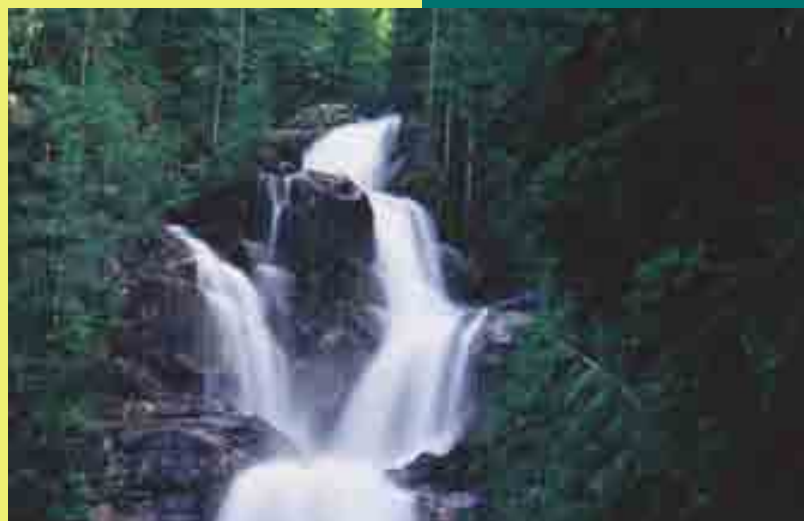


Mise à jour du Plan d'action
volontaire – changement
climatique présenté à Mesures
volontaires et Registre inc.

Octobre 2003



Des exemplaires du présent rapport peuvent être obtenus auprès du :

Service des affaires publiques
Shell Canada Limitée
P.O. Box 100, Station M
Calgary (Alberta)
T2P 2H5
(403) 691-3198

ou par l'entremise du site Web de Shell Canada www.shell.ca

Pour toute question d'ordre technique, s'adresser à :

James D. Brown, ing.
Conseiller – changement climatique
Shell Canada Limitée
P.O. Box 100, Station M
Calgary (Alberta)
T2P 2H5
(403) 691-2425

Courriel : james.brown@shell.ca

Octobre 2003



Imprimé au Canada sur du papier exempt d'acide et de chlore contenant
50 p. 100 de fibres recyclées, dont 15 p. 100 de fibres recyclées après consommation.

This report is available in English.

Table des matières

Profil de Shell Canada	1
Rapport MVR inc. de 2003	2
Message de la présidente	3
1.0 Appui de la haute direction	4
1.1 Position de Shell Canada sur le changement climatique	4
1.2 Stratégie de Shell Canada en matière de changement climatique	4
1.2.1 Objectifs d'affaires de Shell Canada	4
1.2.2 Stratégie de Shell Canada en matière de changement climatique	5
1.2.3 Énoncé de mission – comment y parviendrons-nous?	5
1.2.4 Principes directeurs – changement climatique	5
1.3 Engagement de Shell Canada à l'égard du changement climatique	6
1.4 Système de gestion en SSE	7
2.0 Quantification de l'année de référence	8
2.1 Système de quantification	8
2.2 Correction de la référence de base 1990	8
2.3 Méthodes de calcul des émissions	8
3.0 Prévisions	10
3.1 Méthodes et quantification	10
3.2 Prévisions de la Société	11
4.0 Objectifs	12
4.1 Établissement des objectifs	12
4.2 Révision des objectifs et processus de mise à jour	12
4.3 Objectifs du groupe Royal Dutch/Shell en matière de GES	12
5.0 Mesures prises pour atteindre les objectifs	13
5.1 Stratégie et initiatives de Shell Canada en matière de changement climatique	13
5.2 Plans d'action de la Société	14
5.2.1 Secteur amont	14
5.2.2 Secteur aval	14
5.2.3 Secteur des Sables bitumineux	15
5.2.4 Autres mesures prises par la Société	15

Table des matières

6.0	Réalisations à ce jour	16
6.1	Réalisations de 1990 à 2000	16
6.2	Réalisations en 2002	16
6.2.1	Secteur amont	16
6.2.2	Secteur aval	18
6.2.3	Secteur des Sables bitumineux	18
6.2.4	Autres mesures prises par la Société	21
6.3	Vérification	21
7.0	Éducation, formation et sensibilisation	22
7.1	Formation et sensibilisation	22
7.2	Investissement dans la collectivité	23
Annexe I :	Émissions estimées des GES de Shell Canada Limitée	24
Annexe II :	Installations de Shell Canada Limitée comprises dans l'estimation des émissions de GES	25
Annexe III :	Glossaire	26

Profil de Shell Canada

Shell Canada Limitée est l'une des plus grandes sociétés pétrolières intégrées au Canada. Elle vise le leadership en matière de rentabilité et de croissance rentable dans le cadre global de son engagement à l'égard du développement durable. En 2002, la Société a employé plus de 3 800 personnes dans l'ensemble du pays, et son bénéfice consolidé a atteint 561 millions de dollars sur un actif de 9 355 millions de dollars. La Société a conservé la certification ISO 14001 qu'elle avait obtenue en 2001 pour toutes ses installations principales.

Le secteur des Ressources se consacre à l'exploration et à la production dans les domaines du gaz naturel, des liquides extraits du gaz naturel, du bitume et du soufre. La Société exploite quatre installations de traitement du gaz naturel dans le piémont de l'Alberta et est active dans le domaine de l'exploitation *in situ* des sables bitumineux à Peace River, en Alberta. En 2002, la production brute de gaz naturel a été de 610 millions de pieds cubes par jour, et la production brute de bitume a atteint 8 900 barils par jour, contre 4 500 barils en

2001. La production de liquides extraits du gaz naturel s'est élevée à 47 600 barils par jour. La Société détient une participation de 31,3 p. 100 dans le projet d'exploitation des ressources énergétiques au large de l'île de Sable (près de la Nouvelle-Écosse) et fait partie du groupe industriel du delta du Mackenzie, qui a commencé à préparer à l'intention des organismes de réglementation les demandes nécessaires à l'exploitation des gisements terrestres de gaz naturel dans le delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. Les réserves de Shell dans le delta sont estimées à près de un billion de pieds cubes de gaz naturel et 30 millions de barils de pétrole.

Shell Canada détient une participation de 60 p. 100 dans le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PSBA), dans le nord de l'Alberta. Le PSBA comprend la mine de la rivière Muskeg située au nord de Fort McMurray et l'usine de valorisation de Scotford voisine de la raffinerie Shell, au nord de Fort Saskatchewan, en Alberta. Le PSBA est entré en production en juin 2003 et

Figure 1 : Principales exploitations de Shell Canada



atteindra progressivement sa pleine capacité de 155 000 barils de bitume par jour. À pleine capacité, le PSBA répondra à une proportion importante des besoins de pétrole du Canada.

Le secteur des Produits fabrique, distribue, transporte et met en marché des produits pétroliers. Les raffineries de Montréal-Est, Sarnia et Scotford transforment le pétrole brut en essence, carburant diesel, carburants aviation, solvants, lubrifiants, asphalte et mazouts lourds. L'achèvement des hydrotraiteurs d'essence dans les raffineries de Montréal-Est et de Sarnia a fait de Shell le premier raffineur canadien capable de produire de l'essence à faible teneur en soufre d'un bout à l'autre du pays. Les installations de vrac de Shell Canada acheminent les produits Shell vers les marchés commerciaux et agricoles, tandis que le réseau de stations-service de la Société, qui comprend 1 838 établissements de marque Shell et 133 stations de marques de distributeurs, approvisionne les marchés de détail. La Société approvisionne ses clients en carburant aviation dans les principaux aéroports d'un bout à l'autre du pays au moyen d'un réseau d'installations aviation. Des installations à Calgary et à Brockville finissent, conditionnent et distribuent des huiles et des graisses.

En avril 2003, Shell Canada a annoncé la conclusion d'une entente avec Manitoba Hydro visant à étudier conjointement la mise en valeur,

la construction, la propriété et l'exploitation de projets de production d'énergie éolienne au Manitoba. En vertu de cette entente, Manitoba Hydro et Shell Canada feront toutes deux, mais indépendamment, l'acquisition de droits d'exploitation de l'énergie éolienne et choisiront ensuite conjointement le meilleur emplacement pour tout projet déterminé. Shell Canada étudie aussi le potentiel éolien dans l'ensemble du Canada afin de recenser les endroits les plus susceptibles d'accueillir des parcs d'éoliennes.

Shell Canada est une société canadienne dont la propriété est répartie entre le public (22 p. 100) et Shell Investments Limited (78 p. 100). Shell Investments Limited appartient à Shell Petroleum N.V. des Pays-Bas. Les actions ordinaires de Shell Canada Limitée sont inscrites à la Bourse de Toronto (symbole SHC). Le site Web de la Société est www.shell.ca

Rapport MVR inc. de 2003

Le présent rapport a été rédigé conformément aux exigences du Guide d'inscription 2003 de MVR inc. Sauf avis contraire, les gaz à effet de serre (GES) se rapportent au CO₂, au N₂O et au CH₄.

Message de la présidente

Je suis heureuse de présenter à Mesures volontaires et Registre inc. (MVR) mon premier rapport à titre de présidente et chef de la direction de Shell Canada. Shell est associée au programme MVR depuis ses tout débuts et réitère son engagement à conserver sa position de chef de file en matière de réduction volontaire des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le présent rapport annuel, le neuvième de Shell, rend compte de notre rendement jusqu'à la fin de 2002 et prévoit nos émissions jusqu'en 2008.

Depuis 1995, nous établissons des objectifs de réduction des émissions de GES pour nos activités de base (exploration et production pétrolière et gazière, et fabrication de produits pétroliers) et les atteignons. Notre objectif initial était de stabiliser pour 2000 les émissions de nos activités de base aux niveaux de 1990. Cet objectif a été atteint en 2000, et nous en avons fixé un autre encore plus ambitieux pour 2008, soit réduire les émissions de nos activités de base de 6 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990. À la fin de 2002, nous avons progressé vers cet objectif en réduisant nos émissions de GES de 258 000 tonnes (2,9 p. 100) par rapport à l'année 2000. Pour atteindre notre objectif de 2008, nous devons réduire les émissions de GES de nos activités de base d'environ 225 000 tonnes par année.

Pour réduire les émissions de GES de ses activités de base, Shell Canada mise principalement sur la réduction de la consommation d'énergie et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique de ses raffineries. Ces améliorations sur le plan énergétique se font toutefois dans un contexte exigeant. La nouvelle réglementation fédérale portant sur la teneur en soufre de l'essence nécessite une plus grande intensité énergétique des raffineries. Pendant que nous nous efforçons d'améliorer l'efficacité énergétique, nous devons composer avec une nouvelle formulation qui exige plus d'énergie pour raffiner l'essence et qui consomme plus d'hydrogène, ce qui crée plus de CO₂. De même, nous pensons déjà à la façon dont nous gérerons l'augmentation de CO₂ qui découlera de la fabrication, en 2006, de carburants diesels à très faible teneur en soufre. Par ailleurs, il faut de plus en plus d'énergie pour extraire le gaz naturel des champs actuels arrivés à maturité. Nous devons donc gérer cette augmentation en cherchant à réduire la consommation d'énergie dans d'autres procédés.

