

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-K

**RAPPORT ANNUEL EN VERTU DE L'ARTICLE 13 OU 15(d) DE LA LOI INTITULÉE
*SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934***

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999

ou

**RAPPORT PROVISOIRE EN VERTU DE L'ARTICLE 13 OU 15(d) DE LA LOI INTITULÉE
*SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934***

Pour la période de transition du _____ au _____

Numéro de dossier à la Commission 1-6702



Canadian Occidental Petroleum Ltd.

Société constituée en vertu des lois du Canada

98-6000202

(Numéro d'identification de l'employeur – IRS)

1500, 635 8th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, Canada, T2P 3Z1
Téléphone : (403) 234-6700

Titres inscrits en vertu de l'article 12(b) de la Loi :

Titre de chaque catégorie
Actions ordinaires, sans valeur nominale

Titres privilégiés, échéant en 2047
Titres privilégiés, échéant en 2048

**Nom de chaque bourse où les
titres sont inscrits**

American Stock Exchange
Bourse de Toronto
New York Stock Exchange
New York Stock Exchange

Titres inscrits en vertu de l'article 12(g) de la Loi : aucun

Veuillez indiquer par un crochet si la personne inscrite 1) a déposé tous les rapports devant être déposés en vertu de l'article 13 ou 15(d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 mois précédents et 2) a été assujettie à de telles exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui Non

Veuillez indiquer par un crochet si la divulgation des personnes inscrites en retard dans les dépôts au sens de l'article 405 du règlement S-K ne paraît pas aux présentes et si, pour autant que sache la personne inscrite, elle ne paraîtra pas dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction ou les documents d'information définitifs intégrés par renvoi dans la partie III du présent formulaire 10-K ou de toute modification de ce formulaire 10-K.

Au 31 janvier 2000, la valeur marchande totale des actions comportant droit de vote détenues par des personnes ne faisant pas partie du groupe de la personne inscrite s'élevait à approximativement 4,0 milliards (dollars canadiens) en fonction du cours de clôture à la Bourse de Toronto à cette date. Au 31 janvier 2000, il y avait 138 292 672 actions ordinaires émises et en circulation.

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I

Rubriques 1 et 2. Activités et propriétés

	Généralités	1
	Pétrole et gaz.....	2
	Coentreprise Syncrude	11
	Produits chimiques	13
	Réglementation gouvernementale	15
	Réglementation environnementale	18
	Effectif	21
Rubrique 3.	Litiges en cours.....	22
Rubrique 4.	Soumission de questions au vote des actionnaires.....	23

PARTIE II

	Rubrique 5. Marché pour la négociation des actions ordinaires de la personne inscrite et questions relatives aux actionnaires	24
Rubrique 6	Données financières choisies.....	25
Rubrique 7	Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation.....	25
Rubrique 8	États financiers et information financière supplémentaire.....	41
Rubrique 9	Modifications apportées à la divulgation d'information comptable et financière et divergences d'opinions avec des comptables à cet égard.....	78

PARTIE III

	Rubrique 10. Administrateurs et membres de la haute direction de la personne inscrite.....	
Rubrique 11.	Rémunération de la haute direction	
Rubrique 12.	Titres appartenant à certains propriétaires réels et membres de la direction.....	
Rubrique 13	Certains liens et opérations connexes.....	

Dans ce rapport, à moins d'indication contraire, tous les montants en dollars ou références au symbole \$ sont exprimés en dollars canadiens et les chiffres relatifs à la production et aux réserves représentent la participation directe de la société après les redevances. Les volumes de gaz naturel sont convertis en équivalent pétrole selon le facteur de conversion de dix mille pieds cubes pour un baril de pétrole pour le Canada et six mille pieds cubes pour un baril de pétrole pour les États-Unis et la mer du Nord.

Certains énoncés du présent rapport constituent des *énoncés prospectifs* au sens de *forward-looking statements* de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, l'article 21E de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée, et de l'article 27A de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, en sa version modifiée. Voir la *Note spéciale concernant les énoncés prospectifs* à la rubrique 7 de ce rapport.

