	1 076	1 104	1 157	1 221	1 226
Ancienne Union Soviétique	663	666	628	594	548	522	526	493
Reste du monde	316	320	341	362	385	416	453	478
Total de la demande mondiale	1 965	2 001	2 003	2 032	2 037	2 096	2 200	2 197
	Offre mondiale de gaz naturel							
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
OCDE								
Canada	99	105	116	126	136	148	154	157
États-Unis	514	510	515	520	542	535	540	545
Autres OCDE	240	255	260	273	282	290	328	329
Total OCDE	853	870	891	919	960	973	1 022	1 031
Ancienne Union Soviétique	760	756	729	710	671	660	669	623
Reste du monde	374	395	414	436	458	497	537	569
Total de la demande mondiale	1 987	2 022	2 034	2 066	2 089	2 130	2 228	2 223

Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 1998

Les figures A-1 et A-2 font état de trois scénarios, formulés par le ministère américain de l'énergie, pour la consommation mondiale de pétrole et de gaz naturel jusqu'en 2020.

Figure A-1

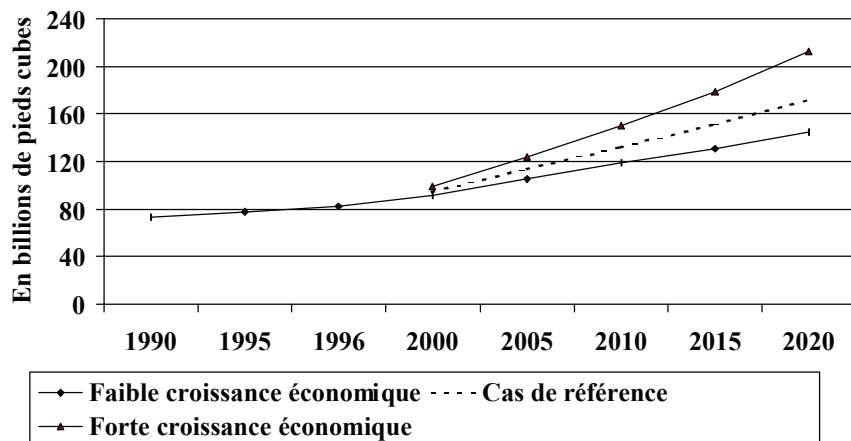
Consommation mondiale de pétrole



Ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections.

Figure A-2

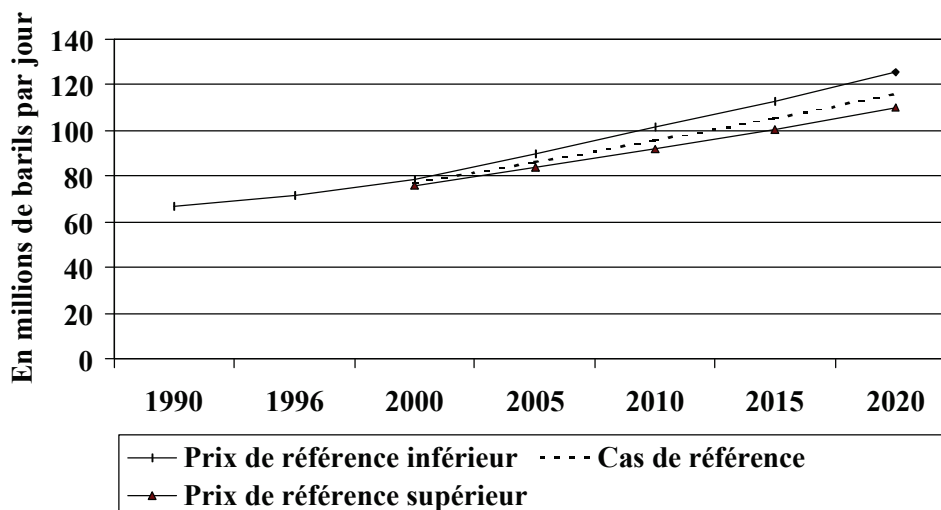
Consommation mondiale de gaz naturel



Ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections.

La figure A-3 illustre la production mondiale de pétrole jusqu'en 2020 d'après les données du ministère américain de l'énergie. On ne dispose pas, à l'heure actuelle, de données pour la production mondiale de gaz naturel.

Figure A-3 Production mondiale de pétrole

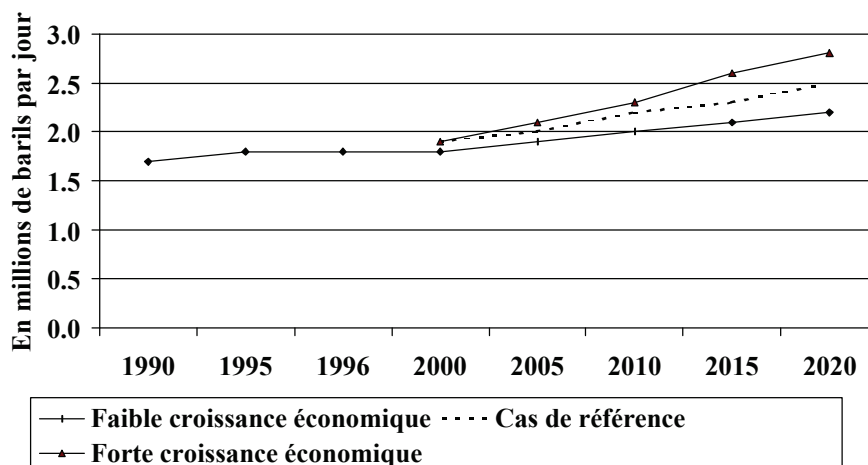


Ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections.

La consommation de pétrole et de gaz naturel au Canada jusqu'en 2020, selon les projections du ministère américain de l'énergie, est illustrée aux figures A-4 et A-5. Les projections de ce ministère pour la production de pétrole au Canada jusqu'en 2020 sont présentées à la figure A-6. On ne dispose pas à l'heure actuelle de données sur la production canadienne de gaz naturel.

Figure A-4

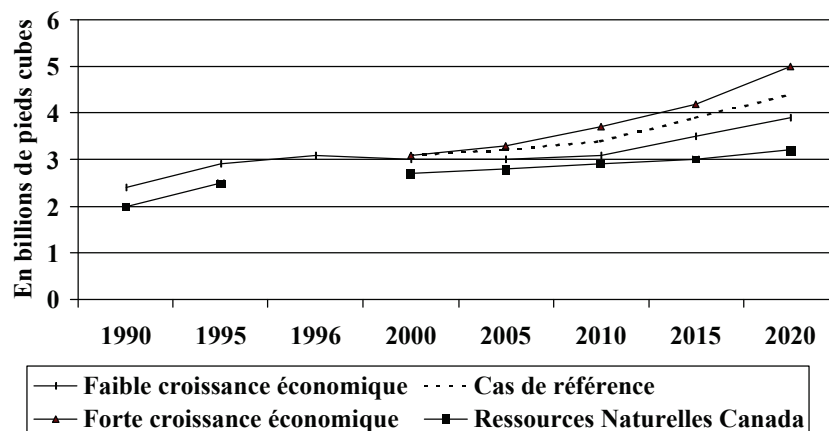
Consommation canadienne de pétrole



Ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections.

Figure A-5

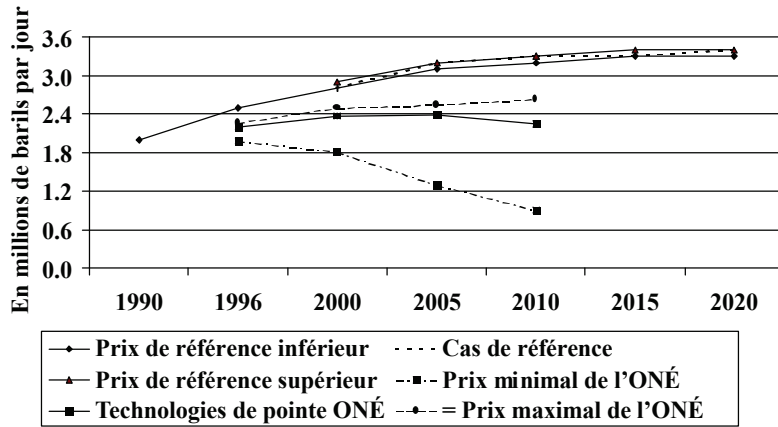
Consommation canadienne de gaz naturel



Ressources Naturelles Canada et ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections

Figure A-6

Production canadienne de pétrole



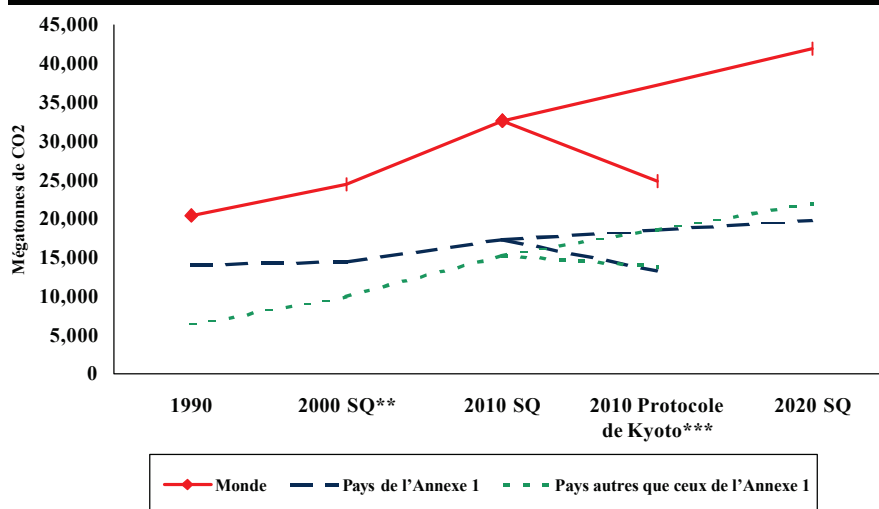
ONÉ et ministère américain de l'énergie, EIA, perspectives énergétiques internationales, 1998
 1990-1996, données historiques; 2000-2020, projections

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

Nous ne disposons pas à l'heure actuelle de données nous permettant de définir les enjeux et les répercussions, pour l'industrie pétrolière et gazière, du respect des objectifs du Protocole de Kyoto à l'échelle mondiale. Le tableau A-7 présente les évaluations des émissions de CO₂ provenant de l'industrie énergétique et d'autres industries pour 1990, 2000, 2010 et 2020, ainsi que les émissions prévues dans le Protocole de Kyoto pour 2010.