Le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PSBA) représente à la fois notre plus gros défi et notre plus grande réussite en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Quand nous avons envisagé ce projet en 1997, nous avons estimé qu'il ajouterait 4 800 000 tonnes de GES par année aux émissions liées à nos activités de base. Lors de l'élaboration de l'étude de faisabilité,

en 1999, nous avons pu réduire ces prévisions à 3 500 000 tonnes d'émissions de GES par année. Au moment de la mise en service du projet, à la fin de 2002, nous avons été en mesure d'établir l'objectif de réduire les émissions de 1 750 000 tonnes par année d'ici à 2010. Il s'agit d'une réduction de 64 p. 100 par rapport au plan d'origine. Le PSBA atteindra progressivement sa pleine capacité en 2003 et répondra à une proportion importante des besoins de pétrole du Canada.

La Société étudie aussi le rôle que peuvent jouer d'autres sources d'énergie dans notre secteur. Nous croyons que l'énergie éolienne constitue la voie la plus intéressante et avons annoncé, en 2003, un projet de coentreprise avec Manitoba Hydro visant à étudier la réalisation de projets de production d'énergie éolienne au Manitoba. Une petite équipe commerciale continue à évaluer d'autres possibilités associées à cette ressource.

En ratifiant le Protocole de Kyoto, le Canada a fait du changement climatique une priorité nationale. Nous croyons que tous les secteurs de la société – les entreprises, les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux, et les consommateurs – ont un rôle à jouer dans la réduction des émissions de GES. Puisqu'elle se préoccupe du changement climatique depuis plus d'une décennie, Shell Canada est prête à relever le défi. Le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique, composé de spécialistes de l'environnement externes et de leaders de la collectivité, nous apporte de précieux conseils et examine nos plans ainsi que les possibilités de gestion des émissions de GES. Un nouveau poste de conseiller – changement climatique a été créé pour s'assurer que la direction se préoccupe de la question et que des ressources y seront consacrées. Les employés de nos secteurs de base et du nouveau PSBA se sont engagés à atteindre les objectifs ambitieux que nous avons établis.

Au début de l'année, nous avons reçu un prix de leadership de MVR inc. pour l'engagement, l'action et le leadership dont nous faisons preuve en matière de réduction volontaire des émissions de GES. Je suis persuadée que Shell Canada continuera de mettre au point des stratégies novatrices et économiques pour faire face au changement climatique.

Vos observations sur le présent rapport sont les bienvenues.

La présidente et chef de la direction,



Linda Z. Cook

1.0 Appui de la haute direction

1.1 Position de Shell Canada sur le changement climatique

- Shell Canada partage la préoccupation exprimée à l'échelle mondiale au sujet de la question du changement climatique. Nous reconnaissons l'existence de preuves suffisantes d'un impact humain sur le système climatique et appuyons la prise de mesures à l'égard du changement climatique. Les gens de Shell continueront de participer, avec les gouvernements et d'autres secteurs de la société, au débat d'orientation visant à élaborer des mesures et à faire des gestes responsables qui contribuent à réduire les émissions de GES, tout en protégeant les intérêts du Canada.
- Le changement climatique constitue un problème à long terme. Mais il est possible de diminuer les coûts des mesures d'atténuation des émissions sur le plan de l'économie et de notre mode de vie, si ces mesures sont mises en œuvre graduellement. Nous croyons qu'une approche prudente laisse assez de temps aux chercheurs pour comprendre le système climatique, mettre au point de nouvelles technologies, remplacer les anciennes et mettre en valeur des carburants à intensité carbonique moindre, tout en ménageant une période pour permettre à l'économie et à la société de s'adapter au changement.
- Shell Canada demeure engagée dans le cadre du programme Mesures volontaires et Registre (MVR inc.) et continuera de travailler afin d'assurer son succès. Nous prenons des mesures et nous sommes fixés des objectifs ambitieux.

La ratification du Protocole de Kyoto représente une étape importante dans la politique gouvernementale du Canada en matière de changement climatique. En ratifiant le Protocole de Kyoto, le Canada s'est fixé des objectifs très ambitieux. Puisqu'elle se préoccupe du changement climatique depuis plus d'une décennie, Shell Canada estime être aussi capable que toute autre entreprise de faire écho aux plans de mise en œuvre

canadiens. Nous continuons de travailler avec les gouvernements, l'industrie et d'autres intéressés afin d'élaborer des politiques justes et efficaces qui étayeront les plans du Canada visant à gérer les émissions de gaz à effet de serre. Nous croyons que ces politiques doivent appuyer l'objectif environnemental, préserver et améliorer la compétitivité, tenir compte de la croissance économique et répartir le fardeau économique entre tous les secteurs de la société, y compris les consommateurs. Les mécanismes du marché doivent jouer un rôle important.

1.2 Stratégie de Shell Canada en matière de changement climatique

La stratégie d'entreprise de Shell Canada en matière de gestion du changement climatique repose sur le principe qu'il existe suffisamment de preuves d'un impact humain sur le système climatique pour justifier la prise de mesures à cet égard. Cette stratégie comprend nos objectifs d'affaires et les mesures que nous prenons pour gérer notre rôle dans le cadre du changement climatique.

1.2.1 Objectifs d'affaires de Shell Canada

Les objectifs d'affaires de Shell Canada sont le leadership en matière de rentabilité et de croissance rentable dans le cadre d'un engagement global à l'égard du développement durable. Ces objectifs se traduisent par l'intégration des considérations économique, environnementale et sociale à notre processus décisionnel dans tous nos secteurs d'activité. Ce qui signifie qu'il faut satisfaire tant les besoins à court terme que les besoins à long terme.

Nous croyons que cet engagement est pleinement justifié d'un point de vue commercial. Pour qu'une entreprise soit rentable et connaisse une croissance vigoureuse, elle doit offrir une valeur ajoutée à ses clients tout en respectant les préoccupations environnementales et sociales et en veillant aux intérêts économiques de ses actionnaires, de ses employés et de la société

en général. Par ailleurs, cet engagement nous aide à conserver notre permis d'exploitation et à devenir un fournisseur ou un associé de choix.

La volonté d'engager un dialogue franc et honnête avec les intéressés, et plus particulièrement avec les collectivités locales dans le voisinage des exploitations de Shell, est un aspect capital du développement durable.

1.2.2 Stratégie de Shell Canada en matière de changement climatique

Voici les facteurs qui façonnent notre stratégie en matière de changement climatique :

- le changement climatique est une question sérieuse liée à l'utilisation de carburants à base d'hydrocarbures;
- les besoins futurs en énergie de l'humanité, y compris une forte demande d'hydrocarbures à long terme;
- les points de vue sociaux;
- nos principes, nos objectifs et notre mission.

En conformité avec ces facteurs, voici les éléments clés de notre stratégie en matière de changement climatique :

- Tenir compte, dans notre stratégie, d'une transition vers un avenir énergétique où des produits de moindre intensité carbonique joueront un rôle accru.
- Nous engager à prendre des mesures, en collaboration avec le gouvernement, la société et d'autres entreprises, pour faire notre part dans le cadre de solutions internationales, nationales et régionales.
- Appliquer les principes du développement durable à notre gestion du changement climatique.

1.2.3 Énoncé de mission – comment y parviendrons-nous?

Shell Canada s'est engagée à prendre des mesures à l'égard du changement climatique. Elle s'efforcera d'améliorer sans cesse le rendement énergétique des activités existantes et nouvelles pour réduire les émissions globales de gaz à effet de serre (GES). Shell Canada fixera en matière d'émission de GES des cibles à court et à long terme. Ces cibles serviront de base de comparaison dans la déclaration de ses résultats. Shell Canada évaluera les occasions d'affaires dans un vaste éventail de marchés de l'énergie, et elle participera à l'élaboration d'une politique canadienne efficace sur le changement climatique. L'apport des intéressés au sujet du changement climatique fait partie intégrante du processus d'élaboration des mesures à prendre.

1.2.4 Principes directeurs – changement climatique

- Shell Canada est un participant proactif en matière de gestion du changement climatique.
- Le plan de gestion des GES de Shell Canada porte sur les émissions directes des installations dont l'exploitation relève de Shell Canada. Il tient aussi compte des émissions indirectes issues de l'énergie achetée auprès de tiers.
- Shell Canada fixe des objectifs pour toutes les unités d'affaires existantes.
- Shell Canada fixe des objectifs concurrentiels et viables sur le plan commercial en matière de GES, évalués en fonction de leur durée de vie, pour les nouvelles entreprises et les initiatives de croissance.
- Shell Canada tient compte du coût des émissions de carbone dans l'évaluation de tous les grands projets de croissance.

- Shell Canada applique les principes du développement durable à toutes ses activités.
- Shell Canada évalue périodiquement ses objectifs et ses cibles de réduction des GES. Dans le cadre de ce processus, elle tient compte du point de vue des intéressés et favorise une meilleure compréhension de la technologie, des principes et d'autres facteurs.
- Shell Canada maintient un dialogue ouvert et transparent avec les principaux intéressés.
- Shell Canada se conforme au cadre de référence du groupe de sociétés Royal Dutch/Shell en matière de gestion du changement climatique et de réduction des émissions.
- Les employés de Shell Canada sont perçus comme des chefs de file sur le plan de la compréhension du changement climatique et de la prise de mesures pour s'attaquer à la question.
- Pour les nouvelles entreprises, comme la mise en valeur des sables bitumineux, nous allons faire appel à la plus récente technologie économiquement viable, avec comme objectif la construction d'installations ayant une plus grande efficacité énergétique que les usines actuelles. Des compensations seront également envisagées pour les nouveaux projets.
- À l'égard du PSBA, nous nous sommes engagés à réduire de 50 p. 100 les émissions de GES par rapport à ce qui avait été estimé lors de l'annonce officielle du projet à la fin 1999. L'objectif est de produire, d'ici à 2010, du pétrole brut synthétique à faible teneur en soufre en libérant 6 p. 100 moins d'émissions de GES que celles associées au pétrole brut importé que cette source d'approvisionnement remplacera.
- Le Fonds de l'environnement de Shell continuera d'accorder aux particuliers, aux groupes, aux écoles et aux organismes voués à la protection de l'environnement des subventions pour des projets novateurs qui améliorent l'environnement et qui, dans de nombreux cas, contribuent à la réduction des GES.

