



Shell Canada Limitée

NOTICE ANNUELLE 2001

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2001
LE 7 MARS 2002





Le rapport annuel aux actionnaires pour l'exercice de Shell Canada Limitée terminé le 31 décembre 2001 (le « rapport annuel ») et la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société datée du 7 mars 2002 (la « circulaire de sollicitation ») sont joints à la présente notice annuelle.

Dans la présente notice annuelle, Shell Canada Limitée est appelée la « Société » et, avec ses filiales, elle est appelée « Shell Canada » ou « Shell ».

Certaines parties du rapport annuel et de la circulaire de sollicitation sont intégrées par renvoi dans la présente notice annuelle, tel qu'il est indiqué aux présentes.

INDEX

Constitution de l'émetteur et de ses filiales	1
Dénomination et constitution	1
Liens intersociétés	1
Développement général de l'activité	2
Historique de l'entreprise pour les cinq derniers exercices	2
Tendances	4
Description narrative de l'activité	5
Ressources	5
Sables bitumineux	11
Produits pétroliers	13
Situation de la concurrence	15
Recherche et développement	15
Protection de l'environnement	15
Nombre d'employés	17
Activités à l'étranger	17
Principales informations financières consolidées	18
Renseignements annuels	18
Dividendes	19
Principes comptables étrangers généralement reconnus	19
Analyse par la direction	20
Marché pour la négociation des titres	20
Administrateurs et dirigeants	21
Informations supplémentaires	22
Annexe I	23
Annexe II	25
Rapport des vérificateurs	27



DÉNOMINATION ET CONSTITUTION

Shell Canada Limitée a été constituée en société en vertu des lois du Canada en 1925 à titre de société remplaçant The Shell Company of Canada, Limited, qui avait été constituée en société en 1911, et a été prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 1^{er} mai 1978. Shell Canada Limitée et une filiale en propriété exclusive, Shell Canada Resources Limited, ont fusionné par statuts de fusion datés du 1^{er} janvier 1986. Les statuts de modification effectuant la conversion des actions ordinaires de catégorie B en actions ordinaires de catégorie A à raison de quatre actions pour une et supprimant les actions privilégiées de série A sont entrés en vigueur le 1^{er} juin 1989. Les statuts de modification divisant les actions ordinaires de catégorie A à raison de trois actions pour une sont entrés en vigueur le 30 juin 1997. La Société et une filiale en propriété exclusive, 177487 Canada Ltd., ont fusionné en date du 1^{er} juillet 1998. Une modification des statuts de la Société afin de changer la désignation des actions ordinaires de catégorie A de la Société pour les appeler actions ordinaires et afin de supprimer toute mention des actions ordinaires de catégorie B a été approuvée par une résolution spéciale des actionnaires à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires tenue le 26 avril 2000. Des statuts de modification donnant effet aux changements ont été produits le 2 mai 2000. Un certificat de constitution mis à jour prenant effet le 18 mai 2000 a été produit consolidant les modifications antérieures. Le siège social et principal établissement de la Société est situé au 400 – 4th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 0J4.

LIENS INTERSOCIÉTÉS

La principale filiale de la Société, Produits Shell Canada Limitée, filiale en propriété exclusive constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en 1982, a commencé à exercer ses activités en 1986. Jusqu'au 31 décembre 2000, elle exerçait des activités de fabrication, de distribution et de commercialisation de produits pétroliers raffinés. En date du 1^{er} janvier 2001, les activités de Produits Shell Canada Limitée ont été cédées de la façon indiquée à la rubrique « Restructuration » à la page 15 de la présente notice annuelle.

Les filiales d'exploitation restantes représentent, dans l'ensemble, moins de 20 % des produits consolidés ou de l'actif total consolidé.



Shell Canada, l'une des plus grandes sociétés pétrolières intégrées au pays, exerce ses activités principalement dans trois secteurs : les Ressources, les Produits pétroliers et les Sables bitumineux. Le secteur des Ressources englobe les activités d'exploration, de production et de commercialisation du gaz naturel, des liquides extraits du gaz naturel, du bitume et du soufre. Shell Canada est un important producteur de liquides extraits du gaz naturel, l'un des plus grands producteurs de gaz naturel et le plus grand producteur de soufre au Canada. À la fin de 1999, Shell Canada a vendu ses intérêts liés à la production de pétrole brut classique. Le secteur des Produits pétroliers englobe la fabrication, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Le secteur des Sables bitumineux extraira le bitume de la concession 13 dans la région de l'Athabaska, dans le nord de l'Alberta, et le transformera en une gamme de pétroles bruts synthétiques de première qualité.

HISTORIQUE DE L'ENTREPRISE POUR LES CINQ DERNIERS EXERCICES

1997 Les Ressources ont dégagé un bénéfice de 264 millions de dollars, une baisse par rapport au bénéfice de 292 millions de dollars pour 1996. Le recul de 28 millions de dollars était principalement imputable à une diminution des volumes due à la vente d'actifs et à des révisions aux usines. Il a toutefois été partiellement compensé par une baisse des frais d'exploitation et d'exploration. Au quatrième trimestre de 1997, les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux ont approuvé le projet d'exploitation des ressources énergétiques au large de l'île de Sable (« projet de l'île de Sable »), et l'Office national de l'énergie a approuvé le gazoduc allant de la Nouvelle-Écosse au nord-est des États-Unis. Shell a augmenté sa participation dans le projet de l'île de Sable pour la porter à 31,3 %. Au cours de 1997, la Société a fait des progrès appréciables en vue de la mise en valeur de ses réserves dans la région de l'Athabaska, dans le nord de l'Alberta, qui devrait commencer à la fin de 2002. Shell a achevé une étude préliminaire de faisabilité, s'est associée à des experts en exploitation minière par le biais d'un partenariat avec The Broken Hill Proprietary Company Limited pour mener à bien une étude de faisabilité et a entrepris la construction d'une usine pilote pour mettre à l'essai le procédé d'extraction et de nettoyage du bitume. Lors du processus d'obtention des approbations réglementaires, Shell a divulgué au public de l'information sur les trois volets du projet proposé: la mine de la rivière Muskeg, le pipeline de Corridor et l'unité de valorisation de Scotford. Les Produits pétroliers ont réalisé un bénéfice record de 252 millions de dollars en raison d'une amélioration des marges bénéficiaires, des efforts soutenus pour limiter les coûts et d'une hausse des volumes des ventes. Shell a commencé à intégrer les points de ventes de marques de distributeur qui étaient auparavant la propriété de Canadian Turbo Inc. et de Pay Less Gas Co. (1972) Ltd. à ses activités afin d'éliminer les doublons et accroître l'efficacité. Cette intégration est maintenant terminée. Au deuxième trimestre de 1997, la Société a fait l'acquisition de 15 999 784 de ses actions ordinaires (14 % du total) à un prix de 61 \$ l'action, pour un coût total de 976 millions de dollars. Le 30 juin 1997, les actions ordinaires ont été divisées à raison de trois actions pour une.

1998 Les Ressources ont dégagé un bénéfice de 169 millions de dollars en 1998, contre 264 millions de dollars pour 1997. Ce recul est principalement imputable à des prix du pétrole brut et des liquides extraits du

gaz naturel plus faibles, ainsi qu'à une diminution des volumes due à la vente d'actifs. Les Produits pétroliers ont affiché un bénéfice record de 275 millions de dollars pour 1998, contre 252 millions de dollars pour l'exercice précédent. Ce résultat est principalement dû à une hausse du volume des ventes. La construction des installations dans le cadre du projet de l'île de Sable au large de la Nouvelle-Écosse s'est poursuivie dans les limites du budget et selon le calendrier, la mise en marché du gaz naturel étant prévue pour le début de 2000. Shell possède une participation de 31,3 % dans le projet. Les plans à l'égard des trois éléments du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca, soit la mine de la rivière Muskeg sur la concession 13 dans la région de l'Athabasca de l'Alberta, une unité de valorisation près de la raffinerie Shell à Scotford et le pipeline de Corridor se sont poursuivis selon le calendrier.