Figure A-7

Émissions de gaz carbonique de l'industrie énergétique et d'autres industries par région*



*Sources des données : Données de 1990, ministère américain de l'énergie, projections; *Australian Bureau of Agriculture and Resource Economics (ABARE)*, 1997
**SQ : Statu quo
***Protocole de Kyoto : 5,2 % sous les niveaux de 1990 pour les pays de l'Annexe 1; dans la réalité, les pays autres que ceux de l'Annexe 1 n'atteindront pas le même taux que le SQ, mais ne seront vraisemblablement pas sous 75 % du taux de croissance comparativement à 2010 SQ, à moins qu'ils n'adoptent des principes de prévention des émissions dans un très proche avenir.

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

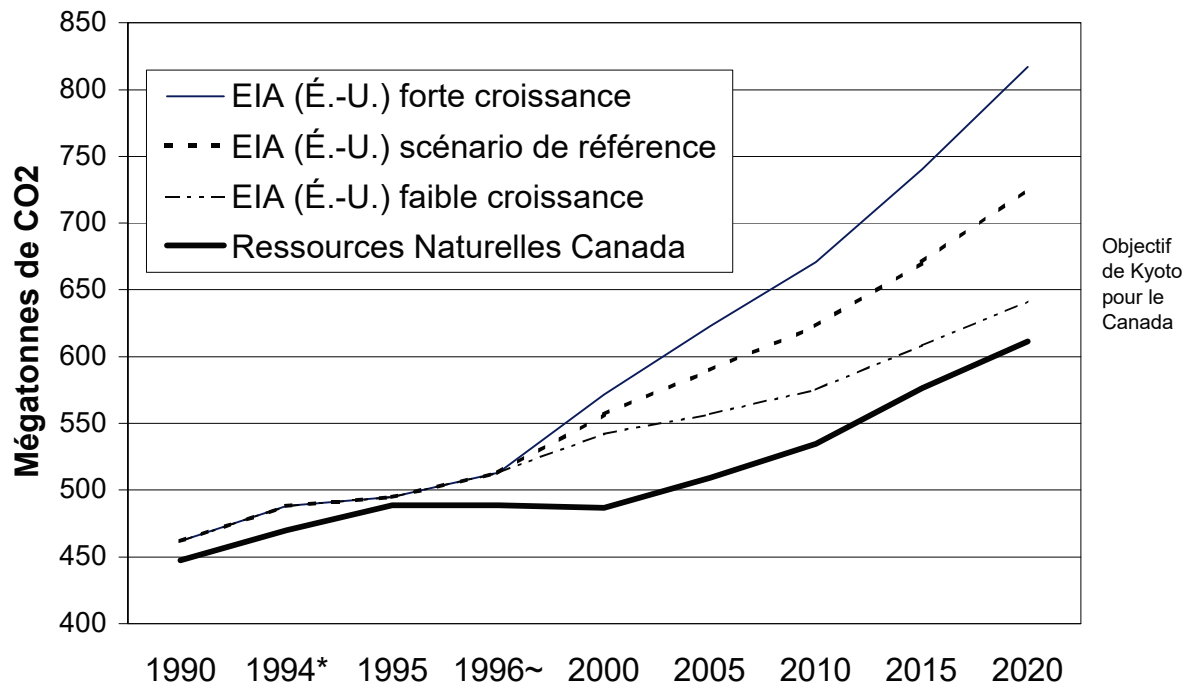
ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE HISTORIQUES ET PROJETÉES

- Les principales hypothèses du scénario de Ressources Naturelles Canada comprennent le PIB par habitant, la population, les modifications à la composition du PIB, la demande d'énergie intérieure, l'agencement des sources d'approvisionnement de pétrole et des produits d'utilisation finale, les exportations, l'énergie et l'intensité des émissions de production et de distribution.
- Les émissions produites au Canada par rapport aux émissions associées à la consommation canadienne en tenant compte du commerce international.

La figure B-1 présente les prévisions de Ressources Naturelles Canada pour 2020 et de l'*Energy Information Agency* des États-Unis pour les émissions de gaz carbonique liées à l'énergie.

Figure B-1

Prévisions des émissions de CO₂ liées à l'énergie au Canada* Prévisions du ministère américain de l'environnement et de Ressources Naturelles Canada



Perspectives énergétiques internationales, 1998 (ministère américain de l'énergie, EIA) [émissions totales de CO₂ provenant de la consommation de pétrole, de gaz naturel et de charbon]

Perspectives énergétiques du Canada, 1996-2020 (Ressources Naturelles Canada) [total des émissions liées à l'énergie]

*Les prévisions du ministère américain de l'environnement ne comprennent pas les émissions de CO₂ provenant de sources autres que l'énergie ou les émissions de CH₄ et de N₂O

Données sur les perspectives énergétiques internationales non disponibles
Données de Ressources Naturelles Canada non disponibles

Les projections reflètent les hypothèses sous-jacentes à une baisse de la croissance de la demande énergétique et à l'intensité énergétique réduite de l'activité économique, sans augmentation considérable des prix de l'énergie. Comme l'illustre la figure B-1, en dépit de la projection d'une croissance économique annuelle moyenne supérieure de 1995 à 2020, comparativement à celle de 1990 à 1995, on prévoit que la croissance de la demande d'énergie baissera considérablement dans tous les secteurs. Les projections du ministère américain de l'énergie pour la demande d'énergie et les émissions canadiennes présentées à la figure B-1 illustrent la diversité des opinions sur la demande future au Canada. Les principaux facteurs sur lesquels se fondent les projections des autres scénarios pour les émissions au Canada comprennent habituellement :

- la croissance de la population;
- la croissance du revenu par habitant;
- la composition du PIB par secteur, soit les modèles de commerce international, en particulier pour les biens à forte concentration d'énergie;
- les progrès technologiques touchant l'intensité énergétique;
- les prix des sources d'énergie destinées à l'utilisation finale;
- les possibilités d'avoir recours à de l'énergie de remplacement;
- la production d'électricité et la gamme des combustibles industriels; et
- les politiques et règlements américains, p. ex. normes d'efficacité des parcs automobiles, normes pour les appareils ménagers.

AUTRES SCÉNARIOS

Charles River Associates (CRA) a réalisé une analyse des incidences économiques des restrictions préconisées par le Protocole de Kyoto comparativement aux projections de référence fondées sur le maintien de la politique actuelle. Les graphiques ci-après illustrent les projections de référence de CRA en fonction du statu quo et l'incidence des restrictions du Protocole de Kyoto sur la production pétrolière et gazière au Canada, avec et sans échanges de droits d'émission.

Figure B-2
Production de pétrole brut selon le scénario de Kyoto sans échange de droits d'émission

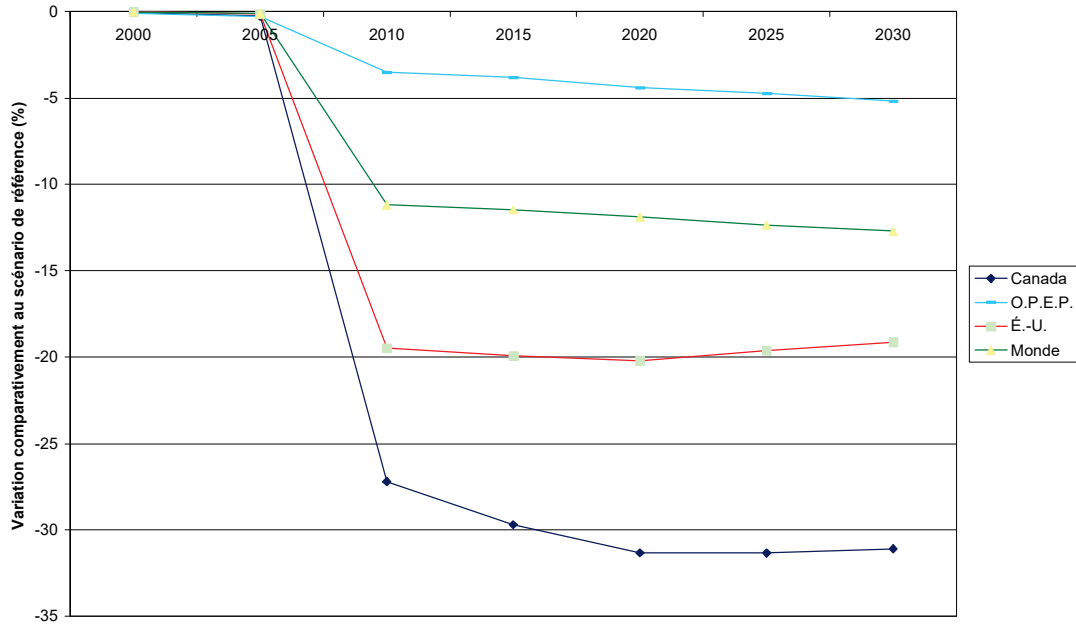


Figure B-3
Production de pétrole brut selon le scénario de Kyoto avec échange de droits d'émission

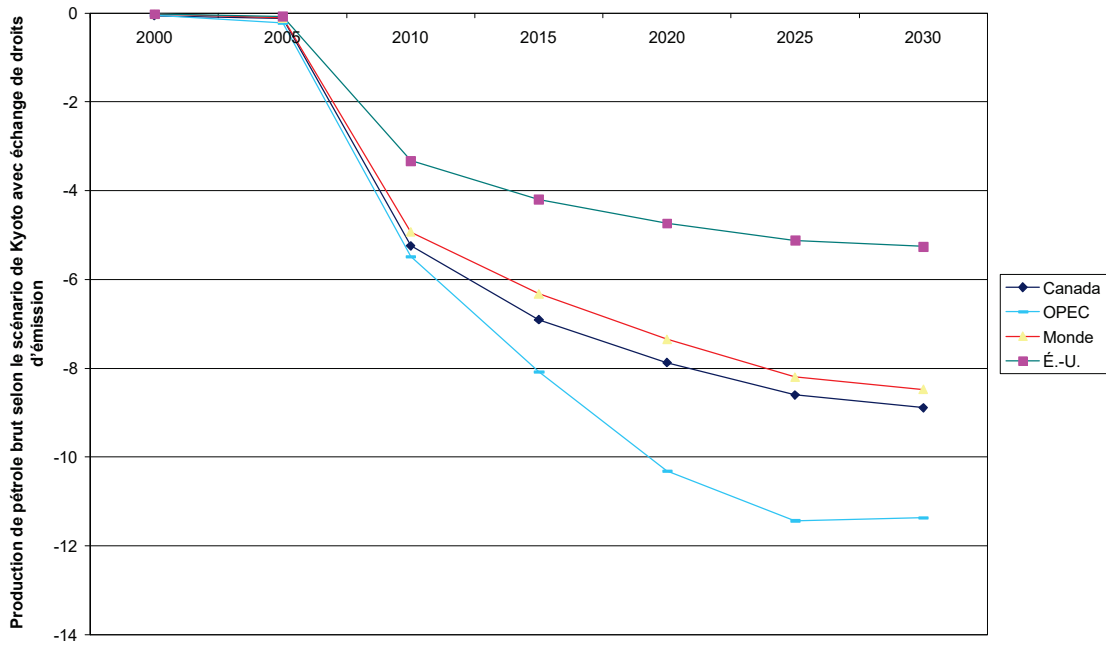


Figure B-4
Production de gaz naturel selon le scénario de Kyoto sans échange de droits d'émission