Au cours des cinq exercices se terminant le 31 décembre 1999, le taux de change à midi du dollar canadien était le suivant, tel que publié par la Banque du Canada :

	<u>31 décembre</u>	<u>Moyen</u> (dollars américains)	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>
1995	0,7331	0,7285	0,7533	0,7009
1996	0,7296	0,7334	0,7526	0,7212
1997	0,6991	0,7223	0,7489	0,6948
1998	0,6534	0,6743	0,7105	0,6343
1999	0,6929	0,6730	0,6929	0,6537

Le 31 janvier 2000, le taux de change à midi était de 0,6891 \$US pour 1 \$CAN.

PARTIE I

RUBRIQUES 1 et 2. ACTIVITÉS ET PROPRIÉTÉS

GÉNÉRALITÉS

Canadian Occidental Petroleum Ltd. (*CanadianOxy* ou la *société*) a été constituée en vertu des lois du Canada et formée le 12 juillet 1971 à la suite d'une restructuration qui a fusionné les activités dans les domaines du pétrole brut, du gaz naturel et du soufre de son prédécesseur Jefferson Lake Petrochemicals of Canada Ltd. et les activités canadiennes dans les domaines du pétrole brut, du gaz naturel et des produits chimiques d'Occidental Petroleum Corporation (*Occidental*) de Los Angeles, en Californie. Au 31 décembre 1999, Occidental était le propriétaire réel d'environ 29 pour cent des actions ordinaires de CanadianOxy.

À compter du 14 avril 1997, CanadianOxy a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Wascana Energy Inc. (*Wascana*) dans le cadre d'une offre publique d'achat. Le prix d'achat total des actions de Wascana s'est élevé à environ 1,7 milliard de dollars. Wascana était une société canadienne ouverte du domaine de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de produits connexes principalement dans l'ouest du Canada, et du transport et de la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel qu'elle produit ou achète à des tiers.

Le 1^{er} mars 2000, la société, le Conseil du Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario (le *Conseil*) et Occidental ont conclu une convention (la *convention*) par laquelle Occidental vendrait sa participation de 29 pour cent dans CanadianOxy. Le Conseil acquerra 20,2 millions d'actions ordinaires. La société rachètera 20 millions d'actions ordinaires au prix d'environ 592 millions de dollars. CanadianOxy s'est aussi engagée à échanger ses activités pétrolières et gazières en Équateur contre la participation de 15 pour cent d'Occidental dans les activités chimiques de la société. Cette opération se fera sous réserve de l'approbation d'une majorité des actionnaires de CanadianOxy autres que Occidental et le Conseil à une assemblée des actionnaires qui doit avoir lieu le 17 avril 2000.

CanadianOxy est une multinationale de produits énergétiques et chimiques exerçant des activités dans les domaines suivants :

Pétrole et gaz

CanadianOxy effectue l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de produits connexes dans le monde entier. En outre, elle s'occupe du transport et de la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel qu'elle produit ou qu'elle achète à des tiers.

Coentreprise Syncrude

CanadianOxy participe au développement et à la production de pétrole brut synthétique et de soufre provenant des sables pétrolifères au Canada, principalement dans le cadre d'une participation de 7,23 pour cent en coentreprise dans Syncrude Canada Ltd.

Produits chimiques

CanadianOxy participe à la fabrication, à la commercialisation et à la distribution de matières chimiques industrielles, principalement des produits de chlorate de sodium et de chlore alcalin (chlore, soude caustique et acide chlorhydrique) au Canada, aux États-Unis et au Brésil.

* * * * *

Aux fins de l'information financière, les trois secteurs isolables sont les secteurs Pétrole et gaz, Coentreprise Syncrude et Produits chimiques. Les informations concernant les produits d'exploitation, le bénéfice d'exploitation, les dépenses en immobilisations et les éléments d'actif sectoriels par secteur d'exploitation et géographique pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1999 sont présentés à la note 14 afférente aux états financiers consolidés ainsi que dans l'Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation faisant partie du présent rapport.