1999 Les Ressources ont dégagé un bénéfice de 500 millions de dollars en 1999, contre 169 millions de dollars pour l'exercice précédent. Ce bénéfice de 500 millions de dollars comprend un gain de 230 millions de dollars pour la vente du secteur des Plaines, une provision pour réduction de la valeur de Peace River de 32 millions de dollars et un gain de 35 millions de dollars provenant de la vente de la participation de 12 % de Shell dans Coral Energy L.P. Même en ne tenant pas compte de ces éléments ponctuels, les Ressources ont réalisé un bénéfice record en raison de la fermeté des prix des matières. Le bénéfice des Produits pétroliers s'est élevé à 141 millions de dollars en 1999, une baisse considérable par rapport au bénéfice sans précédent de 275 millions de dollars enregistré en 1998. Le bénéfice de 1999 comprend un gain de 30 millions de dollars provenant des droits payés par les partenaires de la Société dans le cadre du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca en échange d'un accès à l'infrastructure de la raffinerie de Scotford de Shell. Le recul du bénéfice est imputable principalement à la faiblesse marquée des marges de raffinage due au niveau élevé des stocks de produits finis à l'échelle mondiale au début de 1999 et à la flambée des prix du brut, qui ont doublé pendant l'exercice. Les charges des Opérations générales de Shell ont été nulles en 1999, alors qu'elles avaient atteint 12 millions de dollars en 1998. Les résultats de 1999 tiennent compte des gains découlant d'une décision favorable de la Cour de l'impôt et de la vente de biens-fonds. Les résultats de 1999 comprennent aussi un gain de 24 millions de dollars provenant de droits versés par les partenaires de la Société dans la coentreprise d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca en échange de la valeur des ressources apportées par Shell. En décembre 1999, Shell Canada a donné le feu vert au plus gros investissement de son histoire, le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca.

2000 Les Ressources ont dégagé un bénéfice de 536 millions de dollars en 2000, contre 500 millions de dollars pour 1999. Le rendement exceptionnel obtenu en 2000 est en grande partie attribuable au prix élevé des matières et à la fiabilité des installations. Le rendement du capital moyen utilisé s'est élevé à 38,7 %, contre 31,5 % en 1999 (16,3 % sans le gain réalisé sur la vente des activités des Plaines et la provision pour réduction de la valeur de Peace River). Les dépenses en immobilisations et les frais d'exploration des Ressources ont atteint 254 millions de dollars en 2000, contre 488 millions de dollars au cours de l'exercice précédent, dont 335 millions de dollars avaient été consacrés au projet de l'île de Sable. Les Produits pétroliers ont enregistré un bénéfice sans précédent de 340 millions de dollars en 2000, contre 141 millions de dollars en 1999. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de gros de l'essence et du diesel due à un manque de produits finis en Amérique du Nord. Ce déficit s'est fait sentir toute l'année, ce qui a gardé les marges de raffinage bien au-dessus de leurs niveaux de 1999 et a permis aux Produits pétroliers de tirer profit de la production élevée et de la grande fiabilité des usines. Le rendement du capital moyen utilisé des Produits pétroliers a été de 19,6 %, contre 8,2 % en 1999. Les dépenses en immobilisations se sont élevées à 279 millions de dollars, dont 147 millions de dollars affectés à des modifications de la raffinerie de Scotford, contre 109 millions de dollars en 1999. C'est le secteur de la fabrication et de l'approvisionnement qui a contribué le plus à la rentabilité des Produits pétroliers. Ce succès est attribuable en majeure partie à la forte demande continue de produits pétroliers. Dans le cadre du projet d'exploitation

des sables bitumineux de l'Athabasca, la coentreprise a fondé une nouvelle société, Albion Sands Energy Inc., pour exploiter la mine et l'usine d'extraction. D'importants progrès ont été accomplis dans le cadre du projet, et la mise en service reste prévue pour la fin de 2002.

2001 Pour obtenir un survol de l'exercice 2001, se reporter aux sections visant l'entreprise dans l'analyse de la direction, aux pages 9 à 40 du rapport annuel, et à la rubrique « Restructuration », à la page 15 de la présente notice annuelle.

TENDANCES

2002 Pour obtenir un exposé des changements qui devraient survenir dans les activités de la Société en 2002, se reporter aux sections sur les différents secteurs d'activité de la Société dans l'analyse de la direction, aux pages 9 à 40 du rapport annuel.



RESSOURCES

Shell Canada exerce des activités d'exploration et de production du pétrole brut et du gaz naturel au Canada depuis 1939. De 1976 à 1985, les activités d'exploration et de production de Shell Canada étaient gérées et exploitées par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive de la Société, Ressources Shell Canada Limitée (« Ressources Shell »). Shell Canada Limitée et Ressources Shell ont fusionné le 1^{er} janvier 1986, et le secteur des Ressources de Shell Canada a été intégré aux activités de Shell Canada Limitée. En 1999, Shell Canada a vendu ses intérêts relatifs à la production de pétrole brut classique.

Des renseignements additionnels sur le secteur des Ressources figurent aux pages 10 à 17 du rapport annuel.

Produits principaux

En 2001, Shell Canada était un important producteur de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel, de bitume et de soufre au Canada.

Principaux marchés et modes de distribution

Gaz naturel Avant 1997, Shell maintenait un portefeuille diversifié de contrats à prix fixe et à prix flottant indexés sur les marchés de l'ensemble de l'Amérique du Nord. Depuis 1997, Shell vend sa production de gaz naturel dans l'Ouest canadien à Coral Energy Canada Inc., une société de commercialisation du gaz contrôlée par Shell Trading, une société du groupe Shell, à des prix alignés sur ceux du marché de l'Alberta (prix de référence AECO).

Les installations du projet d'exploitation des ressources énergétiques au large de l'île de Sable (« projet de l'île de Sable ») sont entrées en production à la fin de décembre 1999. Ces installations appartiennent conjointement à Shell, ExxonMobil Canada Properties, Pétrolière Impériale Ressources Ltée, Emera Offshore Incorporated et Mosbacher Operating Ltd. Shell vend sa part de la production de l'île de Sable aux marchés de la région de l'Atlantique et à ceux du nord-est des États-Unis. En 2001, Shell et les autres membres de la coentreprise ont acheté la participation de 8,4 % de Nova Scotia Resources Limited dans les infrastructures en aval du projet de l'île de Sable. La part de Shell des installations en aval totalise maintenant 34,2 %, tandis que sa part dans le reste du projet est demeurée à 31,3 %.

Le tableau suivant indique la répartition des intérêts dans le projet de l'île de Sable :

Actifs d'amont <i>(Concessions de découverte importante et plates-formes)</i>	Participation (%)
ExxonMobil	50,8
Shell Canada	31,3
Impériale	9,0
Emera Offshore	8,4
Mosbacher	0,5
Total	100,0

Actifs d'aval <i>(Conduite de collecte en mer, usines à gaz, pipelines de liquides à terre, usine de fractionnement)</i>	Participation (%)
ExxonMobil	55,5
Shell Canada	34,2
Impériale	9,8
Mosbacher	0,5
Total	100,0

Liquides extraits du gaz naturel Shell Canada est un important producteur et un distributeur de liquides extraits du gaz naturel (éthane, propane, butane et condensat) au Canada. L'éthane est utilisé principalement comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique, et il est acheminé par pipeline sur les marchés de l'Alberta et du Midwest américain. Le propane est utilisé principalement dans les domaines du transport et du chauffage, et dans les secteurs pétrochimique et agricole. Le butane est un additif ajouté directement à l'essence, et il entre aussi dans la composition d'additifs pour l'essence oxygénée. Le condensat sert principalement de diluant de pétrole brut lourd et de charge d'alimentation pour les raffineries. Shell a investi dans des infrastructures à proximité des principaux marchés à Edmonton, en Alberta, à Sarnia, en Ontario, et à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse, pour le traitement, le stockage et la livraison de liquides extraits du gaz naturel en vue de satisfaire les besoins de la clientèle. Ces infrastructures comprennent la propriété conjointe d'installations situées à Fort Saskatchewan, en Alberta, pour le fractionnement et le stockage de mélanges éthane/propane/butane, d'installations de stockage situées à Superior, dans le Wisconsin, et reliées au réseau de pipelines de Enbridge Pipeline Inc. (ancien réseau de pipelines Interprovincial Pipe Line Inc.) et d'installations de stockage et de fractionnement à Sarnia et à Point Tupper. La production de condensat de l'île de Sable est expédiée vers les marchés par navires pétroliers.