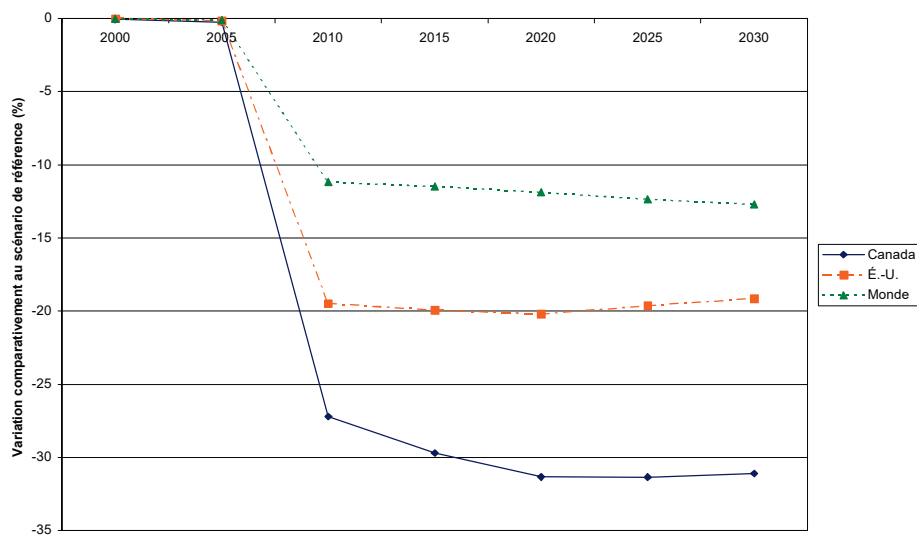
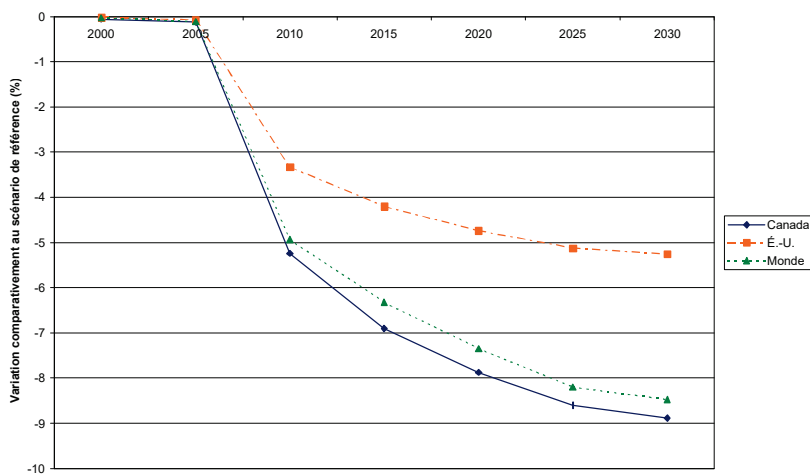


Figure B-5
Production de gaz naturel selon le scénario de Kyoto avec échange de droits d'émission



C. ANALYSE DES ÉMISSIONS DES INDUSTRIES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES ÉTRANGÈRES

Tableau C-1
ÉMISSIONS SUR LE CYCLE DE VIE
En tonnes de CO₂E par m³ de combustible de transport utilisé
dans la région centrale de l'Amérique du Nord

Pétrole brut							
Élément brut	Mélange canadien léger	Mélange Brent Mer du Nord	Mélange Saudi léger	Pétrole brut synthétique 1995 typique (a)	Pétrole brut synthétique 2005 typique (b)	Pétrole lourd du Venezuela (Primaire / Injection d'eau	Pétrole très lourd du Venezuela en partie enrichi (c)
Émissions - Production	0,211	0,162	0,247	0,779	0,659	0,222 ?	0,495
Émissions - Transport (d)	0,057	0,034	0,163	0,052	0,051	0,073	0,045
Émissions - Raffinage	0,190	0,188	0,183	0,173	0,173	0,253	0,164
Combustion – Combustible de transport (e)	2,734	2,739	2,724	2,809	2,783	2,802	2,859
Équivalent de produits dérivés (f)	0,380	0,382	0,385	0,357	0,350	0,504	0,571
TOTAL	3,572	3,505	3,702	4,170	4,016	3,854	4,134

a) Production de 1995 – mélange de Syncrude et Suncor.
 b) Évaluation future de la production de Syncrude et Suncor.
 c) Le projet Petro Zuata a servi d'exemple, mais il faut noter la production primaire (émissions) à faible intensité d'énergie qui n'aura peut-être pas lieu.
 d) Carburant marin et pipelines.
 e) Essence, diesel et carburéacteur.
 f) On a présumé dans chaque cas que le même contenu énergétique des produits dérivés était introduit dans l'économie. Les différences comparativement à l'énergie des produits dérivés du pétrole léger canadien ont été rectifiées par l'utilisation ou la réduction de l'utilisation de ce gaz naturel.
 ?) Évaluation peut-être trop conservatrice et inférieure aux émissions liées à la production de pétrole brut équivalent au mélange canadien.

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 CO₂E/10³ m³ production)

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

Notes :

1. À l'exclusion de la mise à l'air libre et du torchage du gaz associé aux installations pétrolières.
2. Les émissions de stockage sont comprises dans la catégorie du transport, à l'exclusion du cas de la Russie.
3. Les émissions moyennes provenant des réseaux de distribution du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et en Russie.
4. D'après les données dans : CAPP, 1998. *CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry*.
5. 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.
6. 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.
7. 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 CO₂ 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 Sibirie 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.
8. Comprend la collecte, le traitement et le transport à l'installation de GNL, en présumant 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 N₂O.
9. 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.
10. Y compris les pertes de stockage, l'évaporation et la livraison à une centrale électrique voisine.
11. En stockage.

Les deux évaluations étrangères sont préliminaires, mais le rapport CO₂E/unité de production supérieur est très apparent. Elles illustrent de plus l'enjeu posé par la prise en compte des frontières dans la

réduction des émissions de CO₂E; par exemple, il est possible que les pertes en mer dans le cas du GNL ne soient pas comprises dans l'inventaire national.

Dans le cas des évaluations pour le pétrole et le gaz naturel, seuls les écarts de plus de 3 % par rapport au total sont importants entre les cas nord-américains et de plus de 6 % pour les exemples étrangers. Pour ce qui est des exportations intérieures du Canada, les travaux effectués jusqu'à maintenant se fondent sur des répartitions proportionnelles. Il faudra effectuer des travaux supplémentaires pour rehausser la qualité de ces données.

D. EXEMPLES DÉTAILLÉS DE LA TECHNOLOGIE ET DES PRATIQUES D'EXPLOITATION PERMETTANT DE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS

PRODUCTION ET TRAITEMENT

- Le captage de la chaleur résiduelle de l'incinération des gaz de rebut pour générer la chaleur requise par les procédés (le brûleur déshydrateur externe Presson en est un exemple; il élimine les émissions de benzène des déshydrateurs pour permettre de respecter les règlements pertinents et réduire les besoins en combustible en captant et en réutilisant la chaleur résiduelle du circuit d'incinération).
- Les caloducs utilisent une source de chaleur externe pour chauffer les tuyaux remplis de liquide, qui, à leur tour, transfèrent la chaleur au procédé. Outre les avantages opérationnels qu'il procure, ce système permet de réduire considérablement le combustible utilisé grâce à un transfert de chaleur plus efficace ainsi que de réduire l'entretien et les défaillances fréquentes des tuyaux inhérentes aux conduits de fumée typiques. (Un prototype a été installé sur un réservoir de stockage de pétrole lourd.) Les coûts en capital sont supérieurs pour un caloduc, mais ils sont rapidement récupérés par la réduction des coûts d'exploitation grâce aux économies de combustible, des coûts d'entretien et des coûts liés aux ruptures de tubes.
- Les séparateurs de pétrole et d'eau au fond du trou (DHOWS) peuvent, pour certaines applications, réduire l'eau produite en surface et dans les conduites d'injection et autres installations de surface requises (et la consommation d'énergie). Ces dispositifs sont particulièrement utiles lorsque les ratios eau-pétrole dans la formation augmentent en fonction de la production cumulative dans un réservoir.
- Le brûlage plus efficace des gaz en solution (brûleurs capables de traiter le gaz riche) est un secteur propice de recherche et développement pour la réduction de la mise à l'air libre du méthane et le torchage, car il s'agit de l'obstacle technique à surmonter pour être en mesure de capter et d'utiliser les gaz riches. Il pourrait être possible d'utiliser le gaz en solution comme combustible pour les petits groupes générateurs électriques, les systèmes de chauffage des réservoirs de stockage du pétrole, etc.
- La conversion de la pression en énergie mécanique. Un projet de recherche et développement est en cours en vue d'utiliser l'énergie mécanique de la pression du gaz inhérente dans les puits sans devoir mettre le gaz à l'air libre, comme c'est actuellement le cas pour les pompes alimentées au gaz des déshydrateurs.
- La technologie laser est actuellement à l'essai en vue de cerner les sources et les niveaux de méthane et de CO₂. Des méthodes plus efficaces de détection des émissions fugitives aideraient l'industrie à mieux comprendre les émissions et à les réduire. Les applications possibles comprennent l'évaluation de l'efficacité de combustion du matériel et des fusées.

Les émissions de gaz à effet de serre retiennent beaucoup l'attention et l'industrie peut les réduire grâce à de meilleures techniques et pratiques dans ses projets d'expansion et d'entretien. Certains exemples sont énoncés ci-après.

- L'électrification des lieux de forage a présenté certains avantages, notamment l'utilisation de moteurs à vitesse variable, l'élimination des pompes alimentées au gaz naturel (qui libèrent des gaz d'échappement) et l'installation de compresseurs d'air pour l'air d'alimentation des instruments de mesure plutôt que d'avoir recours à des instruments alimentés au gaz combustible.
- Les purges de puits (problèmes liés au chargement des liquides) ont été rectifiées grâce à des solutions conçues spécialement, à une meilleure compréhension des aspects mécaniques et au

choix des puits ainsi qu'à la combinaison de certaines techniques. Parmi les exemples d'élimination des purges, notons les compresseurs portatifs pour les colonnes de stripping, la réinjection des liquides, l'utilisation de tubes plongeurs sans fin, les logiciels permettant de contrôler les vannes de commutation pour les tubes plongeurs, les pompes à piston plongeur, la mesure absolue à sondage ouvert de nouveaux puits en ayant recours à un pipeline relié aux installations, ce qui élimine le torchage.