1.3 Engagement de Shell Canada à l'égard du changement climatique

- À la fin de 2000, nous avons atteint notre objectif de réduire les émissions de GES aux niveaux de 1990 pour nos activités de base combinées des secteurs amont (Ressources) et aval (Produits), après correction due à la vente du secteur des Produits chimiques en 1996 et à la cession du secteur des Plaines en 1999.
- Pour la période de 2001 à 2008, nous visons une réduction supplémentaire des émissions de GES de 6 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990 pour nos activités de base. Pour atteindre cet objectif, nous allons promouvoir activement l'élaboration et la mise en œuvre de projets axés sur l'efficacité énergétique.
- La gestion des GES restera un élément important de rendement dans la composante excellence environnementale de la stratégie d'affaires de la Société. Le rendement environnemental fait partie intégrante du contrat de rendement de chaque employé et constitue un facteur d'évaluation dans le cadre de notre programme de récompense et de reconnaissance.
- Nous travaillerons de concert avec les gouvernements et d'autres intéressés, et par l'entremise du Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique, en vue d'élaborer des principes et des stratégies qui favoriseront l'atteinte des objectifs du Canada en matière de changement climatique et protégeront les intérêts économiques canadiens.

- Nous aiderons à mettre en œuvre et à promouvoir des mécanismes de marché qui permettront la comptabilisation des émissions, leur échange et leur dépistage en vue de prendre des mesures rapidement. Nous travaillerons à des projets du Bureau canadien du mécanisme pour un développement propre (MDP), dans le cadre d'une application pilote.
- Nous communiquerons au public nos progrès en matière de réduction des émissions de GES au moyen de notre participation au programme Mesures volontaires et Registre inc. et de notre rapport *Vers le développement durable*.

Nous croyons que c'est principalement aux gouvernements qu'incombe la responsabilité de la recherche scientifique axée sur la compréhension du système climatique étant donné son incidence sur l'ensemble de la société. Nous participerons toutefois à la recherche liée de façon spécifique à notre industrie et à la recherche visant à mieux comprendre les occasions de réduire les émissions de CO₂ au Canada.

1.4 Système de gestion en SSE

Shell Canada a mis en place un système exhaustif de gestion en santé, sécurité et environnement (SSE) qui prévoit l'identification et le contrôle de tous les risques associés à ses activités et (ou) aux régions où la Société est présente. En 2001, Shell Canada a atteint son objectif d'obtenir la certification à la norme relative aux systèmes de gestion environnementale ISO 14001, reconnue à l'échelle mondiale, pour toutes ses principales installations d'exploitation, soit quatre complexes gaziers (Burnt Timber, Caroline, Jumping Pound et Waterton), l'installation d'exploitation *in situ* du pétrole lourd de Peace River, trois raffineries (Montréal-Est, Sarnia et Scotford), deux usines de lubrifiants (Brockville et Calgary) et le groupe de construction de puits et activités géophysiques. Les systèmes de gestion en SSE pour l'ensemble de la Société et de l'unité d'affaires Ressources ont également obtenu cette certification. Le système de gestion exige que la Société établisse et examine annuellement les objectifs et les cibles qui satisfont à ses principes en matière de SSE et qu'elle surveille son rendement et en fasse rapport. Dans le cadre de ces objectifs, nous reconnaissons que le changement climatique représente un risque commercial et environnemental, et que des mesures de précaution s'imposent en matière de gestion des émissions de GES.

2.0 Quantification de l'année de référence

2.1 Système de quantification

Nous déclarons les émissions directes et indirectes de CO₂ et autres GES (N₂O et CH₄) des installations appartenant à Shell Canada et exploitées par celle-ci entre 1990 et 2002 et des installations appartenant à d'autres entreprises et exploitées par celles-ci en 1990 mais ensuite acquises par Shell Canada (voir à l'Annexe II la liste des installations de Shell Canada comprises dans l'estimation des émissions de GES).

Les sources directes de CO₂ comprennent la consommation de combustibles, le brûlage à la torche, le CO₂ de formation libéré à partir de couches souterraines au moment de l'extraction du pétrole et du gaz, ainsi que le CO₂ libéré au moment de la production d'hydrogène par les raffineries.

Les émissions indirectes de CO₂ sont estimées à partir de l'électricité achetée à divers fournisseurs (Hydro-Québec, Ontario Power Generation, Alberta Power Pool et BC Hydro). Les chiffres indiqués dans le présent rapport correspondent aux émissions totales de chacun de nos établissements. Il n'y a aucune réduction des valeurs afin de tenir compte de notre part de propriété ou d'autres considérations.

2.2 Correction de la référence de base 1990

L'année de référence pour le calcul des émissions de GES de Shell Canada est 1990. Les émissions de GES totales pour cette année sont estimées à 8 835 000 tonnes, dont 8 276 000 tonnes de CO₂. Cette référence de base a été corrigée après la vente du secteur des Produits chimiques en 1996 et la cession du secteur des Plaines en 1999, dont les émissions relèvent à présent de leur nouveau propriétaire. La référence corrigée pour les émissions de GES est de 8 050 000 tonnes, dont 7 491 000 tonnes de CO₂.

D'autres cessions d'actifs au début des années 1990 (notamment les usines Harmattan, Simonette et Progress) et l'entrée en service du complexe gazier de Caroline en 1993 sont prises en compte en tant que changements

dans l'activité commerciale plutôt que comme correction de la référence 1990.

Des détails supplémentaires sur la référence de base et autres calculs corrigés figurent à l'Annexe I.

2.3 Méthodes de calcul des émissions

Afin d'estimer les émissions de CO₂ et d'autres GES provenant des installations des secteurs amont et aval qui sont exploitées par Shell Canada, pour toutes les années, y compris 1990, l'année de référence, nous utilisons des calculs et des données fournies par diverses sources, décrites à la Figure 2. Lorsque les données sont indiquées en équivalents CO₂, nous avons utilisé les facteurs d'équivalence en CO₂ figurant dans le Guide d'inscription de MVR inc. pour d'autres gaz à effet de serre. Ces facteurs, également dits de potentiel de réchauffement de la planète, sont couramment estimés comme suit : N₂O = 310, CH₄ = 21.

L'Annexe I comporte des détails sur les émissions de GES de Shell Canada par type de gaz et année, suivant un classement en émissions directes et émissions indirectes. Il s'agit des émissions réelles et totales pour l'année indiquée, avant toute correction de la référence de base.

Nous avons exclu certaines émissions indirectes de nos estimations totales étant donné qu'elles sont déclarées par d'autres entreprises. Ainsi, les émissions provenant du chauffage, de l'éclairage et de l'alimentation en électricité de nos immeubles de bureaux ont été exclues, puisque la plupart de ces immeubles sont loués.

Conformément aux lignes directrices de MVR inc., les émissions de la quasi-totalité des véhicules servant au transport des produits ont été exclues du présent rapport puisqu'ils appartiennent presque tous à des contractuels. Nous avons toutefois inclus les émissions des sources mobiles servant à l'exploitation des sables bitumineux à la mine de la rivière Muskeg.

Figure 2 : Méthodes de calcul des émissions de GES

Source d'émissions	GES	Méthode de calcul/données
Émissions directes (activités d'amont)		
Consommation de combustibles	CO ₂ , N ₂ O	Données de l'Association canadienne des producteurs pétroliers
Émissions fugitives	CH ₄	Données de Shell International
Brûlage à la torche (amont)	CO ₂ , N ₂ O	Données de l'Association canadienne des producteurs pétroliers
CO ₂ de formation		Basé sur gaz brut x % CO ₂ x masse volumique
Émissions directes (activités d'aval/de raffinage)		
Consommation de combustibles	CO ₂	Selon la qualité réelle du combustible utilisé dans nos raffineries et les coefficients d'émission spécifiques des combustibles
Production d'hydrogène par les raffineries	CO ₂	Selon la quantité et la composition réelles de la charge d'alimentation, converties en H ₂ et CO ₂ sur une base stœchiométrique
Autres émissions des raffineries	N ₂ O, CH ₄	Calculs basés sur des données de la US Environmental Protection Agency (API 42)
Émissions directes (Sables bitumineux)		
Consommation de combustibles (construction du PSBA)	CO ₂	Calculée en mars 2001 pour la période de construction de trois ans
Utilisation/perturbation des sols (construction du PSBA)	CO ₂	Calculée en mars 2001 pour la période de construction de trois ans
Émissions indirectes		
Électricité achetée	CO ₂	Données de Ressources naturelles Canada, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de MVR inc.

3.0 Prévisions

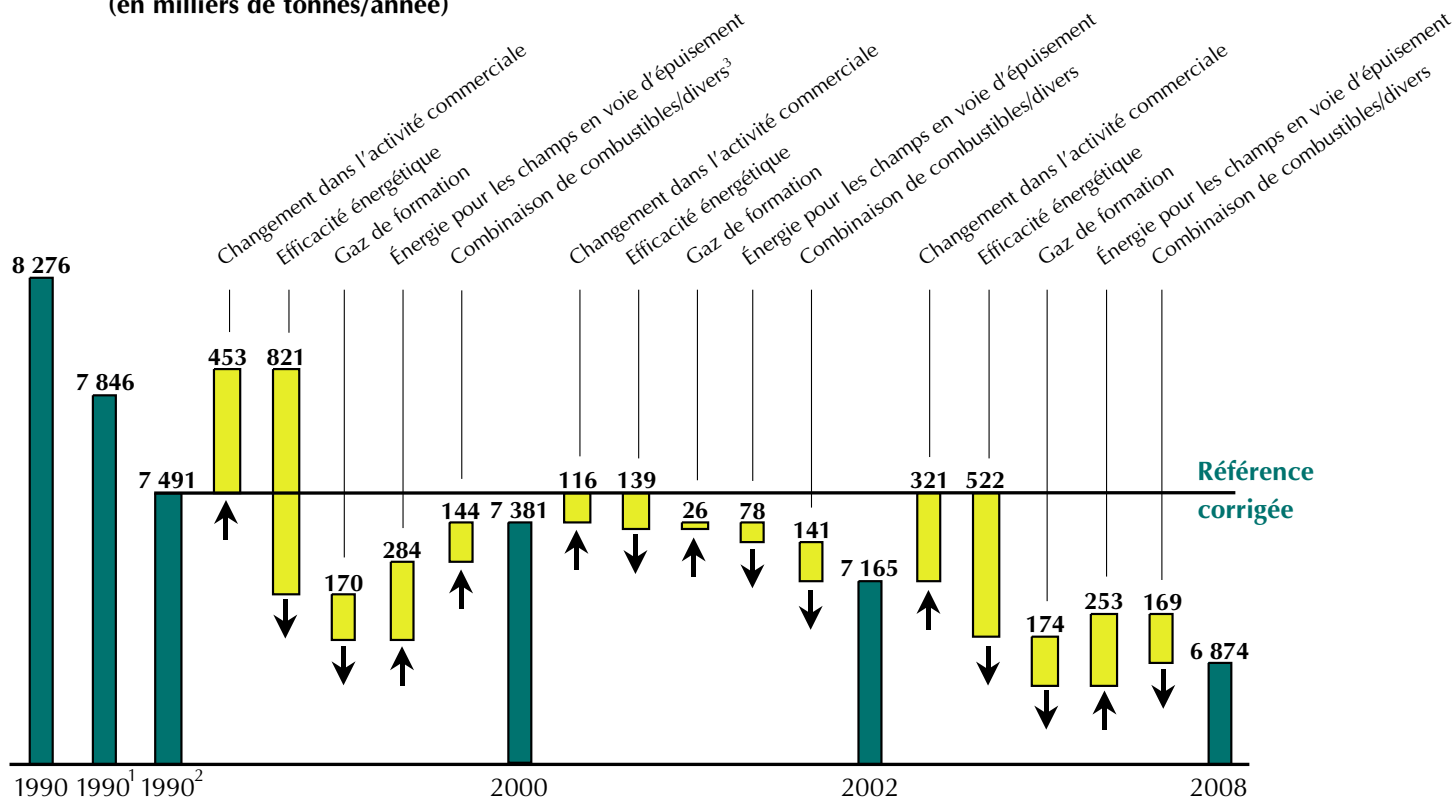
3.1 Méthodes et quantification

L'Annexe I présente la quantification des sources principales d'émissions de GES des secteurs amont et aval de Shell Canada jusqu'à la fin de 2002, en indiquant les principales sources d'émissions directes. Les sources indirectes comprennent nos achats importants d'électricité. La Figure 3 montre les émissions de CO₂ de nos secteurs amont (Ressources) et aval (Produits). Les émissions directes estimées durant la phase de construction du PSBA ne paraissent pas ici, mais sont présentées à la Section 6.2.3. Les