PÉTROLE ET GAZ

Les activités pétrolières et gazières de CanadianOxy comprennent la prospection, la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de produits connexes dans le monde entier. En général, les activités sont gérées individuellement dans chaque pays pour tenir compte des différences liées au cadre réglementaire et aux facteurs de risque associés à un pays. Les principales activités d'exploitation se déroulent sur terre au Yémen et au Canada et en mer au large du Golfe du Mexique aux États-Unis. D'autres activités ont lieu en Australie, au Nigeria, en Équateur, en Indonésie et en Colombie. Les activités pétrolières et gazières comprennent également le transport et la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel que la société produit ou qu'elle achète à des tiers.

Le secteur du pétrole et du gaz est très concurrentiel surtout en ce qui touche la recherche et la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement, la construction et l'exploitation de pipelines et d'installations de pétrole brut et de gaz naturel, et le transport et la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel, du soufre et d'autres produits pétroliers. Ce secteur est aussi en concurrence avec d'autres secteurs dans le domaine de l'approvisionnement en soufre et en produits énergétiques non pétroliers.

Les ventes nettes des activités de pétrole et du gaz sont tirées des produits suivants :

	<u>1999</u>	<u>1998</u> (en millions)	<u>1997</u>
Pétrole brut classique et liquides de gaz naturel	928 \$	708 \$	944 \$
Gaz naturel.....	<u>229</u>	<u>326</u>	<u>307</u>
	<u>1 157 \$</u>	<u>1 034 \$</u>	<u>1 251 \$</u>

Le pétrole brut et le gaz naturel sont des matières premières sensibles à de nombreux facteurs mondiaux et sont vendus en général à des prix contractuels ou affichés. Les fluctuations des prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel peuvent avoir une incidence considérable sur le bénéfice net et les rentrées de fonds provenant des activités d'exploitation de CanadianOxy. Par conséquent, ces prix peuvent également influencer sur la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières de la société et le niveau de dépenses affectées à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz.

Les prix du pétrole brut de CanadianOxy sont établis en fonction de divers prix de référence, principalement le prix de référence du pétrole brut West Texas Intermediate (*WTI*) et d'autres prix qui suivent en général le mouvement du WTI. Des ajustements sont apportés au prix de référence pour tenir compte des différentes qualités et des frais de transport. Le WTI et d'autres prix de référence internationaux sont influencés par de nombreux facteurs mondiaux complexes comme les principes fondamentaux de l'offre et de la demande, les perspectives économiques, les quotas de production établis par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (*OPEP*) et les événements politiques. Les facteurs locaux de l'offre et de la demande influent sur les différentes qualités. Les prix du pétrole brut ont fluctué fortement au cours des dernières années à la suite d'une combinaison de facteurs décrits ci-dessus.

Les prix du gaz naturel sont fondés sur divers prix de référence, notamment les indices de prix du New York Mercantile Exchange (*NYMEX*) et de l'Alberta et sur des contrats à long terme. Les prix du gaz naturel sont influencés par les facteurs liés à l'offre et à la demande locaux et en Amérique du Nord, dont les conditions climatiques, la conjoncture économique générale et la capacité de transport entre les États-Unis et le Canada.

La société a une vaste clientèle pour son pétrole brut et son gaz naturel. Les clients potentiels sont nombreux, si bien que la perte d'un client ne devrait pas avoir d'incidence défavorable importante sur la société. En règle générale, les activités pétrolières et gazières de la société ne sont pas saisonnières, à l'exception des prix du gaz naturel qui tendent à augmenter pendant les mois d'hiver, et les écarts de prix du pétrole lourd qui tendent à s'estomper pendant les mois d'été.

Les activités nord-américaines de la société sont tributaires des événements politiques et de la réglementation de divers paliers de gouvernements, entre autres, en ce qui a trait aux impôts sur le revenu, aux redevances, aux plafonds de production et aux questions environnementales. De plus, certaines activités internationales et certains éléments d'actif qui y sont liés de la société sont situés dans des régions pouvant être considérées comme instables sur les plans politique et économique. Ces activités et ces éléments d'actif risquent d'être ciblés par les autorités gouvernementales et des groupes en insurrection. La société exerce son activité de façon à réduire ces risques au minimum. Les informations concernant les activités d'exploitation et les éléments d'actif sectoriels associés à chaque pays figurent à la note 14 afférente aux états financiers consolidés faisant partie du présent rapport.