La production de liquides extraits du gaz naturel provenant de ces installations est vendue sur les marchés canadiens et exportée dans le nord-est des États-Unis.

Bitume Shell Canada vend sa production de bitume sur des marchés canadiens et américains. La production est acheminée par pipeline depuis les installations de production de Shell jusqu'aux marchés destinataires.

Soufre Shell est le plus gros producteur de soufre au monde, sa production représentant 47 % des ventes canadiennes et plus de 19 % du soufre vendu à l'échelle planétaire. En 2001, Shell a continué à vendre le soufre sur les marchés canadiens et d'exportation, le recul important des volumes expédiés aux États-Unis ayant été compensé par la croissance en Chine. La plupart des clients de Shell pour le soufre proviennent de l'industrie des engrais. Le soufre est expédié par chemin de fer aux États-Unis surtout sous forme liquide et, pour les marchés à l'extérieur de l'Amérique du Nord, il est d'abord expédié par chemin de fer sous forme solide à Vancouver, en Colombie-Britannique, d'où il est expédié outre-mer.

Produits d'exploitation par produit

Se reporter à la note afférente aux états financiers intitulée « Information sectorielle », à la page 49 du rapport annuel.

Le tableau suivant indique les pourcentages des produits d'exploitation par client :

Gaz naturel (%)	2001	2000
Ventes à des tiers	16	20
Ventes à des entités émettrices	–	–
Ventes à des actionnaires dominants	84	80
Total des ventes de gaz naturel	100	100

Liquides extraits du gaz naturel (%)	2001	2000
Ventes à des tiers	100	100
Ventes à des entités émettrices	–	–
Ventes à des actionnaires dominants	–	–
Total des ventes de liquides extraits du gaz naturel	100	100

Source et disponibilité des matières premières

La source et la disponibilité des réserves d'hydrocarbures dépendent du succès des programmes d'exploration et de mise en valeur de Shell. Les programmes de mise en valeur de Shell visent trois zones : les champs de gaz existants en profondeur dans le piémont de l'Ouest canadien, le gisement de bitume de Peace River et les champs de gaz près de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. Le programme d'exploration de Shell, au large de la Nouvelle-Écosse et dans le delta du Mackenzie, vise l'exploration de nouvelles réserves adjacentes aux complexes et à l'infrastructure industrielle existants.

Facteur saisonnier

Les volumes des ventes du gaz naturel sont plus élevés au cours des premier et quatrième trimestres de l'année en raison de la demande accrue de combustible au cours des mois d'hiver. La tendance récente vers une plus grande production d'électricité aux États-Unis à partir du gaz naturel a toutefois diminué l'ampleur des fluctuations saisonnières.

Activités de forage

Se reporter au tableau intitulé « Puits d'exploration et de développement forés », à la page 63 du rapport annuel.

Installations de production

Shell Canada exploite des usines de traitement du gaz naturel dans l'Ouest canadien et en Nouvelle-Écosse. Ces usines, dans lesquelles Shell possède des participations importantes, traitent environ 77 % des volumes de vente actuels de la Société. Les volumes de vente restants sont traités dans d'autres usines de traitement de gaz naturel dans l'Ouest canadien, dans lesquelles Shell Canada possède des participations diverses ou auxquelles

elle a accès aux termes de conventions de traitement à long terme. Le tableau suivant indique la capacité des principales usines de Shell Canada et l'utilisation qui en est faite :

Usines à gaz

	Participation de Shell Canada (%)	Capacité actuelle de gaz marchand ¹ (en millions de pi ³ /j)	Utilisation de la capacité actuelle ² (%)
Waterton	100	187	60
Jumping Pound	100	161	79
Burnt Timber	82	96	88
Caroline	72	123	92
Wildcat Hills (opérateur autre que Shell)	34	106	94
Goldboro (opérateur autre que Shell)	34	508	98

1. En fonction de la composition du gaz à l'arrivée, le volume actuel de gaz marchand qui peut être traité avec toutes les installations en service et le gaz d'alimentation optimisé en fonction des prix des produits.

2. En fonction des ventes moyennes quotidiennes par rapport à la capacité actuelle.

Shell a également des participations dans trois installations de fractionnement et de stockage de liquides extraits du gaz naturel exploitées par Dow Chemical Canada Inc. (« Dow »), BP Canada Energy Inc. et Sable Offshore Energy Inc. (« SOEI »). Ces installations ajoutent une valeur à la production de liquides extraits du gaz naturel de Shell et sont situées à proximité des principaux centres de mise en marché.

Fractionnement/stockage de liquides extraits du gaz naturel

	Participation de Shell Canada (%)	Quote-part de Shell (capacité) (en milliers de barils/j)	Taux d'utilisation de la quote-part de Shell ¹ (%)
Fort Saskatchewan (Alberta) (Dow)			
Dééthaniseur	44	31,0	80
Tour de fractionnement	42	12,5	90
Sarnia (Ontario) (BP Canada)			
Tour de fractionnement	13	15,0	100
Point Tupper (Nouvelle-Écosse) (SOEI)			
Tour de fractionnement	34	10	45

1. En fonction de la production quotidienne moyenne par rapport à la capacité disponible.

En 2001, Shell Canada était un important producteur de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel, de soufre et de bitume au Canada. Les champs importants dans lesquels Shell détient diverses participations sont les suivants :

Production de gaz naturel, de liquides extraits du gaz naturel et de soufre		Production de bitume
Alberta		
Burnt Timber	Caroline	Peace River
Clearwater	Jumping Pound	
Limestone	Moose/Whiskey	
Panther River	Waterton	
Wildcat Hills		
Nouvelle-Écosse		
North Triumph	Thebaud	
Venture		

Une grande quantité de la production de gaz naturel provient de champs dont le gaz naturel comprend d'importantes quantités de liquides et de sulfure d'hydrogène. La production à partir de ces champs exige un traitement complexe, qui génère d'importants volumes de liquides extraits du gaz naturel et de soufre ainsi que du gaz naturel marchand.

Emplacement des puits

Se reporter au tableau intitulé « Puits productifs », à la page 63 du rapport annuel.

Participation dans des propriétés importantes

Se reporter au tableau intitulé « Terrains et fonds marins en réserve », à la page 67 du rapport annuel.

Estimations des réserves

Se reporter à la rubrique « Réserves », aux pages 64 et 65 du rapport annuel, et à l'annexe I, à la page 23 de la présente notice annuelle.

Source des estimations des réserves

Les estimations des réserves sont préparées par la Société.

Rapprochement des réserves

Se reporter à la rubrique « Réserves », aux pages 64 et 65 du rapport annuel.

Rétrospective

PRODUCTION

	2001					2000				
	T1	T2	T3	T4	Exercice	T1	T2	T3	T4	Exercice
Gaz naturel (milliers de pi ³ /j)										
Brute	619 000	582 000	618 000	634 000	614 000	551 000	568 000	641 000	618 000	593 000
Éthane, propane et butane (barils/j)										
Brute	30 400	26 300	29 200	29 200	28 800	30 800	29 600	30 100	30 600	30 200
Condensat (barils/j)										
Brute	23 500	19 900	23 300	22 700	23 300	23 400	23 200	23 100	23 200	23 200
Bitume (barils/j)										
Brute	3 000	2 200	5 200	7 700	4 500	4 600	4 000	4 100	4 200	4 200

La production brute comprend toute la production correspondant aux intérêts de Shell avant déduction des redevances.