- Le désengorgement des installations, y compris la suppression des pertes d'énergie découlant des chutes de pression excessives (consommation d'électricité pour le pompage, c.-à-d. chevalets de pompage, pompes d'injection d'eau).
- Les fuites de tubage en surface qui sont une source de mise à l'air libre de méthane. L'élimination des fuites mineures par l'utilisation de disques de rupture (là où les considérations de sécurité le permettent) ou l'élimination de nouvelles sources grâce à des pratiques de forage plus efficaces pourraient contribuer à réduire considérablement les frais d'abandon des puits et les émissions continues de gaz à effet de serre.
- L'efficacité de combustion, soit des méthodes permettant de déterminer l'efficacité des brûleurs en fonction de l'échappement, des systèmes d'amorçage plus efficaces et le contrôle de la température.
- L'injection de gaz sulfureux ou la réinjection de gaz en solution pour remplacer le torchage permettrait de régler les problèmes connexes, d'améliorer la conservation du gaz et de maintenir la production de pétrole pendant l'entretien ou la mise hors service des installations de traitement du gaz naturel.

EXEMPLES D'INVESTISSEMENTS ET DE RÉVISIONS DES PRATIQUES D'EXPLOITATION PERMETTANT DE RÉDUIRE LES ÉMISSIONS

Les tableaux D-1 et D-2 renferment des exemples des mesures que les producteurs de pétrole et de gaz naturel ont adoptées pour réduire les émissions ainsi qu'une évaluation des incidences sur les émissions et des coûts par tonne de réduction de CO₂E. Chaque mesure présente des possibilités variées d'application plus vaste dans l'industrie. Les projets d'injection de gaz sulfureux mentionnés au bas du tableau D-2 sont des exemples des mesures propres à l'emplacement, tandis que les exemples de récupération du gaz brûlé à la torche peuvent être appliqués à une échelle plus vaste, comme il a déjà été mentionné dans le présent document. Les coûts d'application de ces pratiques varieront d'un puits à l'autre et, dans certains cas, considérablement. La récupération du gaz brûlé à la torche dont il est fait mention illustre la vaste fourchette des coûts par tonne de réduction des émissions pour des applications précises.

Tableau D-1
Exemples à suivre – changement climatique – CAPP

Option de réduction	N°	Projet	Coût installé k \$	Coût de réduction de l'investissement \$/tonnes CO ₂ E/an	Réduction des gaz à effet de serre tonnesCO ₂ E/an	Coût compensatoire \$/tonnes CO ₂ E	Date d'installation jj/mm/aa	Économie d'énergie k \$/an	Récupération années
Rendement énerg.	1	Brûleur à air soufflé haut rendement*	S.O.	S.O.	300	S.O.	1/7/98	6,73	S.O.
Rendement énerg.	2	Temp. réduite des gaz d'échap. : gaz combu. réduits	30	11,62	2 584	-21,08	1/7/95	57,8	0,52
Rendement énerg.	3	Instal. de moteurs pompes à hp réduits : Thompson Lk.	100	36,98	37	-22,97	1/7/97	78,4	1,3
Rendement énerg.	4	Reconditionnement de puits : installation Shorncliff	0	0	555	-13,12	1/1/97	7,3	0
Rendement énerg.	5	Optim. taille et moteur chevrolet pompage inst. condens.*	S.O.	S.O.	3 003	S.O.	1/1/97	87,1	S.O.
Rendement énerg.	6	Inst. Contrôleurs électro. air/combustible (4 moteurs)	100	11,76	8 505	-21,04	1/1/94	190,7	0,52
Rendement énerg.	7	Rempla. chevrolet pomp. par pompe pist. plong. (4 puits)	150	274	1 035	-5,36	S.O.	23,2	6,5
Rendement énerg.	8	Instal. moteur VDF pour ventilateur	200	44,2	4 333	-23,8	S.O.	131,4	1,52
Rendement énerg.	9	Instal. systèmes contrôle combustible : control. pompe	250	219,3	1 143	3,3	S.O.	25,6	9,8
Rendement énerg.	10	Instal. injection méthanol : réd. combus. réchauff. canal.	111,9	25,96	4 310	-56,8	1/9/97	94,8	0,43
Rendement énerg.	11	Ferm. réchauff. canal. : temp. exp. Suffisante	0	0	446	-19,6	1/9/97	6,6	0
Rendement énerg.	12	Fermeture réchauffeurs canalisations l'été	0	0	762	-18,7	1/5/97	14,2	0
Rendement énerg.	13	Ferm. déshydrateur glycol (instal. injection méthanol)	8	12,8	624	-17,6	1/3/97	3	0,7
Rendement énerg.	14	Fermeture déshydrateur glycol l'été	0	0	2 577	-5,7	1/5/97	13,9	0
Rendement énerg.	15	Instal. nouveaux incinérateurs gaz sulf. : instal. Gilby	200	41,4	4 829	-17,53	1/6/98	108,3	1,85
Rendement énerg.	16	Instal. contrôleurs air/combustible électriques : 9100 hp	143	35,9	3 970	-18,2	1/6/97	89	1,6
Rendement énerg.	17	Conversion solvants sélectifs pour adouc. du gaz.	500	48,3	10 400	-16,72	1/9/98	232	2,2
Rendement énerg.	18	Cogénération : production d'électricité	333	333	1 006	0,5	S.O.	38,8	8,6
Rendement énerg.	19	Installation échangeurs récupération chaleur perdue	300	31	9 800	-18,8	1/8/97	219,1	1,4
Rendement énerg.	20	Remplac. assemb. bec torche de brûlage : réd. gaz comb.	250	45,5	5 519	-17,1	1/5/96	123,8	2
Taux rend. moy.				40,58 \$		(17 \$) *			2,2
Rend. énerg. tot.al			2 676 \$		65 938			1 552 \$	
S.O. = Sans objet									
*Non compris dans le calcul des coûts compensatoires du CO ₂ .									

Tableau D-1
Exemples à suivre – changement climatique – CAPP

Option de réduction	N°	Projet	Coût installé k \$	Coût de réduction de l'investissement \$/tonnes CO ₂ E/an	Réduction des gaz à effet de serre tonnesCO ₂ E/an	Coût compensatoire \$/tonnes CO ₂ E	Date d'installation jj/mm/aa	Économie d'énergie k \$/an	Récupération années
Réc. méthane	1	Liaison puits unique : écon. gaz, torchage réd.*	S.O.	S.O.	2 745	S.O.	1/3/98	5,5	S.O.
Réc. méthane	2	Inst. VRU pour réservoir : réduction torchage	250	29,64	8 416	-11,09	1/7/97	180,24	1,9
Réc. méthane	3	Inst. VRU pour rés. : réd. mise air libre à Camangay	22	1,33	16 504	0,16	1/7/96	0	S.O.
Réc. méthane	4	Inst. VRU pour rés. : réd. mise air lib. à Long Coulee	22	5,97	3 682	0,7	1/7/96	0	S.O.
Réc. méthane	5	Réc. gaz puits pétrole lourd : comb. moteur 50 puits	50	0,75	66 250	-2,74	1/1/98	195	1
Réc. méthane	6	Modern. 150 contr. gaz instrument faible purge	39	3,71	10 500	-2,54	1/6/94	31,24	1,25
Réc. méthane	7	Inst. pompes piston plong. et sys. contr. durée cycle	200	460	435	31,6	S.O.	9,75	20,5
Réc. méthane	8	Récup. gaz solution : réd. torchage, 3 puits pétrole	150	352,11	426	19,11	S.O.	9,6	15,6
Réc. méthane	9	Rempl. alimen. gaz par alimen. air instrument	5	31,3	160	-0,3	S.O.	0,64	7,9
Réc. méthane	10	Récup. gaz solution : 2 puits. Réduction torchage	176,5	81,8	2 157	-2,1	1/10/97	34,5	4,7
Réc. méthane	11	Essai puits inst. production : réduction torchage	0	0	75	-16,01	1/10/97	1,2	0
Réc. méthane	12	Fermeture puits pour réduire torchage	0	0	2 264	-16,11	15/12/97	36,5	0
Réc. méthane	13	Inst. Raclage : élim. dépres. conduite	39,9	966	41	-105,5	1/6/97	0,7	4,2
Réc. méthane	14	Répar. puits : élim. mise air libre	250	16611	15	2181	1/12/97	45	Jamais
Réc. méthane	15	Récup. gaz solution à Caroline : réduction torchage	115	15,9	7 200	-14,01	1/9/97	116	1
Réc. méthane	16	Rempl. alimen. gaz par alimen. air instrument	6	17,2	349	15,6	1/8/96	1	Jamais
Réc. méthane	17	Liaison gaz solution : réduction torchage	100	16,53	6 050	-13,53	1/2/98	135,6	1,1
Réc. méthane	18	Liaison gaz solution : réduction torchage	1100	130	8 450	4,27	1/1/99	136	7,8
Réc. méthane	19	Inst. compresseur : réc. gaz solution. Réduction torch.	274	45,9	5 973	-7,11	1/2/98	96,2	3,14
Réc. méthane	20	Réc. gaz solution : 2 puits. Réduction mise air libre	115	4,79	24 000	-2,3	15/6/98	71,4	1,6
Réc. CH₄ totale			2 914 \$	17,59 \$	165 693	108,37 \$		1 106 \$	4,8
Réc. CO ₂	1	Injection gaz sulfureux : Watelet/Wizard Lk.	1200	427,77	2 806	50,23	1/2/97	0	Jamais
Réc. CO ₂	2	Injection gaz sulfureux : champs Jedney	2684	139	19 300	34,54	1/6/95	0	Jamais
Réc. CO ₂	3	Injection gaz sulfureux : réduction torchage	4500	134,1	33 560	20,9	4/1/97	76,4	
Réc. CO₂ moy.				150,61 \$		35,22 \$			
Réc. CO₂ tot.			8 384 \$		55 666			76 \$	
S.O. = Sans objet									
*Non compris dans le calcul des coûts compensatoires du CO ₂									

PÉTROLE LOURD

Les techniques et pratiques d'exploitation qui laissent entrevoir des réductions des gaz à effet de serre provenant de la production de pétrole lourd comprennent une meilleure utilisation de l'énergie, la réduction de la mise à l'air libre de méthane et la possibilité d'injection de CO₂.

Pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie, de nombreuses techniques présentent certains avantages, y compris ceux qui sont décrits ci-après.

- Les tampons de forage peuvent réduire la consommation d'énergie de nombreuses façons. Ils peuvent simplifier la collecte du pétrole lourd et de l'eau produite et réduire le besoin de les véhiculer par camion en facilitant l'aménagement de conduites d'écoulement. Ils peuvent réduire la longueur des conduites de vapeur dans le cadre des projets d'application de méthodes thermiques, réduisant ainsi les pertes d'énergie.
- La conception améliorée des brûleurs, pour laquelle on met actuellement à l'essai un certain nombre de techniques qui pourraient permettre de réduire le montant de gaz combustible utilisé pour chauffer le pétrole lourd dans les réservoirs individuels sur le terrain et d'autres réservoirs. Par exemple, l'installation de brûleurs spéciaux dans les générateurs de vapeur permet d'utiliser du gaz de puits de pétrole de piètre qualité, ce qui réduit par le fait même le gaz combustible utilisé et le torchage. L'installation de séchoirs du gaz de puits de pétrole permet une plus grande utilisation du gaz de puits de pétrole comme combustible.
- Des travaux de recherche sont à l'étude relativement aux options de réduire le combustible utilisé pour le traitement du pétrole lourd. Par exemple, mentionnons la possibilité de le traiter avec des solvants plutôt que de le chauffer.
- La pose plus efficace de canalisations – des travaux ont été et sont effectués pour rehausser l'efficacité des oléoducs véhiculant du pétrole lourd, y compris l'utilisation d'émulsions, d'agents de réduction de la viscosité, etc.
- La cogénération permet de rehausser l'efficacité de la production de pétrole lourd, en particulier dans le cadre de projets de récupération par application de méthodes thermiques, p. ex., les projets de l'Impériale à Cold Lake, ainsi que la valorisation, p. ex. l'installation de valorisation de Husky. Il reste certains obstacles à surmonter du point de vue de la réglementation et des approbations requises, qui varient d'un territoire à l'autre. La cogénération semble présenter de grandes possibilités là où il existe un procédé pouvant offrir un milieu accepteur important; c'est donc dire que cette technologie pourrait s'appliquer pour le gaz corrosif et pour certains projets d'exploitation du pétrole et du gaz classiques également.

Jusqu'à maintenant, les efforts de réduction de mise à l'air libre du méthane ont été limités. Certains projets à ce titre sont présentés ci-après.

- Les tampons de forage peuvent présenter un avantage pour ce qui est de la mise à l'air libre des gaz puisqu'ils augmentent la possibilité de produire du gaz qui sera collecté et utilisé plutôt que mis à l'air libre, ce qui est souvent le cas.
- Le projet parrainé par la CAPP par l'entremise de son conseil consultatif sur la recherche environnementale qui se déroule à l'Université de Calgary se penche sur les problèmes liés à la mise à l'air libre des gaz produits par les puits de pétrole lourd. Les objectifs du projet comportent l'évaluation quantitative du gaz effectivement mis à l'air libre provenant de l'exploitation des puits

de pétrole lourd et la recherche de solutions pratiques pour réduire les gaz à effet de serre qui en découlent.

- Les travaux effectués jusqu'à maintenant sur les inventaires d'émissions indiquent que la mise à l'air libre des gaz représente une très grande partie de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre provenant de l'exploitation de puits de pétrole lourd. Toutefois, on dispose de peu de données et on ne sait comment, par exemple, les émissions provenant de la « production à froid » se comparent à celles générées par les exploitations de pétrole lourd classique ou par application de méthodes thermiques. Le projet de l'Université de Calgary a été conçu pour recueillir de telles données.
- Certaines techniques ont été cernées pour permettre la compression, à la tête du puits, des gaz produits à des coûts raisonnables. Elles n'ont toutefois pas été mises en application à grande échelle, et ce, peut-être en raison du fait qu'elles ne sont pas encore très rentables.

Pour ce qui est de l'injection de CO₂, l'étude effectuée récemment par T. J. McCann & Associates et parrainée par l'*Alberta Chamber of Resources* intitulée « *CO₂ Synergies Group* » a révélé que le coût de captage du CO₂ à certaines sources en Alberta pourrait être beaucoup moins que ne l'avait évalué l'étude de l'*Alberta Oil Sands Technology Research Authority* (AOSTRA) et qu'il existe peut-être des possibilités de récupérer et d'utiliser le CO₂ commercialement. Le rapport fait état de la quantité de CO₂ récupérable à divers coûts ainsi que de la taille des utilisations ou puits possibles pour le CO₂.

PROGRÈS TECHNOLOGIQUE DANS LE SECTEUR DES SERVICES

Les sociétés de service adoptent continuellement de nouvelles techniques et pratiques qui réduisent les coûts et les émissions. Mentionnons, à titre d'exemple, les systèmes de séparation qui permettent de maintenir la production de gaz pendant l'entretien des puits, ce qui élimine le torchage, les jauges en fond de trou qui ont une plus longue durée d'utilisation et qui exigent moins d'entretien, les pistons râcleurs dans les canalisations qui réduisent la mise à l'air libre ou le torchage des gaz pendant les inspections, l'utilisation de serpentins pour le forage, ce qui réduit le temps de forage, diverses techniques plus perfectionnées qui réduisent le temps et l'énergie nécessaire pour installer le cuvelage dans les puits et l'utilisation de la technologie de pointe pour les parcs de camions et l'exploitation des immeubles.

PIPELINES DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES LIQUIDES

Les sociétés pipelinières de transport d'hydrocarbures liquides se penchent actuellement sur un certain nombre de solutions permettant de réduire les émissions indirectes de gaz à effet de serre, y compris l'aménagement d'installations de cogénération et l'achat d'énergie hydro-électrique. Cependant, il faudra, dans chacun des cas, procéder à des travaux supplémentaires pour évaluer leur faisabilité. On pourrait réduire considérablement les émissions en adoptant les initiatives suivantes, mais le coût serait prohibitif.

Adaptation de l'infrastructure pipelinière

- Il serait possible de réduire les émissions si les réseaux actuels étaient modifiés et remplacés par de nouveaux réseaux respectant les paramètres d'exploitation actuels et comportant des canalisations de plus grand diamètre. Toutefois, les volumes et les types de produits véhiculés évoluent et il serait difficile d'exploiter ces nouveaux réseaux à une efficacité maximale sur une période prolongée.

Modernisation des installations de pompage actuelles et installation de moteurs à combustion de combustibles fossiles

- Il serait possible de réduire les émissions si les moteurs électriques actuels activant les postes de pompage des canalisations principales étaient remplacés par des moteurs à combustion de combustibles fossiles de la taille appropriée. Toutefois, il ne résulterait qu'un changement marginal dans les émissions et les incidences environnementales pour les collectivités situées le long du tracé des pipelines pourraient être importantes en termes d'émissions atmosphériques et de bruit.

EXEMPLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS ET DES COÛTS CONNEXES

L'un des scénarios préconisés pour l'expansion des pipelines de pétrole liquide recommande la pose de nombreuses canalisations à grand diamètre, ce qui permettrait de réduire les émissions mais entraînerait des coûts considérables. Le tableau D-3 présente les réductions des émissions découlant d'une telle expansion ainsi que le coût connexe par unité de réduction.

Table D-3 : Évaluation des changements dans les émissions et les coûts liés à la pose de canalisation à grand diamètre dans le cadre de l'expansion d'un réseau de pipelines en exploitation

Année d'exploitation	Changement annuel dans les émissions Kilotonnes d'équivalent-CO ₂	Coût \$/kilotonnes d'équivalent-CO ₂	Pourcentage d'augmentation de la capacité de débit à la suite de l'expansion
1 ^{re}	Augmentation de 5,2	120 millions	6 %
5 ^e	Diminution de 6	141 millions	28 %

Le scénario illustré au tableau D-3 représente l'énergie économisée et les gains ou réductions d'émissions de gaz à effet de serre réalisés par la suite grâce à la pose de nouvelles canalisations à grand diamètre à l'intérieur d'un réseau de pipelines de transport de pétrole liquide en exploitation. Ce scénario exigerait la construction d'installations faisant appel à la technologie de pointe et à du matériel à haut rendement énergétique. La différence dans les émissions entre la première et la cinquième année d'exploitation illustre la complexité de l'exploitation efficace d'un réseau de pipeline. De plus, l'utilisation de la technologie de pointe et de matériel à haut rendement énergétique, dont la mise en application est coûteuse, ne contribue pas à réduire considérablement les émissions.

Compte tenu de leurs besoins énergétiques et des émissions inhérentes liés à l'achat d'énergie produite par source thermique, les sociétés pipelinières estiment qu'il est difficile, peut-être même impossible, de réduire considérablement les émissions sans qu'il n'en découle des incidences négatives pour leur exploitation, leurs clients et leurs actionnaires. Dans le cadre de leurs pratiques d'exploitation courantes, ces sociétés déploient des efforts constants en vue de rehausser le rendement énergétique en ayant recours à des moyens économiquement viables.

Puisque la presque totalité des émissions provenant des pipelines de transport d'hydrocarbures liquides sont des émissions indirectes liées à la production de l'électricité requise pour activer les pompes, les génératrices d'électricité présentent la plus grande possibilité des réductions des émissions.

E. MESURES ADOPTÉES, SUR LE POINT DE L'ÊTRE OU PRÉVUES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

L'industrie pétrolière et gazière canadienne a commencé à recueillir des exemples d'options de réduction des émissions et à les formuler en termes de coûts économisés par tonne de CO₂ et d'une évaluation de la pénétration au sein de l'industrie pour les installations actuelles et nouvelles. Ces travaux seront approfondis d'ici avril 1999. Le schéma ci-joint décrit le matériel soumis par les sociétés membres de la CAPP. D'autres associations établiront leur propre schéma pendant la même période.

Il s'agit d'une série de mesures adoptées par l'industrie pétrolière et gazière au cours des trois dernières années en réaction au *Voluntary Challenge and Registry* (VCR). Parmi ces mesures, notons l'accroissement du rendement énergétique et l'économie d'énergie, le captage et la récupération du méthane, la cogénération ainsi que l'injection de gaz sulfureux et la récupération assistée du pétrole à l'aide du CO₂. La CAPP a répertorié ces initiatives en consultant les documents soumis au VCR par les sociétés membres. Elles représentent une réduction des émissions de l'ordre de 8,3 mégatonnes d'équivalent-CO₂ comparativement aux niveaux qui auraient été atteints entre 1994 et 1996. (Ces données ne comprennent pas les statistiques de l'ACPRÉ.) Les mesures en question ont été adoptées sans que des modifications n'aient été apportées à la politique gouvernementale ou à la réglementation. Les sociétés continueront de faire connaître les réductions réalisées dans le cadre des initiatives qu'elles prévoient entreprendre dans l'avenir.