Les activités de la société à l'extérieur du Canada sont principalement libellées en dollars américains. Par conséquent, la valeur relative du dollar canadien par rapport au dollar américain touche le bénéfice net de la société, les liquidités provenant des activités d'exploitation et le coût de son programme d'investissement. Les informations concernant le risque de change de CanadianOxy et la gestion de celui-ci sont présentées dans l'Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation faisant partie du présent rapport.

YÉMEN CanadianOxy détient une participation de 52 pour cent dans le bloc Masila, au Yémen, dont elle est l'exploitant. En décembre 1991, CanadianOxy a déclaré qu'une partie du bloc Masila avait atteint un stade commercial à la suite de la découverte des gisements de Sunah, de Heijah et de Camaal et a entrepris un projet de mise en valeur pour commercialiser ce pétrole brut. Le projet de mise en valeur du bloc Masila a été le premier aménagement important d'une exploitation pétrolière dans la région orientale éloignée du Yémen. Ce projet a nécessité la construction d'importantes installations de production et de transport et d'infrastructures. La production du bloc Masila a commencé en juillet 1993. CanadianOxy a le droit d'exploiter et d'explorer davantage le bloc Masila pendant la durée initiale de l'entente qui prend fin en décembre 2011.

La production provenant du bloc Masila est divisée selon les conditions de la convention d'exploration et de production de pétrole (la *convention*) passée entre l'État du Yémen (l'*État*) et CanadianOxy et les autres participants du bloc Masila (collectivement les *participants*). Aux termes de la convention, les participants doivent financer tous les coûts d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation. La production est divisée en pétrole servant au recouvrement des coûts et en pétrole attribuable au bénéfice. Le pétrole servant au recouvrement des coûts permet de recouvrer les coûts d'exploitation, d'exploration et de mise en valeur sur une période de une, de quatre et de six années, respectivement. Le pétrole servant au recouvrement des coûts est limité à un maximum de 40 pour cent de la production au cours de chaque exercice, cependant, les coûts qui ne sont pas recouverts au cours d'une année peuvent être reportés aux fins de recouvrement sur les exercices subséquents. Le pétrole attribuable au bénéfice correspond à la part de la production restante après déduction du pétrole servant au recouvrement des coûts et est partagé selon une échelle mobile entre les participants et l'État, en fonction de la production, les participants recevant de 20 pour cent à 33,3 pour cent. La part prélevée par l'État comprend le paiement de tous les impôts sur le revenu payables au Yémen.

Le marché du pétrole brut mélangé de Masila est solide en raison de la qualité du pétrole, de la fiabilité de l'approvisionnement et d'une démarche de commercialisation consolidée. Les clients sont situés principalement en Thaïlande, en Corée du Sud, au Japon et en Chine. En général, les ventes sont faites conformément à des contrats à court terme.

Les activités sur le bloc Masila sont dirigées de façon à maintenir des taux de production élevés et à exploiter entièrement le potentiel du bloc. En 1999, 31 puits de développement ont été forés; 25 parmi ceux-ci étaient des puits producteurs, quatre, des puits d'injection d'eau et deux étaient secs et ont été abandonnés. Ces puits ont permis une augmentation de la production de trois pour cent en 1999, atteignant des niveaux records moyens de 206 700 barils par jour (*b/j*) (107 500 *b/j* nets pour CanadianOxy). Au 31 décembre 1999, 118 puits de pétrole brut occupaient 14 champs sur le bloc Masila. En 2000, la société prévoit d'autres activités de forage principalement afin d'exploiter les champs actuels et de prospecter en vue de trouver de nouvelles réserves.