émissions de CO₂ sont illustrées sous forme de graphique ligne par ligne qui indique les augmentations et les diminutions liées à des projets particuliers (p. ex. efficacité énergétique) ou à des changements dans l'activité commerciale (p. ex. cession de secteurs). Cette figure présente notre rendement sur le plan des émissions de 1990 à 2000, nos résultats pour l'année 2002 et une prévision des émissions jusqu'en 2008. Ces réalisations sont décrites en détail à la Section 6.

Figure 3 : Émissions de CO₂ des activités de base (sauf les Sables bitumineux)

(en milliers de tonnes/année)



¹ Corrigé pour tenir compte de la vente du secteur des Produits chimiques en 1996.

² Corrigé pour tenir compte de la cession du secteur des Plaines en 1999.

³ Comprend les résultats des nouveaux calculs (13 000 tonnes) expliqués dans la note 6 de l'Annexe I.

3.2 Prévisions de la Société

Les prévisions suivantes sont fondées sur la planification des activités courantes sous réserve de modifications futures.

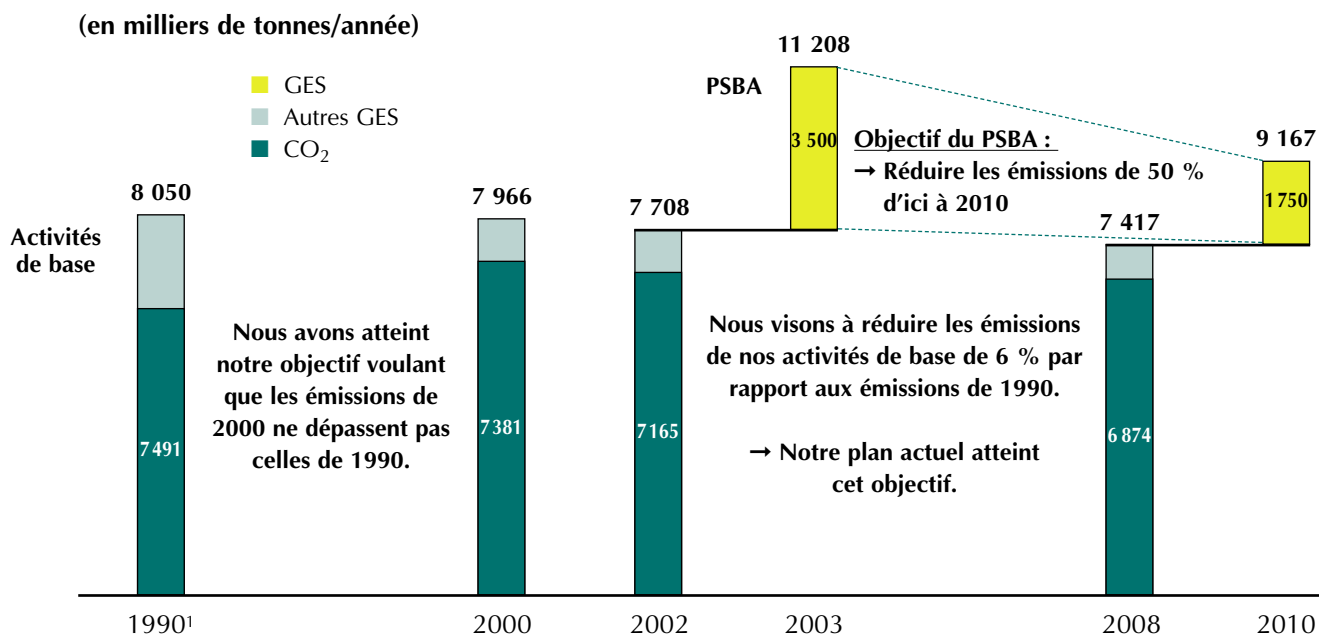
Entre 2000 et 2008, nous prévoyons que 578 000 tonnes de CO₂ par année s'ajouteront à nos émissions de GES en raison d'une hausse de la demande d'énergie pour extraire du gaz de champs en voie d'épuisement et de la production de carburants à faible teneur en soufre de nos raffineries. Cette augmentation sera contrebalancée par une réduction annuelle de 522 000 tonnes de CO₂ découlant de projets d'efficacité énergétique connus. Des réductions encore plus importantes, se chiffrant à 300 000 tonnes, seront réalisées dès 2003 grâce aux projets de cogénération et aux modifications à la raffinerie de Scotford.

La baisse de la production pétrolière et gazière, combinée à une diminution de la quantité de gaz de formation produite, devrait réduire les émissions de CO₂ de 438 000 tonnes.

La production du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PSBA) a démarré à la fin de 2002. Selon les estimations, ce projet complexe de grande envergure ajouterait, en bout de ligne, 3 500 000 tonnes de GES à nos activités de base. Le plan de gestion des GES du PSBA vise à réduire les émissions de 50 p. 100 pour les ramener à 1 750 000 tonnes d'ici à 2010.

Ce qui aboutirait à un total estimatif de 9 167 000 tonnes de GES par année pour Shell Canada d'ici à 2010.

Figure 4 : Prévision des émissions de GES de Shell Canada jusqu'en 2010



¹ Corrigé pour tenir compte de la vente du secteur des Produits chimiques en 1996 et de la cession du secteur des Plaines en 1999.

4.0 Objectifs

4.1 Établissement des objectifs

La Section 1 du présent rapport fait état de l'engagement de Shell Canada à prendre des mesures relativement au changement climatique, y compris l'établissement d'objectifs.

À la fin de 2000, nous avons amélioré, avec un niveau d'émissions de 7 966 000 tonnes, notre objectif déclaré de stabiliser aux niveaux de 1990 (8 050 000 tonnes) nos émissions de GES. Nous visons maintenant une réduction additionnelle de 6 p. 100 des émissions de GES par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2008 pour nos activités de base, à l'exclusion du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PSBA).

Lorsque le PSBA atteindra sa pleine capacité au cours de l'année 2003, il ajoutera une quantité considérable d'émissions de GES aux activités de Shell Canada. Par conséquent, nous avons fixé un objectif distinct pour ce secteur d'activité, qui exige que les émissions de GES de 3 500 000 tonnes par année (donnée estimée dans une étude de faisabilité en 1999), au début de la production, soient ramenées à 1 750 000 tonnes par année d'ici à 2010. Grâce à cette réduction de 50 p. 100, le produit brut synthétique du PSBA libérera moins de GES que la moyenne du brut importé en Amérique du Nord qu'il remplacera.

4.2 Révision des objectifs et processus de mise à jour

Les objectifs du système de gestion en santé, sécurité et environnement (SSE) de Shell Canada doivent faire l'objet d'une revue annuelle, y compris les objectifs liés aux émissions de GES et à l'efficacité énergétique. Dans le cadre de ce processus établi, les directeurs examinent les progrès accomplis par rapport aux objectifs fixés antérieurement et ils établissent les objectifs pour l'année suivante, ou pour une période plus longue dans certains cas. Ces objectifs sont soumis à un processus de revue détaillée puis intégrés aux plans d'affaires de toutes nos activités principales.

4.3 Objectifs du groupe de sociétés Royal Dutch/Shell en matière de GES

En 1998, le groupe de sociétés Royal Dutch/Shell avait fixé l'objectif de réduire les GES à l'échelle mondiale de 10 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2002, ce qui équivaut à ramener les émissions mondiales d'équivalent CO₂ de 114 millions de tonnes en 1990 à 103 millions de tonnes en 2002.

5.0 Mesures prises pour atteindre les objectifs

La présente section décrit les principales activités et les principaux projets prévus afin de réduire les émissions de GES dans la période déterminée de 2002 à 2008. Soulignons qu'une certaine incertitude existe quant à tous les aspects de nos plans d'affaires. Les estimations actuelles sont fondées sur la disponibilité des capitaux d'une année à l'autre et sur la possibilité de nouvelles occasions d'affaires. Les fluctuations des prix des marchandises peuvent se traduire par des modifications des plans d'affaires ou des activités. Même si ces changements peuvent influencer sur les résultats et le rendement à court terme, notre rendement antérieur s'est situé à l'intérieur d'un intervalle de prévisibilité raisonnable. Certaines quantités d'émissions peuvent varier d'une année à l'autre au fur et à mesure que l'information sur les émissions et les données s'améliorent.

5.1 Stratégie et initiatives de Shell Canada en matière de changement climatique

Stratégie en matière de changement climatique

La stratégie de Shell Canada en matière de changement climatique est résumée à la Section 1 du présent rapport, et elle est également accessible sur le site Web de Shell Canada (www.shell.ca).

Comité consultatif sur le changement climatique

Le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique, dont la création remonte à juin 2000, apporte une contribution et des conseils stratégiques sur la gestion des gaz à effet de serre. Le Comité étudie les plans et évalue les possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre associées aux activités de base de Shell de même qu'au nouveau projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca. De plus, le Comité examine régulièrement les engagements de Shell à l'égard du changement climatique et détermine les progrès accomplis.

Le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique est composé de la présidente de Shell Canada, d'un représentant de Shell International, d'un représentant des collectivités locales et de représentants d'organismes nationaux et internationaux voués à la protection de l'environnement. Il se réunit deux ou trois fois par année et fonctionne en vertu d'un mandat et d'un ensemble de principes directeurs. Les noms

des membres de même que les principes directeurs et les notes récapitulatives du Comité sont accessibles sur le site Web de Shell Canada (www.shell.ca).