PRODUITS

Gaz naturel (\$/milliers de pi³)

	2001					2000				
	T1	T2	T3	T4	Exercice	T1	T2	T3	T4	Exercice
Prix moyen à la sortie de l'usine	9,58	6,36	3,96	3,31	5,75	3,06	3,73	4,74	7,13	4,74
Redevances	1,97	1,23	0,70	0,61	1,12	0,55	0,75	0,89	1,42	0,92
Frais d'exploitation										
Usines et champs	0,57	0,62	0,62	0,55	0,59	0,52	0,68	0,61	0,67	0,62
Siège social	0,11	0,19	0,12	0,12	0,13	0,11	0,14	0,10	0,02	0,09
Autre	0,03	0,07	0,07	0,19	0,09	0,09	0,06	0,09	0,13	0,09
Total des frais d'exploitation	0,71	0,88	0,81	0,86	0,81	0,72	0,88	0,80	0,82	0,80
Revenu net	6,90	4,25	2,44	1,84	3,82	1,79	2,10	3,05	4,89	3,02

Éthane, propane et butane (\$/baril)

	2001					2000				
	T1	T2	T3	T4	Exercice	T1	T2	T3	T4	Exercice
Prix moyen à la sortie de l'usine	35,76	26,21	17,80	15,96	24,22	19,52	19,72	23,89	29,30	22,75
Redevances	8,80	3,48	4,08	2,50	4,76	3,33	3,66	4,98	6,29	4,58
Frais d'exploitation										
Usines et champs	3,46	3,66	3,75	3,31	3,54	3,09	4,05	3,68	4,03	3,72
Siège social	0,65	1,17	0,71	0,73	0,81	0,67	0,84	0,61	0,12	0,55
Autre	0,16	0,43	0,43	1,11	0,54	0,54	0,37	0,53	0,76	0,55
Total des frais d'exploitation	4,27	5,26	4,89	5,15	4,89	4,30	5,26	4,82	4,91	4,82
Revenu net	22,69	17,47	8,83	8,31	14,57	11,89	10,80	14,09	18,10	13,35

Condensat (\$/baril)

	2001					2000				
	T1	T2	T3	T4	Exercice	T1	T2	T3	T4	Exercice
Prix moyen à la sortie de l'usine	42,46	42,22	39,26	29,43	38,23	39,05	39,98	44,16	47,15	42,62
Redevances	11,22	8,65	8,51	5,70	8,54	9,92	7,35	10,72	11,67	9,92
Frais d'exploitation										
Usines et champs	3,46	3,66	3,75	3,31	3,54	3,10	4,06	3,68	4,03	3,72
Siège social	0,65	1,17	0,71	0,73	0,81	0,67	0,84	0,61	0,12	0,55
Autre	0,16	0,43	0,43	1,11	0,54	0,54	0,37	0,53	0,76	0,55
Total des frais d'exploitation	4,27	5,26	4,89	5,15	4,89	4,31	5,27	4,82	4,91	4,82
Revenu net	26,97	28,31	25,86	18,58	24,80	24,82	27,36	28,62	30,57	27,88

COÛTS ENGAGÉS*(en millions de dollars)*

	2001					2000				
	T1	T2	T3	T4	Exercice	T1	T2	T3	T4	Exercice
Acquisition de biens-fonds	0	1	16	0	17	1	2	2	7	12
Coûts d'exploration	26	20	17	46	109	6	8	16	32	62
Coûts de mise en valeur	49	50	85	56	240	43	44	42	51	180
Total des coûts engagés	75	71	118	102	366	50	54	60	90	254

Engagements futurs**Engagements au titre des ventes**

<i>(en millions)</i>	Prix de vente par bep*		Volume <i>(en millions de bep)</i>	Durée
2 \$	35,60 \$		0,06	10 mois
512 \$	17,48 \$		29,29	2 à 9 ans

* *baril d'équivalent pétrole (bep).***Exploration et mise en valeur**

Les dépenses d'exploration et de mise en valeur figurent à l'annexe I, qui est jointe aux présentes et fait partie intégrante de la présente notice annuelle.

Des renseignements additionnels ayant trait aux activités d'exploration et de mise en valeur figurent aux pages 12 et 16 du rapport annuel.

SABLES BITUMINEUX

La construction se poursuit dans le cadre du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca. En vertu d'une entente de coentreprise, Shell Canada conserve une participation de 60 % dans le projet, tandis que Chevron Canada Limited et Western Oil Sands L.P. en détiennent chacune 20 %.

Le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabaska comprend les éléments suivants :

La mine de la rivière Muskeg, qui est construite sur la concession 13, à 75 kilomètres au nord de Fort McMurray, en Alberta. La mine de la rivière Muskeg utilisera des camions et des pelles excavatrices pour excaver les sables bitumineux ainsi que des technologies avancées d'extraction pour séparer le bitume des sables. La production de bitume devrait commencer à la fin de 2002 et atteindre 155 000 barils/j en 2003, lorsque les installations fonctionneront à pleine capacité. La mine et l'usine d'extraction seront exploitées par Albion Sands Energy Inc., qui supervise la construction.

L'unité de valorisation de Scotford, qui est construite à côté de la raffinerie existante de Shell à Scotford, au nord de Fort Saskatchewan, en Alberta. L'unité de valorisation de Scotford utilisera une technologie fondée sur un apport d'hydrogène pour transformer le bitume provenant de la mine de la rivière Muskeg en une gamme de pétroles bruts synthétiques de première qualité. Ces pétroles bruts seront utilisés dans la production de carburants propres de grande qualité pour aider à combler les besoins des Canadiens en matière de transport. L'unité de valorisation sera exploitée par Shell Canada.

Relativement à sa part de la mine et de l'unité de valorisation, Shell Canada investira 3 600 millions de dollars, une augmentation de 33 % par rapport à la première estimation. La Société agira également comme administrateur du projet et se chargera de la coordination d'ensemble de l'exécution du projet et de l'exploitation.

En plus de son investissement de 3 600 millions de dollars dans la coentreprise, Shell Canada affecte 450 millions de dollars à la modification de sa raffinerie existante de Scotford en vue d'utiliser les nouveaux pétroles bruts synthétiques produits par l'unité de valorisation de Scotford.

En 2001, l'investissement net de Shell dans le projet a été de 1 313 millions de dollars pour la mine et l'unité de valorisation et de 181 millions de dollars pour les modifications apportées à la raffinerie de Scotford.

Pour 2002, Shell a prévu au budget des dépenses en immobilisations de 890 millions de dollars pour la mine et l'unité de valorisation et de 100 millions de dollars à l'égard des modifications à la raffinerie de Scotford.

D'autres renseignements ayant trait au secteur des Sables bitumineux figurent aux pages 18 à 23 du rapport annuel.

Participation dans des propriétés importantes

Se reporter au tableau « Terrains et fonds marins en réserve », à la page 67 du rapport annuel.

Estimation des réserves

Se reporter à la rubrique « Réserves », à la page 66 du rapport annuel, et à l'annexe I, à la page 23 de la présente notice annuelle.

Source des estimations des réserves

Les estimations des réserves sont préparées par la Société.

Rapprochement des réserves

Se reporter à la rubrique « Réserves », à la page 66 du rapport annuel.

Engagements futurs

Engagements au titre du transport

	Prix par baril	Volume	Durée
(en millions)		(en millions de barils)	
1 339 \$	0,95 \$	1 414	25 ans

PRODUITS PÉTROLIERS

En 2001, les activités liées au raffinage, à l'approvisionnement, au transport et à la commercialisation du pétrole étaient gérées et exploitées par l'entremise de Produits Shell Canada, une société en nom collectif qui est, indirectement, la propriété exclusive de la Société. Shell fabrique et commercialise une gamme complète de produits pétroliers, y compris les essences automobiles, les carburants diesels, les carburants aviation, les mazouts domestiques, les huiles et les graisses de lubrification, les mazouts lourds, les solvants et les asphaltes.

Des renseignements additionnels ayant trait au secteur des Produits pétroliers figurent aux pages 24 à 31 du rapport annuel.