En 1998, CanadianOxy a agrandi considérablement sa superficie non mise en valeur au Yémen grâce à l'acquisition de six blocs d'exploration, portant la superficie brute totale d'exploration de la société au Yémen à près de 22 millions d'acres. La société a acquis une participation de 47,5 pour cent dans le bloc 50 et une participation de 43,75 pour cent dans le bloc 51 conformément à une convention d'amodiation passée avec Kerr-McGee Yemen Ltd. Le bloc 51 couvre deux millions d'acres et est adjacent à la frontière occidentale du bloc Masila. En 1998 et au début de 1999, la société a participé à un programme sismique sur 220 milles sur le bloc et a foré deux puits infructueux. Le bloc fait l'objet actuellement d'une évaluation en vue de trouver des zones d'intérêt supplémentaires à explorer. Le bloc 50 couvre plus de huit millions d'acres et est situé au nord-ouest du bloc Masila, adjacent à la frontière de l'Arabie Saoudite. En 1999, la société a concentré ses activités sur l'interprétation d'informations sismiques afin de repérer des emplacements de forage prospectifs. CanadianOxy a assumé les fonctions d'exploitant des blocs 50 et 51 à partir du 1^{er} janvier 2000.

CanadianOxy a aussi conclu des contrats de partage de la production avec l'État yéménite pour quatre grands blocs d'exploration au nord-est du Yémen. Les quatre blocs, les blocs 11, 12, 36 et 54 sont contigus, couvrent une superficie de 12 millions d'acres et sont situés dans une région éloignée inexploitée le long de la frontière avec l'Arabie Saoudite. CanadianOxy détient une participation de 95 pour cent dans les quatre blocs et en est également l'exploitant. Conformément aux ententes, CanadianOxy est tenue d'achever un programme d'exploration de l'ordre de 20 millions de dollars américains sur les blocs sur une période de quatre ans. Ce programme devrait commencer en 2000.

CANADA Le 14 avril 1997, CanadianOxy a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Wascana en contrepartie d'un prix d'achat total d'environ 1,7 milliard de dollars. Wascana était une société canadienne ouverte œuvrant dans le domaine de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de produits connexes principalement dans l'ouest du Canada, et du domaine du transport et de la commercialisation du pétrole brut du gaz naturel qu'elle produisait ou achetait à des tiers. À la suite de l'acquisition, l'actif de Wascana a été combiné aux éléments d'actif canadiens de pétrole et de gaz de CanadianOxy pour former la division canadienne.

Depuis l'acquisition de Wascana, la société a rationalisé son portefeuille d'éléments d'actif canadiens. En 1997 et en 1998, elle s'est départie de propriétés pétrolières et gazières secondaires d'une valeur de 755 millions de dollars. La société a conclu son programme d'aliénation d'éléments d'actif en 1999, cédant d'autres propriétés secondaires pour une valeur de 85 millions de dollars. Des informations concernant l'incidence des aliénations sont présentées sous la rubrique *Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation*, qui fait partie du présent rapport. Les activités canadiennes sont à présent concentrées sur les propriétés essentielles se trouvant dans la ceinture de pétrole lourd du centre-ouest de la Saskatchewan, sur le pétrole léger dans le bassin Williston dans le sud-est de la Saskatchewan, la région de Hay River au nord-est de la Colombie-Britannique, le gaz profond dans les contreforts des Rocheuses en Alberta et les gaz peu profonds dans l'ouest de la Saskatchewan et le sud-est de l'Alberta. La stratégie de croissance de CanadianOxy consiste à exécuter des programmes d'exploration et de mise en valeur comportant des risques relativement faibles dans ces secteurs qui présentent un avantage concurrentiel établi et à améliorer le rendement des éléments d'actif actuels en maximisant l'efficacité de l'exploitation et de l'administration.