Le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique s'est réuni en mars et en septembre 2002. Les membres du Comité ont examiné la situation du Protocole de Kyoto au pays et traité de sa ratification par le Canada dans le contexte mondial et nord-américain. On a notamment étudié les plans d'action suivants :

- l'application des principes du développement durable dans le choix des compensations;
- la poursuite d'un projet dans le cadre du mécanisme pour un développement propre en Chine; et
- l'initiative de Shell Canada en matière d'énergie éolienne.

Conseiller – changement climatique

En août 2003, Shell Canada a créé un nouveau poste de conseiller – changement climatique, qui relève du vice-président – développement durable et appuie l'équipe de la haute direction et le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique. En créant ce poste, la Société s'assure que la gestion du changement climatique fera l'objet d'un intérêt particulier et que des ressources y seront consacrées.

Consommation d'énergie et déclaration des émissions

À titre de société du groupe Royal Dutch/Shell, Shell Canada a la responsabilité de surveiller et de déclarer tous les trimestres les données sur sa consommation d'énergie et ses émissions. Dans le secteur des Ressources, cette pratique est facilitée par l'utilisation d'un système informatisé qui produit un rapport des tendances mensuelles des émissions de GES de toutes les installations d'amont appartenant à Shell Canada et exploitées par celle-ci. Les résultats sont affichés sur l'intranet de Shell où tous les employés peuvent les consulter.

Primes d'encouragement aux employés pour l'efficacité énergétique

Au début de 2002, la Société a favorisé davantage l'amélioration de l'efficacité énergétique en intégrant le rendement énergétique au programme de paie variable des employés.

Application des coûts du carbone

En 2000, le groupe de sociétés Royal Dutch/Shell a commencé à tenir compte des coûts du carbone dans ses décisions d'investissement dans le cadre de son approche globale du changement climatique et de la gestion des émissions de GES. Ce faisant, les sociétés Shell considèrent qu'il y a un coût associé aux émissions de GES et elles en tiennent compte dans la conception de leurs projets et leurs décisions d'investissement. Ce principe encourage la conception de projets qui intègrent des façons de réduire les émissions de CO₂ et les coûts.

Shell Canada applique ces principes dans le cadre de son processus de revue en SSE. Le cas échéant, on compare les coûts du carbone associés à des technologies de remplacement, à d'autres modes de fonctionnement, etc.

5.2 Plans d'action de la Société

5.2.1 Secteur amont

L'unité d'affaires des Ressources gère les activités d'exploration et de production gazière et pétrolière dans le secteur amont. Ces activités sont concentrées dans des complexes gaziers en Alberta (Burnt Timber, Caroline, Jumping Pound et Waterton), une installation d'exploitation *in situ* du pétrole lourd (Peace River) et le projet d'exploitation des ressources énergétiques au large de l'île de Sable (près de la Nouvelle-Écosse).

Pour la période allant de 2003 à 2008, un certain nombre d'activités donnant lieu à des améliorations progressives de l'efficacité énergétique sont planifiées. Ces activités s'inscrivent dans la stratégie énergétique et relative aux GES élaborée en 2000.

Peace River

Le complexe de Peace River, une installation d'exploitation *in situ* du pétrole lourd, a produit en moyenne environ 9 000 barils par jour en 2002, principalement au moyen d'une technologie d'injection cyclique de vapeur d'eau dans des puits horizontaux, qui sert à chauffer suffisamment le réservoir pour produire du bitume. Cette nouvelle technologie offre une amélioration de l'efficacité énergétique et réduit donc les émissions par rapport à l'injection de vapeur d'eau dans des puits verticaux classiques. Ainsi, la production en 2002 a libéré 20 p. 100 moins de CO₂ qu'en 1990, lorsque la méthode classique était utilisée.

Reconnaissant la pertinence de gérer le CO₂ à long terme, Shell examine également la viabilité de la séquestration du CO₂ et effectue des études préliminaires afin d'évaluer les possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique.

5.2.2 Secteur aval

Les activités d'aval sont gérées par l'unité d'affaires des Produits. Ces activités sont concentrées aux raffineries de pétrole de Montréal-Est (Québec), de Sarnia (Ontario) et de Scotford (Alberta) ainsi qu'aux usines de lubrifiants de Brockville (Ontario) et de Calgary (Alberta).

Le secteur aval demeure engagé à l'égard d'un programme à long terme d'amélioration de l'efficacité énergétique. En 2002, le budget d'immobilisations de Shell comprenait plus de 12 millions de dollars pour des projets d'amélioration de l'efficacité énergétique. Notre plan d'affaires pour la période de 2003 à 2007 prévoyait quelque 29 millions de dollars pour des projets d'amélioration énergétique à nos trois raffineries, qui devraient réduire leurs émissions de CO₂ de plus de 300 000 tonnes. Il y aura toutefois une hausse des émissions de GES en raison du traitement additionnel des carburants nécessaire pour réduire la teneur en soufre de l'essence produite aux raffineries, à partir de 2003.

Raffinerie de Scotford

Un certain nombre de modifications ont été effectuées à la raffinerie de Scotford en 2002 afin de réduire la consommation d'énergie et d'acheter de l'hydrogène. Elles devraient faire diminuer les émissions de CO₂ de 135 000 tonnes d'ici à 2008. Une réduction additionnelle de 165 000 tonnes de CO₂ sera réalisable grâce à l'achat d'énergie produite par cogénération.

Raffineries de Sarnia et de Montréal-Est

Aux raffineries de Sarnia et de Montréal-Est, l'installation des hydrotraiteurs d'essence s'est achevée avant la fin de 2002. Cet important projet de 150 millions de dollars permet aux raffineries de produire de l'essence dont la teneur réduite en soufre respecte la nouvelle norme fédérale de 30 parties par million. La conception initiale des hydrotraiteurs prévoyait une augmentation des émissions de CO₂ de 50 000 tonnes par raffinerie. Elle a ensuite été revue afin de réduire les émissions

à 40 000 tonnes de CO₂ par raffinerie, par l'ajout d'échangeurs de chaleur capables de faire baisser la consommation de combustibles. Bien que la mise en œuvre de cette technologie de lutte contre la pollution représente une augmentation future des émissions de CO₂, l'unité d'affaires des Produits s'est engagée à améliorer l'efficacité énergétique globale de 1 p. 100 par année en moyenne, de 2000 à 2005. Un engagement qu'elle a honoré à ce jour. La plupart des futurs projets d'immobilisations pour l'amélioration de l'efficacité énergétique seront mis en œuvre aux raffineries de Sarnia et de Montréal-Est.

5.2.3 Secteur des Sables bitumineux

Le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PSBA) est une coentreprise qui réunit Shell Canada Limitée (participation de 60 p. 100), Chevron Resources Canada Ltd. (20 p. 100) et Western Oil Sands (20 p. 100). Il se compose de la mine de la rivière Muskeg, que gère Albion Sands Energy Inc., et de l'usine de valorisation de Scotford voisine de la raffinerie Shell et exploitée par Shell Canada. La mine est entrée en production au quatrième trimestre de 2002.

En décembre 1999, Shell Canada a entrepris, au nom des partenaires de la coentreprise, de rendre compte des plans de gestion des gaz à effet de serre à MVR inc.

Le PSBA s'est engagé à réduire, d'ici à 2010, ses émissions d'équivalent CO₂ de 50 p. 100 par rapport aux 3 500 000 tonnes par année estimées dans une étude de faisabilité réalisée en 1999, pour les ramener à 1 750 000 tonnes par année. Voici les caractéristiques clés du plan de gestion des GES du PSBA pour atteindre cet objectif :

- des projets d'efficacité énergétique internes,
- des compensations achetées sur le marché national (y compris des projets de reboisement),
- des compensations issues des activités de Shell et de ses partenaires,
- des projets de mécanisme pour un développement propre avec des partenaires internationaux,
- des études de faisabilité concernant le captage du CO₂.

La Section 6.2.3 indique de façon détaillée les réalisations de 2002 visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre du PSBA. La mine est entrée en production à la fin de 2002, et le PSBA, y compris l'usine de valorisation, atteindra sa capacité nominale en 2003. Quand le projet fonctionnera à plein régime, nous pourrons rendre compte des niveaux d'émissions et des améliorations du rendement.

5.2.4 Autres mesures prises par la Société

Énergie renouvelable

Au sein du groupe de sociétés Royal Dutch/Shell, la stratégie de diversification énergétique comprend des sources d'énergie renouvelable variées, tels le soleil, le vent et les biocarburants. Depuis octobre 2000, Shell Canada a acheté de l'électricité produite par trois éoliennes (puissance maximale de 1 125 kW) à Cowley Ridge, en Alberta.

Depuis 2001, nous avons intégré à notre stratégie d'affaires l'engagement d'aménager, d'acquérir et d'exploiter des parcs d'éoliennes partout au Canada. En 2003, Shell a annoncé un projet de coentreprise avec Manitoba Hydro visant à réaliser des projets de production d'énergie éolienne au Manitoba. Shell a aussi entrepris des travaux de prospection et de préaménagement d'emplacements pour plusieurs projets de parcs d'éoliennes dans l'ensemble du pays. Des contrats commerciaux serviront de catalyseur à la réalisation de ces projets. Bien que ces contributions soient modestes en comparaison de nos besoins totaux d'électricité, elles ont compté lorsque nous avons examiné les occasions de diversification énergétique.

Compensations (plantation d'arbres)

Shell Canada participe à divers projets de plantation d'arbres au Canada. Certains d'entre eux sont appuyés par le Fonds de l'environnement de Shell, établi en 1990 afin de soutenir des projets environnementaux locaux axés sur l'action au Canada. Un important projet de plantation d'arbres est en cours en association avec la Fondation canadienne de l'arbre.

6.0 Réalisations à ce jour

6.1 Réalisations de 1990 à 2000

En 1995, conformément à notre engagement à l'égard du programme MVR, nous avons entrepris de stabiliser, aux niveaux de 1990, les émissions de GES de nos activités existantes pour l'année 2000. Nous avons réalisé cet objectif en 2000, et d'ici à 2008, nous nous engageons à obtenir une réduction additionnelle de 6 p. 100 de nos émissions de GES.

Les années 1990 à 2000 ont été marquées par des changements importants dans nos activités, qui ont mené à la fois à des augmentations et à des diminutions des émissions de CO₂. Dans l'ensemble, nos émissions de CO₂ ont été ramenées à 7 381 000 tonnes par année à la fin de 2000 (par rapport au niveau corrigé de 1990 de 7 491 000 tonnes). La Figure 3 illustre les principaux changements intervenus dans les émissions de CO₂ durant cette période.