Modes de distribution

Shell Canada utilise différents modes de transport, y compris les bateaux, les pipelines, les wagons et les camions-citernes, pour transporter le pétrole brut et les produits raffinés. Shell prend les dispositions en matière de transport maritime, principalement par bateaux nolisés, afin de transporter les produits pétroliers dans la région des Grands Lacs, dans le golfe Saint-Laurent, en Arctique et sur la côte ouest. Shell possède des participations minoritaires dans divers pipelines de pétrole brut et de produits raffinés. Le système de transport de Shell Canada pour les produits raffinés comprend également des wagons-citernes, qui sont pour la plupart loués, et des camions de livraison en vertu de contrats.

Principaux marchés

Les produits pétroliers raffinés ainsi que les produits spécialisés destinés aux marchés commerciaux, agricoles, domiciliaires et de l'automobile sont commercialisés à l'échelle nationale, principalement sous les marques de commerce Shell. Shell Canada est également un fournisseur important de carburants et de lubrifiants aviation aux lignes aériennes internationales et nationales et de carburants et de lubrifiants marins aux bateaux dans les ports du Canada. La coquille Shell, marque de commerce appartenant au groupe Royal Dutch/Shell, et les marques de commerce et les noms de produits connexes constituent la pierre angulaire du secteur des Produits pétroliers. En 2001, la part du marché de détail dans les grands centres urbains du Canada était légèrement inférieure à 19 % (19 % en 2000).

À la fin de l'exercice, le nombre total d'établissements de détail de marque Shell était de 1 757 (1 740 en 2000), y compris trois établissements exploités à salaire, 645 établissements exploités à la commission, 159 établissements exploités par des propriétaires locataires et 950 établissements exploités par des détaillants propriétaires. Le réseau de marques de distributeur compte 178 stations-service (200 en 2000).

L'intégration et la rationalisation du réseau de marques de distributeur en propriété exclusive aux activités de Shell ont débuté en 1997 et se poursuivent comme prévu. En 2001, 22 stations-service de marques de distributeur ont été converties ou fermées.

Produits d'exploitation par produit

Se reporter à la note afférente aux états financiers intitulée « Information sectorielle », à la page 49 du rapport annuel.

Le tableau suivant indique les pourcentages des produits d'exploitation par client :

Esence (%)	2001	2000
Ventes à des tiers	100	100
Ventes à des entités émettrices	–	–
Ventes à des actionnaires dominants	–	–
Total des ventes d'essence	100	100

Distillats moyens (%)	2001	2000
Ventes à des tiers	100	100
Ventes à des entités émettrices	–	–
Ventes à des actionnaires dominants	–	–
Total des ventes de distillat moyen	100	100

Sources et disponibilité des matières premières

En 2001, 55 % (55 % en 2000) des besoins de Shell Canada en pétrole brut ont été assurés par la production de l'industrie nationale aux termes de diverses ententes d'achat et de vente. Moins de 1 % (1 % en 2000) de ces besoins ont été assurés par la propre production de Shell Canada. La partie restante de 45 % (45 % en 2000) a été importée.

Facteurs saisonniers

Dans le secteur des Produits pétroliers, il n'y a ni fluctuation saisonnière importante au cours de l'année, ni cycle pluriannuel.

Fabrication

Les trois raffineries de Shell en exploitation, situées à Sarnia, en Ontario, à Montréal, au Québec, et à Fort Saskatchewan, en Alberta, ont atteint des taux d'utilisation moyens de 92 % en 2001 (91 % en 2000). Une insistance continue sur la sécurité et la fiabilité des activités de raffinage, ainsi que la capacité des groupes de vente et de négociation à soupeser les besoins du marché national et les possibilités d'exportation, permet à Shell d'exploiter ces installations selon des taux d'utilisation rationnels.

Les raffineries de Shell Canada continuent de représenter environ 16 % (16 % en 2000) de la capacité d'exploitation des raffineries au Canada en 2001. Le tableau suivant indique l'emplacement et la capacité nominale de chacune des raffineries de Shell Canada au 31 décembre 2001.

Raffinerie	Capacité nominale quotidienne¹ (en mètres cubes)
Montréal-Est (Québec)	20 660
Sarnia (Ontario)	11 360
Scotford (Alberta)	15 560
Total	47 580

¹ La capacité nominale se fonde sur les spécifications définies à l'égard des types de pétrole brut, des produits à obtenir et les procédés de raffinage, en tenant compte d'une marge estimative pour des arrêts d'entretien normaux annuels. Par conséquent, la capacité aux termes des conditions d'exploitation réelles pourrait être supérieure ou inférieure à la capacité nominale.

En 2001, l'usine automatisée de mélange de lubrifiants de Shell située à Brockville, en Ontario, a produit 130 millions de litres, une augmentation de 25 % par rapport aux volumes atteints en 2000. L'installation de

fabrication de graisses de Calgary a produit 3 millions de kilogrammes de graisses à base de savon et de microgel en 2001, une augmentation de 3,4 % par rapport aux volumes atteints en 2000.

Restructuration

En date du 1^{er} janvier 2001, les activités de Produits Shell Canada Limitée ont été cédées à Produits Shell Canada, une société en nom collectif formée en vertu des lois de l'Alberta et dont Produits Shell Canada Limitée possède 99,99 % des parts et en est l'associé directeur. Le reste des parts sont détenues par une filiale de la Société.

SITUATION DE LA CONCURRENCE

Les activités relatives à l'industrie pétrolière et gazière au Canada sont assujetties aux lois et aux règlements fédéraux, provinciaux et municipaux régissant le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement, les exportations, le revenu et autres questions. L'industrie pétrolière canadienne est très concurrentielle à tous les égards, y compris quant à l'exploration et à la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement, à l'acquisition de participations pétrolières et gazières, à la construction et à l'exploitation de pipelines de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés, et au raffinage, à la distribution et à la commercialisation de produits pétroliers.

Dans le secteur des Ressources, les acquisitions de droits d'exploration sur les terres de la Couronne au Canada se font selon un processus d'adjudication publique. Les données d'exploration sismique et de forage propres à une société sont généralement considérées comme des secrets commerciaux. Les prix de tous les produits sont fixés par la situation du marché et sont soumis à une concurrence à l'échelle internationale.

La *Loi sur Investissement Canada* oblige Shell Canada, un non-Canadien au sens de la loi et un investisseur ressortissant d'un membre de l'Organisation mondiale du commerce (« OMC »), à aviser Investissement Canada de tous les investissements qui donnent lieu à une prise de contrôle d'une entreprise canadienne existante ou à la création d'une nouvelle entreprise canadienne s'il ne s'agit pas d'une opération sujette à un examen. Tout placement direct supérieur à 209 millions de dollars en 2001 peut être sujet à un examen, et une acquisition indirecte peut être sujette à un examen si la valeur de l'actif de l'entreprise située au Canada représente plus de 50 % de la valeur de l'actif de l'opération. Des seuils supplémentaires s'appliquent dans les cas d'acquisition ou de création de types particuliers d'entreprises canadiennes.

La construction de points de vente dans l'ensemble de l'industrie au cours des décennies précédentes n'a pas encore été pleinement rationalisée par les membres de l'industrie. Par conséquent, il y a toujours trop de points de vente, et l'impulsion est forte au sein de l'industrie de poursuivre des programmes de rationalisation des actifs afin d'améliorer l'efficacité d'exploitation dans les réseaux. La réduction du nombre de stations-service de marque Shell a contribué à la réduction des frais d'exploitation par unité de marketing depuis 1995 sans pour autant réduire la part du marché.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les frais de recherche et de développement se sont élevés à 5 millions de dollars en 2001 (7 millions de dollars en 2000).

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La conformité aux lois et aux règlements fédéraux, provinciaux et locaux ainsi que le respect du système de gestion de la santé, de la sécurité et du développement durable de Shell demeurent un élément essentiel du succès commercial actuel et à long terme de Shell.