CanadianOxy détient actuellement des participations diverses dans 3 456 puits de pétrole brut et 1 698 puits de gaz naturel et elle a accès à plus de 2,7 millions d'acres bruts de terrains non mis en valeur. En outre, CanadianOxy exploite 18 installations de compression et de déshydratation, et une usine qui traite le gaz naturel brut pour récupérer du gaz et des liquides de gaz naturel transportables par pipeline, et récupère également du soufre. CanadianOxy est par ailleurs propriétaire de la société Moose Jaw Asphalt Inc., qui fabrique des produits de revêtement de chaussée à base d'asphalte, une variété de combustibles dérivés du pétrole et des distillats spéciaux. Les résultats financiers de Moose Jaw Asphalt Inc. sont compris dans le poste *Non sectoriel* de la note 14 afférente aux états financiers consolidés.

En 1999, la production totale s'est élevée en moyenne à 48 300 b/j de pétrole brut et à 161 millions de pieds cubes par jour ($mmpi^3/j$) de gaz naturel. Près de 63 pour cent de la production de pétrole brut étaient composés de pétrole lourd, le reste consistant en pétrole brut léger et en liquides de gaz naturel. Les propriétés pétrolières importantes sont Plover Lake, Winter et Luseland. Les prix obtenus pour le pétrole lourd ont considérablement été influencés par les fluctuations saisonnières, la capacité de raffinage et de valorisation, et le coût du diluant nécessaire pour permettre l'expédition du produit par pipeline. Environ 85 pour cent de la production de gaz naturel provenait des gisements de gaz peu profonds, incluant des propriétés importantes comme Beacon Hill, Bronson Lake, Hatton et Medicine Hat. Environ 15 pour cent de la production canadienne de gaz ont été vendus en vertu de contrats à prix fixe.

En 1999, CanadianOxy a continué de concentrer ses efforts sur les projets de mise en valeur à marges élevées et des travaux d'exploration à faible risque. Au total 317 puits ont été forés résultant en 161 puits de pétrole brut de 120 puits de gaz naturel. La mise en valeur à grande échelle a commencé à la découverte de pétrole à Hay River, située au nord-est de la Colombie-Britannique. La production devrait débuter en avril 2000 à des rythmes de 6 000 b/j. La société détient une participation à 100 pour cent dans ce champ et environ 64 000 acres de terrains non mis en valeur à proximité immédiate. D'autres nouvelles découvertes importantes ont été faites en 1999 dans le bassin, et notamment une découverte de brut léger à Browning dans le sud-est de la Saskatchewan et une découverte de gaz acide profond dans le centre-ouest de l'Alberta.

À la faveur de la reprise des prix du pétrole brut, la société prévoit augmenter son programme d'investissement au Canada en 2000. Ses efforts se concentreront sur les activités d'exploitation et de mise en valeur offrant des marges élevées, insistant sur les projets qui génèrent des rentrées de fonds rentables à court terme et maintiennent les niveaux de production. La société prévoit aussi forer des puits d'exploration à faible risque sur des terrains sélectionnés dans son portefeuille de possibilités.

ÉTATS-UNIS Les activités pétrolières et gazières aux États-Unis sont situées principalement au large des côtes du Golfe du Mexique. CanadianOxy détient des participations dans 165 blocs en concession dans le Golfe, dont 70 sont situés dans des eaux profondes dépassant 660 pieds. Les éléments d'actif pétroliers et gaziers producteurs de CanadianOxy sont principalement situés dans des eaux assez peu profondes au large de la Louisiane et du Texas.

En 1999, la production totale s'est élevée en moyenne à 10 300 b/j de pétrole brut et à 117 mmpi³/j de gaz naturel. La production provenait de 173 puits de pétrole brut et de 207 puits de gaz naturel.

En 1999, la totalité de la production de gaz naturel a été vendue sur le marché au comptant tandis que la production de pétrole brut a été vendue conformément à des contrats à court terme. Les prix ont été déterminés par négociations entre la société et ses clients et ont été basés sur les prix affichés des raffineurs, les prix moyens pour l'année civile du NYMEX, des prix fixes négociés ou des écarts dans les échanges de types de brut.