- **Correction de la référence de base 1990 :** Les données de 1990, notre référence pour le CO₂, ont été corrigées en 1996 pour tenir compte de la cession du secteur des Produits chimiques (référence corrigée à 7 846 000 tonnes). En 1999, la référence de base pour le CO₂ a été corrigée une fois de plus après la cession du secteur des Plaines (référence de base corrigée à 7 491 000 tonnes).
- **Ajouts aux émissions :** Des changements dans les activités – construction de l'usine à gaz de Caroline, agrandissement de la raffinerie de Scotford et accroissement de la production à un certain nombre d'autres installations – se sont traduits par une augmentation de 453 000 tonnes par année des émissions de CO₂ durant la période de 1990 à 2000. La hausse de la demande d'énergie pour extraire du gaz naturel de champs en voie d'épuisement a également entraîné une augmentation des émissions de CO₂ de 284 000 tonnes. D'autres éléments divers, notamment une correction de compteur, ont mené à une augmentation de 144 000 tonnes de CO₂.
- **Réductions des émissions :** Les émissions de CO₂ ont été réduites de 821 000 tonnes

par année au cours de cette période grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique. En outre, une diminution globale du CO₂ de formation (170 000 tonnes) libéré au moment de l'extraction du gaz naturel a été obtenue.

6.2 Réalisations en 2002

En 2002, les émissions de GES ont diminué de 258 000 tonnes par rapport à 2000. La section ci-dessous décrit la façon dont ces résultats ont été obtenus dans nos unités d'affaires en 2002.

6.2.1 Secteur amont

L'intensité énergétique de la production pétrolière et gazière fluctue d'une année à l'autre en raison notamment de l'optimisation de la production à mesure que les champs en voie d'épuisement sont remplacés par de nouveaux champs, mais la tendance générale est à la diminution de l'intensité énergétique. Les activités de traitement du gaz ont confirmé cette tendance à long terme (Figure 5).

Durant l'année 2002, environ 1,5 million de dollars ont été dépensés dans des projets qui ont permis de réduire la consommation d'énergie de 3 p. 100 et les émissions de GES, de 2 p. 100 (70 000 tonnes).

Un nouvel outil destiné à contrôler les émissions de la torche et à en rendre compte a été mis au point et installé dans toutes les usines du secteur amont. Cet outil se sert de l'information provenant de l'usine en temps réel (position des robinets, pressions, etc.) pour accroître à la fois la précision des volumes déclarés de gaz brûlés à la torche et la sensibilisation à ces volumes. L'utilisation proactive de cet outil par chacune des installations contribuera à réduire le nombre d'interventions de la torche ainsi que les volumes de gaz brûlés de manière à atténuer les répercussions de nos activités sur l'environnement.

Une nouvelle initiative en matière d'excellence opérationnelle a été lancée dans le piémont. Le projet dit d'assurance de

L'intégrité de l'exploitation nécessite la mise en œuvre d'un nouveau système hautement automatisé destiné à gérer plus efficacement les activités de chacun de nos complexes. Le projet sera terminé en 2004 et devrait se traduire par des améliorations supplémentaires sur le plan de l'efficacité énergétique et de la réduction des émissions de GES.

Projets d'économie d'énergie

Jumping Pound

À l'usine à gaz de Jumping Pound, on a installé un réchauffeur d'air de combustion sur une chaudière pour en réduire la consommation de combustibles. Les ventilateurs des refroidisseurs aériens des stations de compression de Moose Mountain et de Sarcee ont également été dotés de mécanismes d'entraînement à fréquence variable leur permettant de fonctionner à une vitesse moindre, ce qui réduit la consommation d'énergie. On a aussi diminué la quantité de gaz combustible servant à purger le dispositif de torche. Ces initiatives ont permis d'économiser 3 500 m³ de gaz combustible par jour et 80 kW d'électricité.

Caroline

Au complexe de Caroline, on a installé au coût d'environ un million de dollars deux turbogénératrices qui produisent 1 200 kW d'électricité en récupérant l'énergie du retour d'amine à haute pression dans les unités de traitement du gaz. Sur le terrain, l'arrêt d'un gros compresseur à injection de gaz a permis d'économiser 1 600 kW, et une économie supplémentaire de 800 kW a été réalisée par l'optimisation du système de circulation d'eau à la station de compression de Limestone.

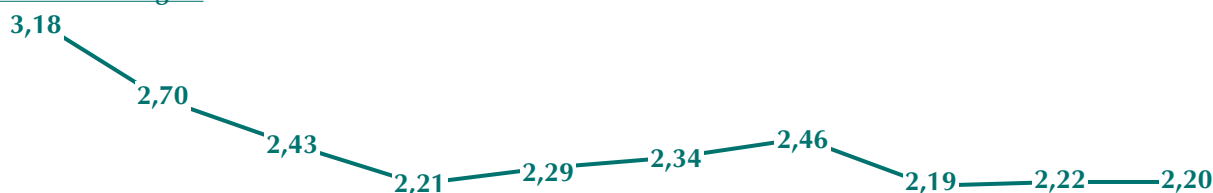
Waterton

Au complexe de Waterton, l'amélioration et l'optimisation du dispositif de régulation de l'unité de séparation des coupes de queue a donné lieu à des économies d'énergie d'environ 8 000 m³ de gaz de combustion par jour et de 450 kW d'électricité. Des améliorations au circuit de vapeur du procédé « SCOT » à l'unité de récupération du soufre se sont traduites par des économies supplémentaires de 17 000 m³ par jour de combustible. L'optimisation de l'incinérateur, qu'on a pu réaliser grâce à un nouvel analyseur en ligne du sulfure d'hydrogène, a aussi permis d'économiser environ 12 000 m³ de gaz de combustion par jour.

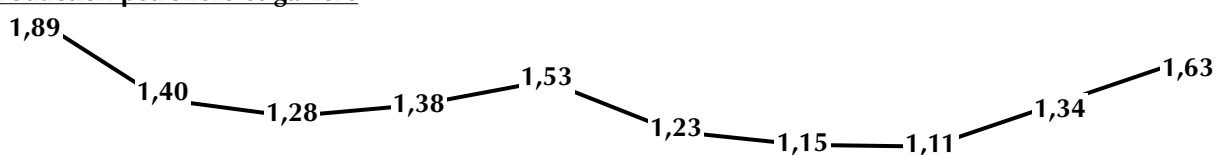
Figure 5 : Intensité énergétique par unité de production – secteur amont

(GJ/m³ d'équivalent pétrole)

Traitement du gaz

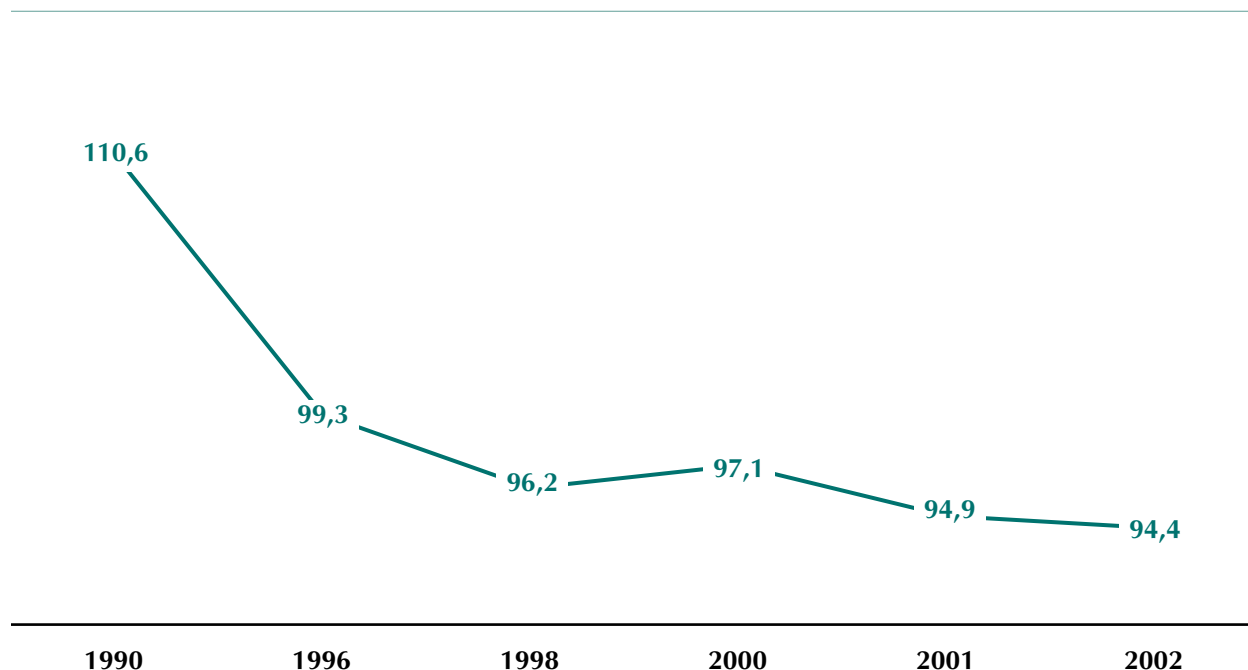


Production pétrolière et gazière



1990 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002

Figure 6 : Indice d'intensité énergétique des raffineries (IIE)



Peace River

Au complexe de Peace River, l'installation d'un puissant mécanisme d'entraînement à fréquence variable sur la pompe servant à l'évacuation des eaux usées a permis d'économiser 400 kW d'électricité, et le remplacement d'un chauffe-réservoir d'asphalte énergivore par un modèle plus efficace a contribué à réduire la consommation de gaz de combustion de 400 m³ par jour.

6.2.2 Secteur aval

Efficacité énergétique des raffineries

L'efficacité énergétique globale des raffineries s'est améliorée de 0,5 p. 100 en 2002, d'après l'indice d'intensité énergétique Solomon (Figure 6). Cette amélioration confirme la tendance amorcée au début des années 1990. Nous visons une amélioration de la consommation globale d'énergie de 1 p. 100 en moyenne par année entre 2000 et 2005. Des fluctuations surviendront d'une année à l'autre en raison de changements de production et de l'établissement du calendrier

des révisions planifiées des raffineries suivant la mise en œuvre de nombreux projets d'efficacité énergétique. Les révisions planifiées, comme celles qui ont eu lieu en 2002, peuvent se solder par une amélioration moins importante lorsqu'elles sont mesurées au moyen de l'indice d'intensité énergétique Solomon.

6.2.3 Secteur des Sables bitumineux

Données de référence pour les émissions

Avant que le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca n'entre en activité, nous avons élaboré une méthode servant à estimer les émissions de GES. Nous estimons que les émissions directes et indirectes se situeront entre 3 300 000 et 3 700 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année. Pour atteindre l'objectif de réduction fixé pour 2010, nous devons adopter un plan de gestion des émissions de GES qui comprend l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'achat de compensations sur les marchés national et international et, éventuellement, le captage du CO₂.

Projets d'efficacité énergétique internes

Quand le PSBA fonctionnera à pleine capacité, nous comptons découvrir des moyens de réduire davantage les émissions de GES. Par exemple, nous organiserons des ateliers sur l'efficacité énergétique à la mine de la rivière Muskeg et à l'usine de valorisation de Scotford. Ces ateliers susciteront des idées d'amélioration des procédés qui seront mises en place durant les trois à cinq prochaines années au fur et à mesure que des travaux majeurs d'amélioration et d'entretien opérationnels auront lieu.