Les dépenses de la Société liées à l'environnement se sont élevées à 173 millions de dollars en 2001, contre 112 millions de dollars en 2000. Ces dépenses comprennent le capital, le coût permanent de l'exploitation des unités de traitement et du matériel de réduction de la pollution pour garantir la conformité environnementale, l'évaluation et l'assainissement des sols, la gestion des déchets, les droits d'association, les frais juridiques et les amendes ainsi que les coûts liés à la recherche environnementale et au personnel de soutien en environnement.

D'importantes dépenses étaient liées aux coûts d'abandon de puits et de remise en état des terres en amont et aux coûts de remise en état dans le secteur marketing en aval, et il y a eu d'importantes dépenses en immobilisations visant le projet de reformulation du carburant aux raffineries de Shell. Le programme visant à améliorer le réseau des stations-service s'est poursuivi, la priorité étant donnée aux emplacements à risque élevé et au nettoyage et à l'abandon des établissements non rentables. Les coûts se sont élevés à 49 millions de dollars, une augmentation d'environ 44 %. Cette hausse s'explique principalement par les sommes additionnelles requises pour la mise en place d'unités d'hydrotraitement de l'essence aux raffineries de Sarnia et de Montréal-Est. En outre, le secteur des Produits a engagé des dépenses additionnelles de 7 millions de dollars pour les activités de remise en état dans le réseau des marques de distributeur et à la raffinerie de Balzac. Dans le secteur des Ressources, les dépenses liées à l'abandon de puits, à l'évaluation et à la remise en état de lieux ont augmenté d'environ 40 % par rapport à celles de 2000 pour s'établir à 7 millions de dollars. Les frais de mise en valeur des sables bitumineux de l'Athabasca ont surtout porté sur les approbations des organismes de réglementation, l'investissement social dans la collectivité, la conception et les activités sur place pour un total de 7 millions de dollars. Cette augmentation de 2 millions de dollars par rapport aux dépenses de 2000 s'explique par le fait que la mine de la rivière Muskeg et l'unité de valorisation de Scotford seront bientôt pleinement en service. Le renforcement de l'effectif en environnement a été nécessaire afin de répondre aux besoins opérationnels de ces projets. De plus, il y a eu une hausse des dépenses afin de respecter les engagements environnementaux et sociaux liés au projet. Cela comprend l'installation d'une station pour la surveillance de la pollution atmosphérique dans la région de Fort Saskatchewan et une hausse des dépenses liées au groupe de travail multilatéral. L'augmentation des dépenses tient également compte des coûts liés à la préparation de nouvelles demandes relatives à l'expansion du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca.

En octobre 2000, Shell a soumis son plan mis à jour visant le contrôle des émissions de gaz à effet de serre à Mesure volontaire et Registre Inc. dans le cadre du programme national visant la réduction des gaz à effet de serre. En raison d'une efficacité énergétique accrue et de l'achat d'électricité de sources d'énergie diverses, la Société a réduit ses émissions de dioxyde de carbone d'environ 774 000 tonnes depuis 1990, soit d'environ 10 % par rapport aux niveaux de 1990. La Société s'est fixée comme objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre provenant de ses activités de base de 6 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2008.

Les nouvelles activités dans le secteur des Sables bitumineux de Shell accroîtront beaucoup les émissions totales de la Société et il sera difficile d'obtenir des réductions plus considérables. L'objectif actuel consiste à réduire les émissions de dioxyde de carbone de 6 % par rapport à celles associées au brut classique importé que le projet d'exploitation des sables bitumineux remplacera. Cet engagement représente une réduction estimative de 50 % des émissions liées au projet par rapport au volume prévu à la mise en service au moyen d'améliorations additionnelles au titre de l'efficacité énergétique et de compensations.

Les dépenses au titre de l'environnement devraient rester aux niveaux actuels à court terme, principalement en raison des dépenses associées au projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca. Le programme continu d'amélioration des établissements de marketing, la remise en état liée à l'abandon de puits, le nettoyage de lieux, les programmes de gestion des émissions de gaz à effet de serre, des composés organiques volatils et des substances toxiques ainsi que le retrait du soufre des produits nécessiteront d'importantes dépenses à court terme.

NOMBRE D'EMPLOYÉS

Le nombre d'employés à la fin de 2001 était de 3 674, contre 3 392 employés à la fin de 2000. Le tableau suivant indique le nombre d'employés dans chaque secteur d'affaires :

Unité d'affaires	Nombre d'employés	
	au 31 décembre 2001	au 31 décembre 2000
Ressources	817	782
Produits pétroliers	2 019	1 980
Sables bitumineux	275	100
Opérations générales	563	530
Total	3 674	3 392

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

Aucun des secteurs de la Société ne dépend d'activités étrangères.



RENSEIGNEMENTS ANNUELS

Total des produits

Se reporter à la section « Produits » du tableau « Résultats et bénéfices non répartis consolidés », qui figure à la page 43 du rapport annuel.

Bénéfice total, bénéfice par action participative et bénéfice dilué par action participative

Se reporter au tableau « Résultats et bénéfices non répartis consolidés », qui figure à la page 43 du rapport annuel, et aux renseignements par action ordinaire présentés à la page 68 du même rapport.

Total de l'actif

Se reporter au bilan consolidé, qui figure à la page 45 du rapport annuel.

Passif financier à long terme

Se reporter au bilan consolidé, qui figure à la page 45 du rapport annuel.

Dividendes en espèces déclarés par action

Se reporter aux données par action ordinaire présentées à la page 68 du rapport annuel.

Éléments ayant une incidence sur la comparabilité

1997 En 1997, la Société a reçu un remboursement d'impôts et des intérêts connexes à titre de règlement final relativement à un certain nombre de questions fiscales remontant à la période allant de 1971 à 1991. Une partie du remboursement de 200 millions de dollars a été imputée aux résultats des exercices antérieurs. Un gain après impôts de 67 millions de dollars résultant de cette opération a été inclus dans le bénéfice de 1997. Au cours du deuxième trimestre de 1997, la Société a acheté 15 999 784 de ses actions ordinaires (14 % du total) au prix de 61 \$ l'action pour un coût total de 976 millions de dollars. Le 30 juin 1997, les actions ordinaires ont été fractionnées à raison de trois pour une.

1998 Le bénéfice tient compte de la vente des intérêts de Shell dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour 18 millions de dollars et de la vente de Midale pour 23 millions de dollars. Une partie du remboursement d'impôts de 1997, soit 60 millions de dollars, a été constatée en 1998. Le bénéfice de 1998 comprend un gain de 32 millions de dollars tiré de la vente, en juin, de l'immeuble Shell Centre, siège social de la Société situé à Calgary, en Alberta.

1999 La vente du secteur des Plaines a donné lieu à un gain de 230 millions de dollars, et une provision pour réduction de la valeur de Peace River d'un montant de 32 millions de dollars a été portée en réduction du bénéfice. Le bénéfice comprend un gain de 54 millions de dollars provenant des droits versés par les autres partenaires de la coentreprise d'exploitation des sables bitumineux de la région de l'Athabasca et un gain après impôts de 35 millions de dollars découlant de la vente de la participation de Shell dans Coral Energy L.P.

2000 En date du 1^{er} janvier 2000, la Société a adopté la nouvelle norme comptable canadienne relative aux impôts sur les bénéfices. La Société a adopté cette norme rétroactivement, sans retraitement des états financiers antérieurs. Ce changement s'est traduit sur le bilan par une diminution des impôts sur les bénéfices

futurs et une augmentation des bénéfices non répartis de 61 millions de dollars. L'incidence sur le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2000 n'est pas significative.

2001 Le bénéfice de 2001 comprend un avantage ponctuel issu d'une baisse du taux d'imposition provincial de l'Alberta et de l'Ontario. Le poste des impôts sur les bénéfices futurs des secteurs des Ressources et des Produits pétroliers affiche une diminution de 25 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement. En juin, la vente du pipeline Cochin s'est traduite par un gain de 14 millions de dollars. Les opérations de couverture liées à la production du gaz naturel ont réduit le bénéfice de quelque 10 millions de dollars pour l'exercice.