SECTEUR DES SERVICES

Au cours des dix dernières années, la méthode d'acquisition des données sismiques a évolué, passant de la prépondérance des levés bidimensionnels (2-D) à une répartition presque égale des levés bidimensionnels et tridimensionnels (2-D et 3-D). Aux États-Unis, 80 % des travaux sismiques sont actuellement de type 3-D. Cette tendance s'explique par l'évolution graduelle de l'exploration à l'exploitation au sein de l'industrie. On constate habituellement des bonds dans les progrès de la technologie géophysique environ tous les huit à dix ans. Ces techniques améliorées permettent aux équipes de techniciens d'être plus efficaces.

La PSAC a établi un site Web qui permet d'enregistrer les problèmes techniques (possibilités?) que le secteur public doit aider à résoudre afin de rendre l'industrie plus efficace tout en contribuant à réduire les émissions des gaz à effet de serre.

PRATIQUES D'AMÉNAGEMENT DES LIGNES SISMIQUES

Il y a dix ans, toutes les lignes sismiques étaient aménagées en défrichant les terrains boisés à l'aide de bouteurs. Cette méthode était préconisée pour aménager des bandes suffisamment larges pour permettre à des camions de diverses tailles d'y circuler. C'est une pratique qui était répandue à l'échelle de l'Ouest canadien. La largeur minimale des bandes était de six à huit mètres. Aujourd'hui, chaque programme est évalué avec soin au moment de la planification préliminaire pour éliminer dans la mesure du possible le recours à des bouteurs. Dans le cadre des programmes 3-D, toutes les lignes réceptrices sont défrichées manuellement et ont habituellement une largeur de 1,5 mètre. Les lignes sources sont aménagées dans la mesure du possible dans des bandes déjà défrichées. S'il faut procéder au déboisement, on fait une évaluation pour déterminer si la nouvelle bande défrichée peut être limitée à des travaux sismiques à faible impact. Les bandes d'évitement ont une largeur de trois mètres

seulement. On a recours à un petit boteur pour dégager les sous-bois en évitant le plus possible de couper les gros arbres. La largeur maximale des bandes défrichées a été réduite à cinq mètres. Par conséquent, l'industrie coupe désormais moins d'arbres et utilise de plus petits boteurs. Ces une tendance qui se maintiendra dans l'avenir.

ÉLIMINATION DES CAMIONS GRÂCE À L'APPLICATION DE MÉTHODES D'ENREGISTREMENT HÉLIPORTABLES

Lorsque la sismique consistait essentiellement en des travaux 2-D et que les lignes sismiques étaient larges, on faisait appel à des camions d'une à trois tonnes pour déplacer le matériel dans la zone visée. Une équipe sismique 2-D typique aurait été composée de quatre camions de ligne, d'un camion-boutefeu, d'un camion laboratoire et peut-être même d'un camion de transport. Dans le cas des équipes sismiques 3-D plus importantes, le nombre de véhicules utilisés pour une campagne aurait pu être le double ou même le triple. Désormais, puisque les bandes défrichées sont plus étroites, les voies de transmission plus nombreuses et que la sismique 3-D est plus prépondérante, l'industrie a commencé à utiliser des hélicoptères pour transporter le matériel à destination. Les hélicoptères utilisent un combustible plus propre et un seul appareil est habituellement suffisant pour chaque chantier. Le recours à des hélicoptères peut permettre de réduire de 60 % le nombre de véhicules utilisés. Le transport des équipes sismiques par autobus contribue aussi à réduire le nombre de véhicules utilisés. Le remplacement de la sismique 2-D par la sismique 3-D devrait se poursuivre, ce qui signifie qu'on fera de plus en plus appel aux hélicoptères pour remplacer les camions.

PROGRAMMES DE RECYCLAGE

De nombreux changements sont survenus au cours des dix dernières années en ce qui a trait au recyclage. À l'époque, on ne recyclait que ce qui était obligatoire en vertu de la loi ou très évident. Aujourd'hui, l'industrie a adopté la philosophie des « boîtes bleues » (réduire, réutiliser et recycler). On recycle une multitude de produits, allant de l'huile à l'antigel, en passant par les lattes en bois et le papier. La plupart des sociétés membres de la CAGC reconnaissent les avantages du recyclage et encouragent leurs employés à en faire autant. Cette une tendance qui devrait se maintenir.

ÉCHANGE DE DONNÉES, COURTIERS EN DONNÉES, DONNÉES SISMQUES SPÉCULATIVES

La philosophie du recyclage englobe aujourd'hui les produits finis de notre industrie. De plus en plus de sociétés participent au tir de données spéculatives. Cela signifie essentiellement que les données acquises sont éventuellement vendues à plusieurs clients. Les sociétés pétrolières ont elles aussi adopté cette pratique et vendent ou échangent d'anciennes données. Ces pratiques devraient se maintenir et même se répandre au cours des années à venir.

APPLICATION DE NOUVELLES TECHNOLOGIES

Il y a dix ans, l'industrie utilisait essentiellement des systèmes DFS-V (120 voies) pour l'acquisition des données sismiques. Ce type de système comprenait une caméra qui produisait une impression papier des données enregistrées. Ces caméras utilisaient de l'hydrocarbure halogéné qui s'évaporait dans l'atmosphère au moment de l'impression des enregistrements. Aujourd'hui, l'industrie fait appel à des caméras à encre sèche et ce type d'hydrocarbure halogéné n'est plus utilisé.

On assiste, au Canada et partout dans le monde, au développement de techniques géophysiques permettant de répondre aux besoins de l'industrie pétrolière et gazière mondiale. Au fur et à mesure que ces techniques se perfectionnent, la valeur des travaux précédents diminue, ce qui entraîne la nécessité d'effectuer de nouveaux levés sismiques.

Depuis la mise au point des systèmes de télémétrie, les équipes sismiques utilisent souvent de 2000 à 3000 voies de transmission. Cette technologie peut être utilisée pour les enregistrements 2-D ou 3-D et rehausse l'efficacité des équipes sismiques. Les systèmes de positionnement à l'échelle de globe entraîneront probablement la disparition des géomètres.

Nous connaissons tous le courrier électronique. Ce mode de communication est désormais prépondérant au sein de l'industrie sismique et nous oriente vers un milieu de plus en plus informatisé.

MEILLEURE PLANIFICATION À LONG TERME

L'industrie dans son ensemble a amélioré sa planification à long terme. Cette dernière s'amorce à l'étape de conception des programmes et se poursuit jusqu'au traitement. Elle a pour objectif, entre autres, de réduire les incidences sur l'environnement et d'assurer une meilleure utilisation des ressources, qu'il s'agisse du capital humain ou de l'équipement.

MESURES ET TECHNIQUES UTILISÉES PAR LES SOCIÉTÉS MEMBRES DE LA PSAC POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Pour réduire les émissions et le torchage du gaz naturel, Central Production Testing a conçu un système de séparation qui permet à ses clients d'effectuer une rentrée des puits existants, de les compléter de nouveau, de les stimuler et de les nettoyer, tout en continuant de produire du gaz naturel destiné aux installations et aux gazoducs existants. Sur le plan environnemental, ce système présente l'avantage de réduire presque totalement le torchage en raison des pressions d'exploitation élevées du système de séparation qui peut accepter la pression du gaz stocké dans les canalisations, ce qui évite la mise à l'air libre du gaz naturel.

Sunada Technology Corp. fabrique des jauges de pression et de température en fond de trou qui, grâce à leur degré supérieur d'exactitude, peuvent demeurer dans les trous de forage pendant un an, ce qui supprime la nécessité de démonter l'installation et, par le fait même, de mettre du gaz à l'air libre. Il est ainsi possible de réduire d'un tiers en moyenne le gaz mis à l'air libre ainsi que les émissions connexes en réduisant l'utilisation des plates-formes d'entretien et la consommation de combustible connexe.

Argus Machine Co. Ltd. fabrique un type spécialisé de piston râcleur qui permet de réduire considérablement, pendant le râclage, les volumes de produit drainé, mis à l'air libre ou brûlé à la torche. Les méthodes traditionnelles exigent le râclage complet entre la vanne obturée en amont et la vanne de mise à l'air libre en aval. Ce type particulier de piston râcleur, lorsqu'il est obturé, n'exige que la mise à l'air libre que la petite partie entre les sièges du piston râcleur, ce qui réduit la quantité de gaz mis à l'air libre. Cette réduction est obtenue pour chaque piston râcleur, ce qui se traduit par une importante diminution des substances mises à l'air libre et des émissions de gaz à effet de serre connexes. La réduction dépend de l'importance de la canalisation et de la pression, mais les substances mises à l'air libre ou brûlées à la torche à l'aide de ce système sont habituellement de un huitième à un dixième seulement des volumes associés aux méthodes traditionnelles de râclage. Dans certains cas, il est même possible de les supprimer entièrement.

Nusco Manufacturing & Supply a agrandi de 30 000 pieds carrés son installation de fabrication à Nisku. Le débit d'air supérieur requis aurait fait augmenter la consommation de combustible considérablement, sans compter les émissions de gaz carbonique. Pour rectifier ce problème, Nusco a

installé un dispositif échangeur de température qui a permis de rehausser l'efficacité du combustible et se traduit par une augmentation de 31 % dans la consommation de combustible, comparativement à l'augmentation de 273 % qui se serait produite autrement.

NOWSCO Well Service Ltd. remplace en partie son parc de véhicules comprenant 200 gros camions et 250 fourgonnettes et automobiles pour utiliser des véhicules munis de moteurs automatisés et de dispositifs de contrôle des émissions à la fine pointe de la technologie. Ces moteurs consomment moins de carburant et produisent moins d'émissions que les moteurs mécaniques. Tous les nouveaux véhicules sont munis de moteurs qui répondent aux normes de la Californie sur les émissions. À l'heure actuelle, plus de 55 % des véhicules du parc automobile sont munis de moteurs automatisés. Au taux actuel de remplacement, tous les gros camions seront munis de moteurs automatisés d'ici six ans. La rotation des automobiles et des fourgonnettes a lieu en moyenne tous les 2,6 ans.

Splash & Dore Safety remplace ces camions et automobiles par des véhicules munis des systèmes d'injection électronique les plus perfectionnés pour rehausser le rendement économique en ayant recours à du carburant plus propre. En outre, la société a découvert un additif, pour les moteurs à essence et à diesel, qui réduit la consommation de carburant de 15 % à 20 % en moyenne et qui réduit aussi les émissions. Par la suite, la société a effectué des travaux de recherche apparentés et a mis à l'essai et mis en application l'additif en question.