Compensations

Les compensations sont des projets extérieurs aux activités du PSBA, mais qui contribueront à la réduction des émissions de GES. Le PSBA continue à investir dans un certain nombre de compensations, notamment des programmes de plantation d'arbres, un mécanisme pour un développement propre international et des technologies de captage du CO₂, et à les étudier. Il examine aussi d'autres compensations sur les marchés national et international.

En collaboration avec la Fondation canadienne de l'arbre, les propriétaires de la coentreprise du PSBA ont versé 200 000 \$ en

2002 pour la mise en terre de 200 000 semis, principalement dans des parcs et des aires naturelles à Fort Saskatchewan, en Alberta. Ce programme de plantation d'arbres donnera une compensation estimée de quelque 90 000 tonnes de CO₂.

Sur la scène internationale, Shell Canada participe à deux projets de mécanisme pour un développement propre. En Chine, la Société a transféré, en collaboration avec le promoteur de la technologie, une technologie qui permet de remplacer la pyrite utilisée comme charge d'alimentation dans les usines d'acide sulfurique par du soufre élémentaire. L'utilisation de la pyrite comme matière première fait appel à un procédé lié à certaines incidences environnementales néfastes, dont des émissions de gaz à effet de serre et de gaz acides, le rejet de grandes quantités de scories et la formation de grands bassins de résidus. Shell Canada et des représentants du gouvernement canadien sont en discussion avec le gouvernement chinois afin de promouvoir le projet. Une analyse du cycle de vie a été effectuée à l'une des usines transformées en vue d'établir une référence de base et d'estimer les réductions possibles d'émissions et d'autres gains de viabilité qui peuvent être réalisés.

Figure 7 : Résumé des résultats – PSBA

Catégorie des sources	Niveau d'émissions (en tonnes de CO ₂)
Sur le chantier	
Consommation de combustibles :	559 125
Évolution de l'utilisation des sols :	375 600
À l'extérieur du chantier	
Procédés industriels et consommation de combustibles :	401 415
TOTAL	1 336 140

Figure 8 : Sources d'émissions comprises dans l'inventaire des émissions de GES du PSBA

Catégorie des sources	Émissions source
Sur le chantier	
Consommation de combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Combustion d'essence, de propane, de gaz naturel et de diesel • Émissions résultant de la combustion de combustibles servant à produire de l'électricité
Évolution de l'utilisation des sols	<ul style="list-style-type: none"> • Défrichage durant la phase de préparation des travaux • Excavation/stockage • Égouttage/stockage du muskeg
À l'extérieur du chantier	
Procédés industriels	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions résultant de la fabrication du béton, d'acier profilé et de canalisations
Consommation de combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Combustible utilisé pour le transport des matériaux de construction, du matériel et de la main-d'œuvre vers les chantiers et pour la production industrielle d'apports à la réalisation du projet

Le PSBA collabore aussi avec une société de l'Alberta à un projet de mise en valeur de ressources énergétiques renouvelables à Cuba. Le projet utilise des sources d'énergie renouvelable, comme le vent, pour entraîner des éoliennes de pompage servant à la distribution de l'eau douce. Il utilise aussi des biogaz pour alimenter une microturbine qui fournira du chauffage et de l'électricité à un hôpital en région rurale, et l'énergie solaire convertie en électricité par le photovoltaïque.

Captage du CO₂

Des études techniques poussées sont en cours afin d'évaluer un moyen viable sur le plan commercial de capter le CO₂ provenant de divers procédés aux installations de Scotford. Si les études sont concluantes, cette technique sera appliquée à la fois à la raffinerie et à l'usine de valorisation de Scotford.

Émissions de GES liées à la construction

Le PSBA a mené deux études, l'une en 1999 et l'autre en 2001, en vue d'estimer et de

prévoir les émissions de GES associées à sa phase de construction de trois ans (de 2000 à 2002). L'étude de 2001 a confirmé l'estimation des émissions de GES de la première étude de 1999 et a fait état d'un écart inférieur à 0,5 p. 100. Les deux études reposaient sur une approche intégrale, et chacune a tenté de rendre compte des émissions résultant des activités de construction sur les chantiers et à l'extérieur.

L'estimation des émissions de GES associées à la phase de construction de trois ans du projet faisait état de 1 336 000 tonnes de CO₂, ou 445 000 tonnes de CO₂ par année. Les calculs indiquent que 70 p. 100 de ces émissions, soit 935 000 tonnes, sont attribuables à la consommation de combustibles sur le chantier et à l'évolution de l'utilisation des sols ou de la couverture végétale. Les 401 000 tonnes restantes, soit 30 p. 100 des émissions, peuvent être attribuées aux activités à l'extérieur du chantier (Figure 7).

Nous avons examiné rigoureusement les données et les hypothèses fondamentales qui ont été utilisées pour estimer les émissions de GES liées à la construction des installations. Nous avons déterminé que la base sur laquelle reposait cette estimation était valide et qu'elle renforçait la confiance que nous pouvions avoir dans la précision des résultats.

La méthodologie utilisée pour estimer les émissions de GES repose sur la méthode de calcul intégrale décrite dans le *Manuel d'évaluation des gaz à effet de serre* de la Banque mondiale et les lignes directrices relatives aux inventaires nationaux des gaz à effet de serre du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Dans le cas du défrichage et de l'excavation des sols et du muskeg à la mine, nous avons utilisé des facteurs précis de teneur en carbone.

Les émissions sont classées selon deux sources : sur le chantier et à l'extérieur du chantier. Les estimations des émissions de GES sur le chantier reposent sur la consommation totale de combustibles, l'utilisation des sols et les données sur la couverture végétale se rapportant aux principaux procédés de construction responsables de la grande majorité des émissions potentielles sur le chantier. Les estimations des émissions à l'extérieur du chantier reposent sur les données disponibles concernant les matériaux et le matériel nécessaires à la construction du projet, les émissions des procédés industriels associées à la satisfaction de ces besoins, et les émissions résultant de la consommation de combustibles par les installations et les véhicules (Figure 8). Ainsi, bien que l'étude soit intégrale en ce sens qu'elle examine les sources d'émissions de GES tant sur le chantier qu'à l'extérieur, certaines sources mineures n'ont pu être comptabilisées.

Production de bitume à la mine de la rivière Muskeg

La production de bitume à la mine de la rivière Muskeg a commencé le 29 décembre 2002. Pour les deux jours d'exploitation de l'année 2002, les émissions de GES ont été estimées à environ 48 000 tonnes de CO₂.

6.2.4 Autres mesures prises par la Société

Compensations (plantation d'arbres)

En 2002, Shell Canada a accordé des subventions pour un certain nombre de projets de plantation d'arbres partout au pays. Au total, 8 858 arbres ont été mis en terre à 10 endroits.

6.3 Vérification

Le secteur amont suit les directives de l'Association canadienne des producteurs pétroliers pour évaluer les émissions de GES, tandis que le secteur aval s'en tient aux protocoles établis par le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. Chaque année, les données pour l'ensemble de la Société sont présentées à Shell International pour qu'elles fassent partie de la déclaration à l'échelle planétaire. Shell International examine la cohérence de toutes les données avant de les publier. Même si Shell Canada n'a pas encore entrepris de vérification officielle de ses émissions totales de GES ou de sa consommation d'énergie, PricewaterhouseCoopers s.r.l. a effectué une vérification des données relatives aux émissions de GES de la raffinerie de Sarnia en 1998 et de celles de la raffinerie de Montréal-Est en 2000. Les données et la méthodologie ont été jugées acceptables. Toutes nos raffineries utilisent la même méthodologie. De temps à autre, des améliorations sont apportées au système d'évaluation de Shell Canada ou à l'ensemble du système de compilation des données, ce qui donne lieu à la correction de chiffres présentés antérieurement. C'est ainsi qu'on a apporté des changements mineurs aux données en 1999 et en 2000.

7.0 Éducation, formation et sensibilisation

7.1 Formation et sensibilisation

En 2002, Shell Canada a publié *Vers le développement durable 2001*, son douzième rapport annuel public qui fait état de la capacité de la Société à remplir son engagement à l'égard du développement durable. Le rapport étaye la position de la Société sur le changement climatique et contient des données sur les émissions de gaz à effet de serre et les programmes de gestion de l'énergie de la Société. Le rapport est imprimé sur papier et affiché sur le site Web de Shell Canada (www.shell.ca), où on peut aussi obtenir des renseignements sur le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique et consulter le procès-verbal des réunions.

Durant l'année, Shell Canada a tenu ses employés informés au sujet du changement climatique et des mesures d'économie d'énergie et de réduction des émissions de la Société au moyen du magazine *Énergie* et d'un journal électronique que les employés peuvent consulter sur l'intranet. Des articles spécifiques ont traité des progrès du PSBA en matière de réduction de la consommation d'énergie et des émissions de CO₂ et décrit les plans et la stratégie relatifs à l'énergie renouvelable. Plusieurs articles de synthèse concernant l'engagement de la Société à l'égard du développement durable ont relaté la réussite d'initiatives en matière d'économie d'énergie et de réduction des gaz à effet de serre. Certains articles ont aussi traité de la participation de la Société à des mesures externes concernant le recyclage et l'économie d'énergie, ainsi qu'à la campagne de lutte contre la marche au ralenti de l'Institut canadien des produits pétroliers. Pour aider les employés à comprendre les enjeux de Kyoto, le directeur – santé, sécurité et développement durable de la Société a effectué une série de présentations en novembre et en décembre portant sur le réchauffement de la planète et la nécessité d'agir, y compris la réaction du Canada et de Shell.

Lors de nombreux événements organisés par des associations, le gouvernement et des organismes internationaux, des membres du personnel du PSBA se sont consacrés activement à des activités de sensibilisation, de formation et de consultation en présentant des documents et en favorisant l'élaboration d'études. Le personnel du projet a aussi échangé des renseignements avec le Comité consultatif de Shell Canada sur le changement climatique. Il a également pris part à de nombreux groupes de travail intéressés par les normes d'efficacité du secteur des Sables bitumineux, la gestion de la chaîne d'approvisionnement environnementale, les études sur le captage et la séquestration du CO₂, l'analyse du cycle de vie, la répartition des émissions de GES, la promotion de compensations sur le marché national et l'élaboration d'un mécanisme pour un développement propre en Amérique latine et en Chine. Le personnel du PSBA a aussi fourni des membres à l'équipe de stockage, d'évaluation et de vérification du projet de captage du carbone, une initiative multinationale portant sur la technologie relative aux émissions de GES et l'évaluation du risque. Les membres de la direction et du personnel du PSBA collaborent avec des organismes provinciaux et fédéraux à la mise au point de méthodes d'évaluation, de déclaration et de vérification efficaces des émissions de GES, et font part de leurs suggestions concernant les politiques provinciales et fédérales sur le changement climatique.