Information des huit trimestres

Se reporter à l'information financière et boursière par trimestre présentée à la page 69 du rapport annuel.

DIVIDENDES

La déclaration des dividendes est à la discrétion du conseil d'administration de la Société. Des dividendes semestriels ont été déclarés pour des exercices antérieurs à 1996. En janvier 1996, le conseil d'administration a approuvé le versement trimestriel des dividendes. En 2001, des dividendes de 20 cents par action ont été versés le 15 mars, le 15 juin, le 14 septembre et le 18 décembre.

PRINCIPES COMPTABLES ÉTRANGERS GÉNÉRALEMENT RECONNUS

Renseignements additionnels

Des renseignements additionnels, en conformité avec les dispositions de la norme comptable n° 69 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis, sont présentés à l'annexe I ci-jointe, laquelle fait partie intégrante de la présente notice annuelle.

Principes comptables généralement reconnus des États-Unis

Les différences importantes entre les principes comptables généralement reconnus du Canada et ceux des États-Unis sont résumées dans l'annexe II ci-jointe, laquelle fait partie intégrante de la présente notice annuelle.

Le traitement des instruments dérivés et des activités de couverture présente un intérêt particulier en 2001. La Société a recours aux instruments dérivés pour se protéger contre les fluctuations défavorables des taux d'intérêt, des devises et des prix des matières auxquelles elle s'expose dans ses activités de production, de commercialisation, de fabrication, d'approvisionnement, d'échange et de financement. La Société ne s'engage pas dans des activités de gestion de risque à des fins spéculatives.

La société ne vise pas le traitement comptable de couverture aux termes des normes américaines pour toutes les opérations de couverture conclues. Pour gérer efficacement le risque, la Société fait l'acquisition d'instruments dérivés uniquement pour le risque résiduel, après l'évaluation du risque net global de la Société. Même si tous les instruments dérivés sont détenus à des fins de couverture, une seule opération avait fait l'objet d'un traitement comptable de couverture selon les normes américaines par la Société à la fin de l'exercice.

Analyse par la direction

Se reporter aux pages 9 à 40 du rapport annuel.

Marché pour la négociation des titres

Se reporter à la rubrique « Renseignements aux investisseurs », à la page 73 du rapport annuel.



Se reporter au tableau de la page 70 du rapport annuel, à la rubrique « Exposé des méthodes de régie d'entreprise », aux pages 71 et 72 du rapport annuel, et à la rubrique intitulée « Renseignements concernant les candidats aux postes d'administrateurs », aux pages 3 et 4 de la circulaire de sollicitation de procurations.

Les personnes suivantes étaient les dirigeants de la Société en date du 31 décembre 2001 :

Nom et municipalité de résidence	Poste	Occupation principale si autre que le poste occupé au cours des cinq années précédentes
Timothy W. Faithfull Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction	—
Raymond I. Woods Calgary (Alberta)	Vice-président et chef de l'exploitation, Ressources	—
Steinar Støtvig Calgary (Alberta)	Vice-président et chef des services financiers	—
R. Terry Blaney Calgary (Alberta)	Vice-président, marketing	—
Harold W. Lemieux Calgary (Alberta)	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire	—
Neil J. Camarta Calgary (Alberta)	Vice-président principal, Sables bitumineux	—
Graham Bojé Calgary (Alberta)	Vice-président, fabrication	—
Gary N. Stewart Calgary (Alberta)	Trésorier	—
Matthew B. Haney Calgary (Alberta)	Contrôleur	—
Susan S. Boughs Toronto (Ontario)	Secrétaire adjointe	Chef du contentieux adjointe, Est du Canada Shell Canada Limitée
Jane M. Coull Calgary (Alberta)	Secrétaire adjointe	Avocate principale Shell Canada Limitée
John Courtright Calgary (Alberta)	Secrétaire adjoint	Chef du contentieux adjoint, Sables bitumineux Shell Canada Limitée
Linda M. Howey Calgary (Alberta)	Secrétaire adjointe	Avocate principale, Produits Shell Canada Limitée

Tous les dirigeants de la Société susmentionnés ont, au cours des cinq dernières années, été activement engagés dans les activités de la Société ou de ses sociétés associées à titre de hauts dirigeants ou d'employés. Le pourcentage des actions ordinaires de la Société qui sont la propriété véritable, directement ou indirectement, des administrateurs et des hauts dirigeants en tant que groupe ou sur lesquels ils exercent un contrôle ou une emprise est inférieur à un 1 %.

La Société a trois comités du conseil d'administration. Se reporter aux pages 71 et 72 du rapport annuel pour consulter un exposé portant sur les trois comités du conseil et de leurs membres.

Se reporter à la rubrique « Certaines opérations » à la page 5 de la circulaire de sollicitation de procurations pour connaître les autres entités qui font des affaires avec la Société et dont un administrateur ou un dirigeant agit également en qualité d'administrateur de la Société.

Informations supplémentaires

DISPONIBILITÉ DES DOCUMENTS

Il est possible d'obtenir, sur demande adressée au secrétaire de la Société, des exemplaires des documents suivants : la notice annuelle de la Société pour l'exercice 2001 ainsi que les documents qui y sont intégrés par renvoi, la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société concernant sa dernière assemblée annuelle des actionnaires, le rapport annuel de la Société renfermant les états financiers comparatifs pour 2001, le rapport des vérificateurs connexe, l'analyse de la direction ainsi que les états financiers intermédiaires ultérieurs au 31 décembre 2001.

Lorsque les titres de la Société font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié ou d'un prospectus simplifié provisoire, des exemplaires des documents précédents et de tout autre document qui est intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou dans le prospectus simplifié peuvent également être obtenus sur demande adressée au secrétaire de la Société.

La circulaire de sollicitation de procurations de la Société concernant son assemblée annuelle des actionnaires du 25 avril 2002 contient des renseignements additionnels, y compris la rémunération et les dettes des administrateurs et des dirigeants, le nom des principaux porteurs des titres de la Société, les options visant l'achat de titres et les intérêts des initiés dans les opérations importantes, le cas échéant. Des renseignements additionnels figurent dans les états financiers comparatifs de la Société pour son dernier exercice financier.



RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS

Les renseignements additionnels relatifs aux activités pétrolières et gazières et présentés ci-dessous ont été préparés en conformité avec les dispositions de la norme comptable n° 69 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis et sont non vérifiés. La Securities and Exchange Commission des États-Unis a adopté cette norme, qui dresse une liste détaillée des renseignements à fournir à l'égard des activités de production de pétrole et de gaz classiques.

<i>Au 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2001	2000	1999
Coûts capitalisés			
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz	174	167	140
Réserves prouvées de pétrole et de gaz	3 967	3 743	3 454
	4 141	3 910	3 594
Amortissement et épuisement accumulés	2 009	1 863	1 562
Coûts capitalisés, montant net	2 132	2 047	2 032

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

Frais engagés			
Acquisition de biens-fonds	17	12	5
Frais d'exploration	109	62	70
Frais de mise en valeur	240	180	411
Total des frais engagés	366	254	486

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

Résultats d'exploitation liés aux activités de production			
Produits	1 838	1 786	1 116
Frais d'exploitation	623	613	453
Frais d'exploration	81	41	70
Amortissement, épuisement et mises hors service	212	189	140
Impôts sur les bénéfices	361	407	196
Résultats d'exploitation liés aux activités de production	561	536	257

Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés

De l'avis de la direction, les renseignements suivants relatifs aux produits futurs nets n'ont pas pour but de fournir une estimation précise de la valeur des activités pétrolières et gazières de la Société. Ils doivent être interprétés avec prudence, puisque les flux de trésorerie futurs réels différeront des flux de trésorerie nets futurs sur les points suivants :

- a) Les flux de trésorerie futurs seront tirés non seulement des réserves prouvées, mais aussi des réserves probables et éventuelles qui, par la suite, deviendront prouvées;
- b) Les coûts et les prix des exercices futurs s'appliqueront, plutôt que ceux de l'exercice courant;
- c) La conjoncture économique, les conditions d'exploitation et la réglementation changeront;
- d) Les calculs excluent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du bitume.