Tesco Corp. fabrique des commandes verticales (cette société a été la première à utiliser ce type de commande pour les appareils terrestres), qui réduisent le temps de montage et de forage (et, par conséquent, l'énergie et le combustible utilisés pour forer un puits) en diminuant les problèmes imprévus comme le blocage d'un tube de forage. Les commandes verticales permettent aussi de réduire le temps de manœuvre des tiges et des tubes.

PROJET DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Tesco étudie actuellement un nouveau procédé qui en est à l'étape de recherche et développement. Ce procédé, lorsqu'il aura été mis au point, éliminera essentiellement le temps de manœuvre ainsi que le temps qui est actuellement requis pour mettre en place le cuvelage, qui peut représenter jusqu'à 30 % de la durée des travaux de forage. En outre, ce nouveau procédé éliminera certains des événements imprévus. Une grande partie de l'énergie requise dans le cadre des forages traditionnels est utilisée pour les travaux de cuvelage lorsqu'il est nécessaire de retirer les colonnes de tubage une à la fois. Ce nouveau procédé fait appel à des câbles métalliques pour retirer l'outil de forage.

Fracmaster utilise du CO₂ liquide pour effectuer la fracturation hydraulique des réservoirs de gaz naturel. Le gaz carbonique est essentiellement un sous-produit des procédés pétro-chimiques, mais il possède des caractéristiques uniques comme fluide de stimulation. Lorsqu'on le pompe dans un réservoir à son état pur comme fluide de fracturation, ou lorsqu'on le mélange à d'autres fluides de stimulation (pétrole, eau ou mélange acide), une partie de la vapeur demeure piégée dans le réservoir. La diffusion des vapeurs de CO₂ dans un environnement de méthane in-situ, assortie d'eau fossile à haute solubilité, permet de piéger la vapeur et l'empêche de se libérer dans l'atmosphère au moment de la mise en production du puits. Selon les conditions du réservoir, on prévoit que de 10 % à 25 % du CO₂ vaporisé demeure dans le réservoir (de deux à cinq millions de kg par an). Plus particulièrement, les réservoirs de gaz naturel de faible perméabilité qui s'avèrent non rentables présenteront les pourcentages les plus élevés de saturation en CO₂ résiduel.

Fracmaster renouvelle constamment son parc de véhicules pour utiliser des automobiles et des camions munis de moteurs automatisés électroniques. Tous les nouveaux moteurs achetés au cours des quatre à cinq dernières années respectent les normes de la Californie sur les émissions. Jusqu'à maintenant, 72 % des véhicules utilisés sur les autoroutes sont munis de ces systèmes ainsi que 100 % des gros postes de pompage et 40 % des petits postes de pompage. L'adoption de méthodes de conduite fondées sur des données électroniques contribue également à réduire la consommation de carburant.

PROJET PILOTE DE CO₂

Fracmaster, en collaboration avec l'*Alberta Research Council* et un consortium de participants canadiens et étrangers, étudie la possibilité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de rehausser la production de méthane provenant des filons de charbon en injectant du CO₂ dans les filons profonds. L'injection de CO₂ dans des zones productrices en vue de rehausser la production d'hydrocarbures est une méthode qui a été utilisée par le passé. Ce procédé a été appliqué avec succès pour accroître la production des puits de pétrole. Le charbon a une grande affinité pour le CO₂. Il peut absorber jusqu'à trois fois plus de CO₂ que le méthane à l'heure actuelle. Par conséquent, le charbon absorbe le CO₂, qui est stocké dans les filons de charbon et qui, ce faisant, déloge le méthane piégé. Ce projet en plusieurs étapes s'échelonne sur plusieurs années. L'évaluation initiale et les essais sur le terrain des puits en production dans les filons de charbon de Manville auront lieu dans la région de la vallée Fenn-Big en Alberta.

SECTEUR DU FORAGE

Les appareils de forage sont actionnés par des moteurs industriels fonctionnant au diesel qui fournissent de l'énergie et de l'électricité directement aux divers éléments de l'appareil. Dans bien des cas, ces moteurs sont semblables à ceux des camions de transport et du matériel lourd. Par conséquent, la consommation d'énergie de l'industrie du forage peut se comparer à celle d'un parc de camions de transport longue distance.

Depuis le début des années 1990, les fabricants de moteurs diesel utilisent de plus en plus des dispositifs d'allumage à commande électronique. De par leur conception, ces moteurs consomment moins de carburant et, par le fait même, produisent moins d'émissions. Les moteurs électroniques sont contrôlés par un petit ordinateur qui, grâce à un ensemble complexe de capteurs, ne libère que le carburant requis à un moment donné. En règle générale, les moteurs électroniques produisent un couple et une puissance supérieurs pour une quantité donnée de carburant et génèrent beaucoup moins d'émissions. Pour les entrepreneurs de forage, cette technologie se traduit par des avantages sur les plans environnemental (émissions réduites) et économique (réduction du carburant utilisé, donc coûts d'exploitation inférieurs).

Dans le cadre de la rotation des stocks pendant la période allant de 1995 à 1997, 184 moteurs consommant en moyenne 1 104 litres de carburant par jour ont été remplacés par 282 moteurs (y compris les nouveaux appareils de forage) consommant en moyenne 940 litres de carburant par jour.

Le perfectionnement de la technologie des trépan devrait aussi contribuer à réduire les besoins énergétiques.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL CLASSIQUES

RÉDUCTION DU TORCHAGE DU GAZ EN SOLUTION EN ALBERTA

L'industrie pétrolière du secteur amont en Alberta a brûlé à la torche environ 1,8 milliard de mètres cubes de gaz en solution provenant d'approximativement 5 200 installations en 1996. Ce volume de gaz est brûlé à la torche pour des raisons de sécurité lorsqu'on juge qu'il n'est pas économique de le récupérer, de l'utiliser ou de l'éliminer. On estime que les volumes de gaz brûlé à la torche représentent cinq mégatonnes d'équivalent-CO₂ d'émissions de gaz à effet de serre.

La CAPP et la *Small Explorers and Producers Association of Canada* a amorcé des discussions regroupant plusieurs intervenants dans le cadre de l'*Alberta Clean Air Strategic Alliance* (CASA) pour établir un nouveau cadre de gestion du torchage du gaz en solution. Les recommandations formulées sont résumées dans le rapport de la CASA intitulé *Management of Routine Solution Gas Flaring in Alberta* qui comprend, entre autres, d'importants objectifs de réduction volontaire, notamment :

- réduction de 15 % d'ici la fin de 2000 (0,75 mégatonne d'équivalent-CO₂)
- réduction de 25 % d'ici la fin de 2001 (1,25 mégatonne d'équivalent-CO₂)

Les objectifs révisables suivant ont aussi été proposés :

- réduction de 40 % à 50 % d'ici la fin de 2003 (de 2 à 2,5 mégatonnes d'équivalent-CO₂)
- réduction de 60 % à 70 % d'ici la fin de 2007 (de 3 à 3,5 mégatonnes d'équivalent-CO₂)

Tous les objectifs de réduction sont fondés sur l'année de référence 1996. Il s'agit de la première année pour laquelle nous disposons de données fiables. Par conséquent, il n'est pas possible d'établir une comparaison avec les années de référence 1990 et 1995 pour le programme VCR.

Les objectifs initiaux (15 % et 25 %) sont considérés comme étant fermes et le fait de ne pas les respecter volontairement donnera lieu à des mesures réglementaires conçues pour atteindre les objectifs (volume maximal de torchage). Une étude effectuée par l'Université de Calgary (qu'on peut obtenir auprès de la CASA) indique que ces objectifs initiaux pourraient être atteints par l'adoption de mesures jugées économiques ou peu coûteuses. De telles mesures typiques comprennent l'installation de technologie de production d'électricité courante, la collecte du gaz à faible pression et la réinjection du gaz.

Afin d'atteindre les objectifs révisables à plus long terme (de 40 % à 70 %) il faudra adopter un certain nombre d'autres mesures, notamment :

- le développement commercial de turbines de production d'électricité à petite échelle (les travaux techniques et les essais sur le terrain sont actuellement en cours);
- la déréglementation continue de l'électricité pour permettre la transmission de l'électricité (des modifications à la réglementation sont requises pour éliminer cet obstacle);
- l'élimination des redevances sur le gaz en solution non rentable (cet obstacle devrait être supprimé);
- le partage des coûts, par l'État, dans le cadre des projets non rentables (négociations en cours);

- le traitement fiscal favorable (amortissement fiscal accéléré) du capital investi dans les projets de gaz en solution (lettre de la CASA à Finances Canada sollicitant le changement);
- la création d'un marché libre pour le gaz en solution inutilisé (mise en place pendant l'été et l'automne de 1998).

Le torchage du gaz en solution en Alberta a diminué de près de 7,5 % de 1996 à 1997. Il s'agit d'une réduction d'environ 0,4 mégatonne d'équivalent-CO₂ d'émissions de gaz à effet de serre qu'on peut attribuer aux mesures adoptées de façon anticipée.

La politique et les stratégies de réduction ont été centrées sur l'Alberta, puisqu'il s'agit de la province canadienne où la majorité du gaz en solution est brûlé à la torche. Toutefois, des stratégies de réduction s'appliqueront dans d'autres provinces productrices de pétrole (Colombie-Britannique, Saskatchewan et Terre-Neuve).

F. STRUCTURE DES ENTREPRISES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE CANADIENNE

Le Canada est le troisième plus important producteur de gaz naturel et le onzième plus important producteur de pétrole brut. L'Alberta, la plus importante province productrice du Canada, représente environ 82 % de la production totale d'hydrocarbures. Cette dernière augmente en Saskatchewan et en Colombie-Britannique et ces provinces représentent 16 % de la production totale. Le reste de la production provient du Manitoba, de l'Ontario, du large de la côte Est et des Territoires du Nord-Ouest.

La production dans la région de l'Atlantique a augmenté considérablement en 1997 et comprend le projet de pétrole brut Hibernia au large de la côte de Terre-Neuve qui est entré en production en novembre. À pleine capacité, la production d'Hibernia devrait atteindre 150 000 barils par jour. Le gisement de pétrole Cohasset/Panuke, situé au large de la côte de la Nouvelle-Écosse, est en production depuis 1992 et produit en moyenne 18 000 barils par jour. L'automne dernier, une commission d'examen conjointe a approuvé le projet énergétique en mer Sable, visant l'exploitation de 3,1 billions de pieds cubes de gaz naturel situé à environ 400 000 milles au large de la côte de la Nouvelle-Écosse. La production de gaz devrait débiter le 1^{er} novembre 1999 à un débit d'environ 500 millions de pieds cubes par jour.