7.2 Investissement dans la collectivité

En 2002, les investissements de Shell Canada dans la collectivité ont totalisé 7,3 millions de dollars, dont 1,6 million était destiné aux questions environnementales, notamment le changement climatique.

Le Fonds de l'environnement de Shell (FES) verse des subventions à des initiatives locales axées sur l'action, comme la remise en état des habitats, le recyclage et les programmes de sensibilisation à l'environnement. En 2002, le FES a octroyé 800 000 \$ à divers projets dans tout le pays, dont des projets de recyclage et d'économie d'énergie et des projets ayant trait au changement climatique. Par exemple, le FES a subventionné une présentation didactique de la Southeast Environmental Association de l'Île-du-Prince-Édouard expliquant le changement climatique et son incidence possible sur l'île. D'autres subventions à la Green Communities Edmonton Association et à la Hearthmakers Energy Cooperative ont permis de financer des programmes d'économie d'énergie domiciliaire. Des projets de plantation d'arbres financés par le FES ont permis la mise en terre de plus de 8 400 arbres en 2002, tandis que l'engagement du PSBA à l'égard de la Fondation canadienne de l'arbre a contribué à la plantation de 200 000 nouveaux arbres.

En 2002, Shell a continué à parrainer Biocap Canada, un organisme national sans but lucratif auquel la Société est associée depuis ses tout débuts. Biocap Canada cherche à établir des partenariats tout en finançant la recherche visant à comprendre comment les écosystèmes du Canada peuvent contribuer à la lutte contre le changement climatique.

Sur le plan des principes, Shell Canada a continué à participer aux activités des groupes suivants : Pembina Institute for Appropriate Development, Clean Air Renewable Energy Coalition et l'initiative Champions en action de MVR inc.

Annexe I : Émissions estimées des gaz à effet de serre de Shell Canada Limitée

(en milliers de tonnes par année)

Émissions	1990	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Émissions directes de CO₂										
Combustion	5 650	5 316	5 182	5 137	4 776	4 487	4 442	4 399	4 346	4 248
Production d'hydrogène	379	381	402	410	420	436	426	412	418	370
Brûlage à la torche	88	52	70	90	73	72	71	45	67	55
CO ₂ de formation	974	1 310	1 280	1 283	1 231	1 208	1 180	1 141	1 047	1 019
Émissions directes totales	7 091	7 059	6 934	6 920	6 500	6 203	6 119	5 997	5 878	5 692
Émissions indirectes de CO₂										
Émissions de CO ₂ totales	8 276	8 654	8 542	8 615	8 075	7 746	7 664	7 381	7 333	7 165
Autres émissions de GES										
Équivalents de N ₂ O	81	66	69	66	66	68	64	64	63	61
Équivalents de CH ₄	478	613	620	647	600	574	566	521	494	482
Autres émissions totales	559	679	689	713	666	642	630	585	557	543
Émissions de GES totales	8 835	9 333	9 231	9 328	8 741	8 388	8 294	7 966	7 890	7 708

Notes sur la référence de base et autres calculs corrigés

- Les données ne concernent que les activités des unités d'affaires des Ressources et des Produits. Les émissions (réelles et prévues) du secteur des Sables bitumineux, qui devrait atteindre sa pleine capacité en 2003, sont indiquées dans le texte.
- Les données de l'année de référence 1990 indiquées ci-dessus n'ont pas été corrigées. Ailleurs dans le rapport, les chiffres représentent une référence de base corrigée qui tient compte de la vente du secteur des Produits chimiques en 1996 (430 000 tonnes de CO₂) et de la cession du secteur des Plaines en 1999 (355 000 tonnes de CO₂), soit un total de 7 491 000 tonnes de CO₂ (8 276 - 430 - 355). Fait à remarquer, on utilise un chiffre révisé (355) pour faire le calcul dans le cas du secteur des Plaines.
- Dans le rapport MVR de 2001, nous avons utilisé par erreur le même facteur de correction pour les émissions de CO₂ et de GES associées à la cession du secteur des Produits chimiques et du secteur des Plaines. Ces facteurs devraient se lire ainsi : CO₂ pour le secteur des Plaines = 355, GES = 378; CO₂ pour le secteur des Produits chimiques = 430, GES = 434 (toutes en milliers de tonnes).
- En juin 2001, une révision des données sur les GES a révélé que le CO₂ de formation avait été indiqué selon son volume (en m³) plutôt que sa masse (en tonnes). Cela était dû à l'exclusion d'un facteur de conversion unitaire (1,86) qui corrige la masse volumique du CO₂. Le facteur de conversion a été inclus dans les données publiées dans le rapport MVR de 2000. Ce redressement a entraîné une augmentation de la référence de base 1990 pour le CO₂ de formation (978 000 tonnes) et les émissions de CO₂ totales par rapport aux chiffres rapportés antérieurement.
- En février 2002, une erreur de calcul de l'électricité pour l'installation de Midale (cédée en 1999) a été repérée et corrigée, ce qui a quelque peu majoré (13 000 tonnes) la référence de base 1990 pour le CO₂.
- De nouveaux calculs ont été nécessaires en raison de la modification des pratiques de facturation de l'électricité en Alberta, après l'entrée en vigueur de la déréglementation le 1^{er} janvier 2001. Ils touchent de nombreuses installations dans notre secteur amont et quelques-unes dans notre secteur aval. La consommation d'électricité englobe à présent les pertes du réseau, et jusqu'à 18 mois peuvent passer avant que les chiffres servant à la facturation ne soient définitifs. Cela signifie que les données sur les émissions indirectes déclarées à MVR inc. risquent de varier légèrement d'une année à l'autre.
- Dans la Mise à jour du plan d'action 2002 présenté à MVR inc., la Figure 1 montrait par erreur que les émissions pour 2000 se situaient à 7 364 000 tonnes, alors que le chiffre correct de 7 381 000 tonnes était utilisé dans l'Annexe I.

Annexe II : Installations de Shell Canada Limitée comprises dans l'estimation des émissions de GES

Secteur	Installation	Endroit	Notes
Activités d'amont			
Installations opérationnelles	Complexe gazier de Waterton	Alberta	
	Complexe gazier de Jumping Pound	Alberta	
	Complexe gazier de Burnt Timber	Alberta	
	Complexe gazier de Caroline	Alberta	Mise en service en 1993
	Complexe de traitement du pétrole lourd de Peace River	Alberta	
	Limestone/Clearwater/Ram	Alberta	
	Moose Mountain/Whiskey Creek	Alberta	
Installations cédées	Hamburg	Alberta	Vendue en 1999
	House Mountain	Alberta	Vendue en 1999
	Midale	Saskatchewan	Vendue en 1999
	Virginia Hills	Alberta	Vendue en 1999
Activités d'aval			
Installations opérationnelles	Raffinerie de Montréal-Est	Québec	
	Raffinerie de Sarnia	Ontario	
	Raffinerie de Scotford	Alberta	
	Raffinerie Shellburn	Colombie-Britannique	Convertie en centre de distribution en 1993
	Usine de lubrifiants de Calgary	Alberta	
	Usine de lubrifiants de Brockville	Ontario	Mise en service en 1992
Tous les établissements de distribution et de marketing			
Installations cédées ou fermées	Usine de styrène de Scotford	Alberta	Vendue en 1996
	Raffinerie de Balzac	Alberta	Fermée en 1992
	Usine de lubrifiants de Montréal	Québec	Fermée en 1993
	Usine de lubrifiants de Toronto	Ontario	Fermée en 1992

Nota : Les activités des Sables bitumineux ne sont pas incluses dans ces estimations. Elles le seront en 2003, après l'entrée en production du projet.

Annexe III : Glossaire

Baril	Mesure de production du pétrole égale à 159 litres ou 0,159 m ³
CH ₄	Méthane
Champions en action MVR inc.	Programme volontaire lancé par MVR inc. et conçu pour améliorer la déclaration des émissions de GES par les sociétés canadiennes participantes.
CO ₂	Dioxyde de carbone
Cogénération	Production d'électricité et de chaleur à partir d'une source commune. Elle contribue à réduire les émissions de GES et à améliorer l'efficacité énergétique.
Compensations	Projets menés en dehors de nos propres activités, qui peuvent contribuer à une réduction des émissions de GES.
DD	Développement durable
Échange de droits d'émissions	Moyens d'action reposant sur les mécanismes du marché et permettant à ceux qui réduisent leurs émissions de GES conformément aux exigences d'utiliser ou d'échanger l'excédent afin de compenser des émissions provenant d'une autre source.
Équivalent de CO ₂	Équivalent de CO ₂ des GES, c'est-à-dire tous les autres GES convertis en CO ₂ . Les facteurs de conversion suivants sont couramment utilisés : N ₂ O = 310, CH ₄ = 21
Gaz à effet de serre (GES)	Expression employée pour désigner collectivement les six gaz suivants : dioxyde de carbone (CO ₂), méthane (CH ₄), oxyde d'azote (N ₂ O), hydrofluorocarbures (HFC), hydrocarbure fluoré entièrement halogéné et hexafluorure de soufre (SF ₆).
H ₂	Hydrogène
Indice d'intensité énergétique Solomon	L'efficacité énergétique se mesure au moyen de l'indice d'intensité énergétique Solomon (IIE) qui est reconnu à l'échelle internationale. Un indice de 100 représente la consommation d'énergie d'une raffinerie type, et un chiffre inférieur correspond à un meilleur rendement énergétique.
ISO 14001	Norme internationale de certification des systèmes de gestion environnementale
MDP	Mécanisme pour un développement propre. L'un des mécanismes souples dans le cadre du Protocole de Kyoto qui, par le transfert de technologies d'un pays développé à un pays en développement, contribue à réduire les émissions de GES et à soutenir des initiatives de développement durable dans les pays en développement.
MVR inc.	Mesures volontaires et Registre inc. Établi à l'origine en 1995 par Ressources naturelles Canada. Depuis 1997, partenariat entre les secteurs privé et public dont le but est d'encourager les entreprises à assumer une plus grande part de responsabilité dans les émissions de GES au moyen de mesures volontaires.
N ₂ O	Oxyde d'azote
Produits	Secteur d'affaires de Shell Canada qui s'occupe de la gestion des activités d'aval (c'est-à-dire le raffinage et la formulation de produits pétroliers comme l'essence et les lubrifiants).
PRP	Potentiel de réchauffement de la planète
PSBA	Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca
Ressources	Secteur d'affaires de Shell Canada qui s'occupe de la gestion des activités d'amont (c'est-à-dire l'exploration et la production de pétrole lourd et de gaz naturel).
Secteur amont	S'occupe de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz.
Secteur aval	S'occupe du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers.
Shell International	Terme désignant les sociétés du groupe Royal Dutch/Shell engagées dans les secteurs de l'exploration et de la production, de l'exploitation gazière et de la production d'électricité en aval, des produits pétroliers, des produits chimiques, de l'énergie renouvelable et d'autres secteurs dans plus de 140 pays dans le monde.
SSE	Santé, sécurité et environnement