Les calculs incluent des produits bruts tirés du soufre de 138 millions de dollars (232 millions de dollars en 2000; 233 millions de dollars en 1999). Les coûts associés à ces produits ne peuvent être isolés.

Les renseignements relatifs aux exercices 2001 et 2000 comprennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation in situ de Peace River. Les données de l'exercice 1999 n'ont pas été retraitées pour tenir compte des flux de trésorerie liés aux activités de Peace River, car leur incidence est négligeable.

<i>Au 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2001	2000	1999
Flux de trésorerie nets			
Encaissement futur	11 979	25 745	12 313
Frais futurs d'exploitation et de mise en valeur	6 094	6 572	3 304
Impôts sur les bénéfices futurs	2 090	8 649	3 215
Flux de trésorerie nets futurs ¹	3 795	10 524	5 794
Actualisation au taux annuel de 10 % selon l'échéancier estimatif des flux de trésorerie	1 596	4 414	2 491
Mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés liés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz	2 199	6 110	3 303
Variations des flux de trésorerie nets			
Solde au début de l'exercice	6 110	3 303	2 281
Variations découlant des éléments suivants :			
Ventes, déduction faite des frais d'exploitation	(1 931)	(862)	(744)
Variation nette des prix et des frais d'exploitation	(6 054)	6 486	1 770
Extensions, découvertes et méthodes d'extraction améliorées, déduction faite des frais connexes	53	8	1
Frais de mise en valeur engagés au cours de l'exercice	154	136	411
Révisions d'estimations antérieures	(297)	(151)	316
Achats de réserves en place	7	—	—
Ventes de réserves en place	—	(14)	(775)
Augmentation de l'écart d'actualisation	612	330	338
Variation nette des impôts sur les bénéfices	3 545	(3 126)	(295)
(Diminution) augmentation nette au cours de l'exercice	(3 911)	2 807	1 022
Solde à la fin de l'exercice	2 199	6 110	3 303

1. Les flux de trésorerie nets futurs ont été calculés en fonction des prix et des coûts à la fin de l'exercice et en fonction des taux d'imposition en vigueur à la fin de l'exercice s'appliquant aux réserves prouvées forées et non forées existantes de pétrole et de gaz.

**PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS
ET PRATIQUES AMÉRICAINES DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION**

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Ils diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis sur les points suivants :

Impôts sur les bénéfices Aux termes des principes comptables américains, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont constatés, dans les états financiers de la Société, suivant la méthode axée sur le bilan. Le 1^{er} janvier 2000, les principes canadiens et américains de constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs ont été harmonisés.

Conversion des devises Les éléments de passif à long terme libellés en devises sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains et les pertes de change non matérialisés découlant de la conversion ont été reportés et amortis sur la durée restante de ces éléments. En vertu des principes comptables américains, ces gains ou ces pertes doivent être pris en compte dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel ils surviennent. Le 1^{er} janvier 2002, les principes canadiens et les normes américaines ont été harmonisés.

Capitalisation des intérêts Les intérêts débiteurs sont passés en charge au moment où ils sont engagés. En vertu des principes comptables américains, certains intérêts débiteurs sur les dépenses en capital sont capitalisés et amortis ultérieurement.

Charges de retraite Selon la méthode du couloir qui était utilisée avant 2000 pour comptabiliser les charges de retraite conformément aux principes comptables américains, les gains et les pertes n'étaient amortis que s'ils dépassaient un seuil de 10 %. Le 1^{er} janvier 2000, une nouvelle norme comptable a été adoptée pour harmoniser les normes comptables canadiennes et américaines. L'adoption de la nouvelle norme canadienne a donné lieu à un actif de transition, qui est amorti sur la durée globale de la carrière active moyenne estimative des employés. Ce montant n'est pas comptabilisé aux fins de déclaration aux États-Unis.

Instruments dérivés et opérations de couverture En 2001, une nouvelle norme comptable (FAS 133) relative au traitement et à la divulgation des instruments financiers a été adoptée. En vertu de cette norme, une opération qui n'est pas considérée, par définition, comme une couverture est évaluée au marché et imputée aux résultats. À la fin de l'exercice, une seule opération avait fait l'objet d'un traitement comptable de couverture par la Société aux termes de la norme américaine.

Rémunération en actions La norme de comptabilité américaine FAS 123 exige que les options octroyées en fonction du rendement soient imputées aux résultats. Ce montant est négligeable et, par conséquent, le bénéfice net n'en tient pas compte.

Frais d'expédition et de manutention L'Emerging Issues Task Force du FASB aux États-Unis exige que les frais d'expédition et de manutention soient compris dans le coût des produits vendus. Selon la norme canadienne, ces frais sont inscrits dans les postes suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	2001	2000	1999
Produits	251	347	275
Frais d'exploitation	42	46	44

Si les états financiers de la Société avaient été présentés selon les principes comptables des États-Unis, le bénéfice et le bénéfice par action se seraient établis comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2001	2000	1999
Bénéfice	1 010	857	641
Augmentation (<i>diminution</i>) des éléments suivants :			
Conversion de devises	–	8	62
Intérêts capitalisés amortis	(18)	(12)	(12)
Charge de retraite	(31)	(33)	(27)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	9	–	–
Impôts sur les bénéfices	19	5	17
Bénéfice ajusté attribuable aux actions ordinaires	989	825	681
Bénéfice par action ordinaire – de base (en dollars)	3,60	3,00	2,38

L'incidence nette des écarts dans le bilan consolidé de la Société est négligeable, à l'exception d'un montant de 225 millions de dollars au titre des bénéfices non répartis découlant de la vente du secteur des Produits chimiques en 1996. Cet élément serait classé comme surplus d'apport. En conformité à la norme FAS 133, il y aurait également un passif net de 18 millions de dollars et un montant correspondant serait imputé aux autres résultats globaux.

Dans les flux de trésorerie consolidés de 2001, les normes comptables américaines exigeraient que la position de trésorerie négative de 25 millions de dollars soit reclassée comme activité de financement.



Aux actionnaires de Shell Canada Limitée

Nous avons produit un rapport daté du 31 janvier 2002 sur les bilans consolidés de Shell Canada Limitée aux 31 décembre 2001, 2000 et 1999 et sur les états consolidés des résultats et bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001. Dans le contexte de nos vérifications des états financiers consolidés susmentionnés, nous avons également vérifié la note supplémentaire afférente intitulée « Principes comptables généralement reconnus des États-Unis et pratiques américaines de présentation de l'information », décrite dans la notice annuelle. La responsabilité de cette note complémentaire incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cette note complémentaire en nous fondant sur nos vérifications.

À notre avis, cette note supplémentaire relative aux états financiers de base pris dans leur ensemble donne, à tous les égards importants, une image fidèle de l'information présentée dans ces états.

PricewaterhouseCoopers s.r.l.

Comptables agréés
Calgary (Alberta)
31 janvier 2002

Aux actionnaires de Shell Canada Limitée

Aux États-Unis, les normes de rapport obligent les vérificateurs à ajouter un paragraphe explicatif (immédiatement après le paragraphe d'énoncé d'opinion) dans le cas d'un changement dans la sélection des principes comptables qui a un effet important sur la comparabilité des états financiers, comme celui que décrit la note 4 afférente aux états financiers. Notre rapport aux actionnaires daté du 31 janvier 2002 est formulé conformément aux normes de rapport canadiennes, qui n'exigent pas la mention d'un tel changement dans la sélection des principes comptables dans le rapport des vérificateurs lorsque le changement est pris en compte convenablement et présenté adéquatement dans les états financiers.

PricewaterhouseCoopers s.r.l.

Comptables agréés
Calgary (Alberta)
31 janvier 2002



Shell Canada Limitée

**Pour de plus amples renseignements,
s'adresser aux :**

Relations avec les investisseurs
Shell Canada Limitée
Shell Centre
400 – 4th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) T2P 0J4
Téléphone : (403) 691-2175
Site Web : www.shell.ca