Les travaux de forage ont atteint un niveau record en 1997, avec le forage de plus 18 000 puits de pétrole et de gaz au Canada pendant l'année.

L'industrie pétrolière et gazière du Canada est axée sur les exportations. Il s'agit d'une industrie novatrice et hautement technologique qui génère des emplois et contribue à l'activité économique. L'industrie pétrolière canadienne du *secteur amont* (exploration, mise en valeur et production) employait directement près de 83 000 personnes en 1997 (ventilation ci-après) :

• Exploration et production	39 000 (estimation)
• Forage et entrepreneur d'appareils de service	11 600
• Services et approvisionnements	22 100
• Secteur scientifique et technique	6 000
• Secteur industriel et construction	4 000
• Total :	82 700

Bien que plus de 700 entreprises se livrent à l'exploration et à la production au Canada, plusieurs d'entre elles sont des sociétés de gestion financière qui ne détiennent ni n'exploitent des installations industrielles. Les cinq plus importantes sociétés (en fonction de la production) produisent presque 30 % du gaz naturel et du pétrole lourd du Canada et les 25 plus importantes sociétés représentent 75 % de la production.

L'industrie pétrolière canadienne du *secteur aval* (transport, raffinage et commercialisation) employait directement environ 133 000 personnes en 1997 (ventilation estimative ci-après) :

• Stations-service	62 000
• Produits pétroliers en gros	26 000
• Raffineries	8 700
• Sociétés pétro-chimiques	13 000

- Distribution du gaz naturel 14 500
- Transport par pipeline 8 700

Un nombre supplémentaire de 231 300 emplois ont été créés pour fournir des biens et des services à l'industrie pétrolière dans son ensemble (emplois indirects).

Les exportations de gaz naturel et de pétrole brut représentent 7 % des exportations canadiennes de marchandises. En 1997, le surplus pétrolier et gazier, soit 12,9 milliards de dollars, représentait la deuxième plus importante contribution nette à la balance commerciale des marchandises du Canada (exportations moins importations, à l'exclusion des services). Les investissements totaux de l'industrie étaient supérieurs à 19 milliards de dollars en 1997 et devraient totaliser environ 15 milliards de dollars en 1998. L'industrie a également produit de très importantes *rentrées nettes à la balance des paiements* au cours des dernières années (plus de six milliards de dollars annuellement pendant les années 1990).

G. TABLEAUX SUR LES ÉMISSIONS DE L'INDUSTRIE

Tableau G.1

Émissions directes d'équivalent-CO₂ pour le secteur de l'industrie - 1990 et 1995
En milliers de tonnes

Secteur	1990			1995			Total équiv.-CO ₂			Vare n %			Total équiv.-CO ₂
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	N ₂ O		
Forage	431	34	11	812	64	21	88,4	88,2	88,4	88,2	90,9	88,4	
Entretien des puits	104	89	4	193	178	7	85,6	100,0	75,0	100,0	75,0	91,9	
Production et traitement du gaz	18115	9682	238	24496	13463	333	35,2	39,1	39,9	39,1	39,9	36,6	
Pétrole classique	5685	2328	56	7755	2566	75	36,4	10,2	33,9	10,2	33,9	28,8	
Pétrole lourd	1307	6540	12	1698	9811	7	29,9	50,0	41,7	50,0	41,7	46,5	
Bitume brut	3443	197	19	3782	216	21	9,8	9,6	10,5	9,6	10,5	9,8	
Exploitation et valorisation des sables bitumineux	10450	89	130	12091	693	140	15,7	678,7	7,7	678,7	7,7	21,1	
Sous-total, secteur amont	39535	18959	470	50827	26991	604	28,6	42,4	28,5	42,4	28,5	33,0	
Gazoducs	7971	4486	122	13111	5427	200	64,5	21,0	63,9	21,0	63,9	49,0	
Distribution du gaz	85	2753		95	2961	0	11,6	7,6		7,6		7,7	
Pipelines d'hydrocarbures liquides	17,1	*	*	15,9	*	*	-7,0					-7,0	
Raffinage	17329	*	*	15650	*	*	-9,7					-9,7	
Total de l'industrie	64937,2	26198,1	592	79698,9	35379	804,25	87,9	35,0	35,9	35,0	35,9	26,3	

*Valeurs infimes ou négligeables

Tableau G.2

Total de l'électricité achetée et des émissions indirectes d'équivalent-CO₂ provenant de l'industrie pétrolière et gazière

Secteur de l'industrie	1990			1995			Variation en % 1995 c. 1990
	1000 MW h directes	10 ³ tonnes CO ₂ indirectes	% du total de l'industrie indirect	1000 MW h directes	10 ³ tonnes CO ₂ indirectes	% du total de l'industrie indirect	
Production et traitement du gaz naturel (1)	5 492,0	5 650,0	41,9	7 646,0	7 852,0	45,2	39,0
Production de pétrole (2)	3 853,0	3 930,0	29,1	5 402,0	5 498,0	31,7	39,9
Exploitation et valorisation des sables bitumineux	38,9 *	397,0	2,9	30,8 *	310,0	1,8	-21,9
Transport du gaz naturel	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
Transport des hydrocarbures liquides	1 603,0	960,1	7,1	1 978,0	1 125,0	6,5	17,2
Raffinage du pétrole	4 444,0	2 550,0	18,9	4 399,0	2 569,0	14,8	0,7
Distribution du gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
TOTAL :	15 430,9	13 487,3	100,0	19 455,8	17 354,5	100,0	28,7

1. Toutes les émissions indirectes de CO₂ de la C.-B., 60 % de celles de l'Alberta et 40 % de celles de la Saskatchewan.
2. 0 % des émissions indirectes de CO₂ de la C.-B., 40 % de celles de l'Alberta et 60 % de celles de la Saskatchewan.
3. Présume l'absence d'émissions indirectes de CO₂.
4. Données sur les émissions indirectes tirées de CIEEDAC

*Données préliminaires

Tableau G.3

Total des émissions directes et indirectes d'équivalent-CO₂ provenant de l'industrie pétrolière et gazière

Secteur de l'industrie	1990 CO ₂ E 10 ³ tonnes			1995 CO ₂ E 10 ³ tonnes			Variation en % 1995 c. 1990		
	Directes	Indirectes	Total	% du total de l'industrie	Directes	Indirectes		Total	% du total de l'industrie
Production de pétrole (2)	19 856	3 930	23 786	22,6	26 441	5 498	31 939	24,0	34236
Exploitation et valorisation des sables bitumineux (3)	10 669	397	11 066	10,5	12 924	310	13 234	9,9	19,6
Transport du pétrole	17	960	977	0,9	16	1 125	1 141	0,9	16,8
Raffinage et commercialisation du pétrole (4)	17 329	2 550	19 879	18,9	15 650	2 569	18 219	13,7	-8,4
Total du pétrole brut et des produits pétroliers	47 871	7 837	55 708	53	55 031	9 502	64 533	48	15,8
Production et traitement du gaz naturel (1)	28 439	5 650	34 089	32,4	39 057	7 852	46 909	35,2	37,6
Transport du gaz naturel	12 579	0	12 579	12,0	18 738	0	18 738	14,1	49,0
Distribution du gaz naturel	2 838	0	2 838	2,7	3 056	0	3 056	2,3	7,7
Total du gaz naturel	43 856	5 650	49 506	47	60 851	7 852	68 704	52	38,8
TOTAL :	91 727	13 487	105 215	100	115 882	17 354	133 237	100,0	26,6

1. 60 % des émissions directes de CO₂-forages, entretien des puits et accident. Toutes les émissions indirectes de CO₂ de la C.-B., 60 % de celles de l'Alberta et 40 % de celles de la Saskatchewan.
2. 40 % des émissions directes de CO₂-forages, entretien des puits et accident. 0 % des émissions indirectes de CO₂ de la C.-B., 40 % de celles de l'Alberta et 60 % de celles de la Saskatchewan.
3. Présume l'absence d'émissions indirectes de CO₂.
4. Données sur les émissions indirectes tirées de CIEEDAC

*Données préliminaires

Tableau G.4

Intensité des émissions directes et indirectes d'équivalent-CO₂ totales pour le secteur de l'industrie pétrolière et gazière
En équivalent-CO₂ par unité d'activité

Secteur de l'industrie	1990			1995			Variation en %	
	Directes	Indirectes	Total	Directes	Indirectes	Total	Directes	Total
Intensité des émissions Pétrole brut et produits raffinés								
Production de pétrole classique et de bitume brut tonnes/m ³	0,254	0,050	0,304	0,298	0,062	0,360	17 %	18 %
Exploitation et valorisation des sables bitumineux tonnes/m ³	0,882	0,033	0,915	0,798	0,019	0,817	-10 %	-11 %
Production de pétrole brut (moyenne pondérée) tonnes/m ³	0,338	0,041	0,379	0,375	0,055	0,431	11 %	14 %
Transport du pétrole tonnes/m ³ de débit	0,0002	0,010	0,010	0,0001	0,0092	0,0094	-24 %	-4 %
Raffinage et commercialisation du pétrole tonnes/m ³ de produit	0,199	0,029	0,228	0,179	0,029	0,209	-10 %	-9 %
Gaz naturel								
Production et traitement du gaz naturel tonnes/10 ³ m ³	0,245	0,049	0,294	0,228	0,046	0,274	-7 %	-7 %
Transport du gaz naturel tonnes/10 ³ m ³	0,132	0,000	0,132	0,131	0,0	0,131	-1 %	-1 %
Distribution du gaz naturel tonnes/10 ³ m ³	0,052	0,000	0,052	0,048	0,0	0,048	-8 %	-8 %
Émissions par unité de produits consommés								
Gaz naturel tonnes d'équiv.-CO ₂ par 10 ³ m ³								
Industrie	0,417	0,050	0,467	0,394	0,047	0,441	-6 %	-6 %
Utilisation finale	1,987		1,987	1,987		1,987		
Produits pétroliers raffinés tonnes d'équiv.-CO ₂ par 10 ³ m ³								
Industrie	0,525	0,086	0,610	0,523	0,090	0,613	0 %	0 %
Utilisation finale	2,43			2,42			5 %	0 %

*L'intensité des émissions pour le gaz naturel tient compte des émissions affectées aux exportations et à l'équivalent énergétique en gaz naturel des liquides produits à même le gaz naturel.

Tableau G.5

Moteurs des appareils de forage
 Consommation de carburant quotidienne en fonction de la profondeur

Profondeur du puits (m)	0-950	951-1850	1851-2450	2451-3050	3051-3700	3700+
1 journée - 1995	1 968	2 478	2 831	3 141	3 566	4 414
1 journée - 1997	1 893	1 989	2 825	3 018	3 251	4 075