Les propriétés productrices les plus importantes de la société aux États-Unis se trouvent à Eugene Island et à Vermilion, au large de la Louisiane. À Eugene Island, CanadianOxy détient la totalité des participations dans les blocs 18, 257, 258, 259 et la moitié sud du bloc 254. En 1999, la société a augmenté sa participation dans le quart sud-ouest du bloc 255 de 60 pour cent à 98 pour cent. Les dépenses en immobilisations ont été centrées sur divers projets d'exploitation dans les blocs. La production totale provenant du secteur s'est élevée en moyenne à 7 800 b/j de pétrole brut et à 54 mmpi³/j de gaz. Ces volumes représentent 56 pour cent de la production totale de 1999.

À Vermilion, également au large de la Louisiane, la société détient 100 pour cent des blocs 302, 321, 339 et 340. Ces blocs représentent 22 pour cent de la production totale de 1999.

Avant 1998, les superficies non mises en valeur de CanadianOxy étaient concentrées dans la région des eaux peu profondes du Golfe du Mexique. En 1998, la société a élargi son portefeuille d'exploration à la région des eaux plus profondes où elle a acquis une participation directe moyenne de 20 pour cent dans 64 blocs en concession au prix de 37 millions de dollars américains. Les concessions contiennent plus de 30 zones d'intérêt pouvant être forées, dont 21 se trouvent dans les eaux à une profondeur de moins de 4 000 pieds. Un puits d'exploration a été foré sans succès dans ce périmètre en 1999.

En 2000, le budget d'immobilisations de CanadianOxy sera concentré sur le forage de six puits d'exploration en eaux profondes et sur la poursuite de l'exploration et de l'exploitation des propriétés actuelles en eaux peu profondes.

AUSTRALIE En 1997, CanadianOxy a acquis une participation de 50 pour cent dans le bloc WA-260-P sur le bouclier nord-ouest de l'Australie dans la région du bassin Bonaparte, exploité par BHP Petroleum Ltd (*BHP*). Aux termes de l'entente avec BHP, CanadianOxy a participé à six puits d'exploration sur le bloc. Des hydrocarbures ont été découverts, mais pas en quantité suffisante, et par conséquent les puits ont été abandonnés.

Le bloc contient également la découverte du champ Buffalo dont la mise en valeur a été achevée en décembre 1999. Le champ a été mis en valeur au moyen d'une plate-forme à tête de puits fixe reliée à un navire de production, de stockage et de soutirage loué. La production de 20 000 b/j, nets pour CanadianOxy, a débuté à la fin de 1999.

La société continue de se constituer un portefeuille d'éléments d'actif dans le bassin Bonaparte. En 1999, elle a acquis une participation de 34 pour cent dans un bloc d'exploration, le bloc 239, dans le bassin. Ce bloc couvre 404 000 acres et CanadianOxy en est l'exploitant. La société prévoit l'exécution d'un programme sismique tridimensionnel sur le bloc en 2000. Au début de 2000, elle a acquis de BHP une participation de concessionnaire de 50 pour cent dans le bloc AC/RL3 dans le bassin Bonaparte. BHP détient la participation restante et est l'exploitant. AC/RL3 a trois petites découvertes attendant l'aménagement d'infrastructures et plusieurs zones d'exploration possibles qui doivent faire l'objet d'essais. La société prévoit forer un puits d'exploration en 2000, après quoi les options de mise en valeur du bloc seront évaluées.

En 1999, CanadianOxy a conclu des négociations commerciales en vue d'acquérir une participation de 50 pour cent dans deux blocs d'exploration, WA-289-P et WA-290-P, dans le bassin Carnarvon, au large du nord-ouest de l'Australie. Ces blocs recouvrent 129 000 acres et sont situés à proximité immédiate du champ producteur Griffin et du champ récemment découvert de Woolybutt.

En 1999, CanadianOxy a participé à sa première ronde d'adjudication de permis australiens et a obtenu une participation de 100 pour cent dans deux permis de prospection dans le bassin Goulburn Grabben, situé dans le nord-ouest de l'Australie. Les blocs, NT98-7 et NT98-8, recouvrent 4,3 millions d'acres et contiennent plusieurs gîtes potentiels repérés à partir des données sismiques. Les possibilités dans le bassin Goulburn Grabben sont à plus long terme et à risque plus élevé, mais le gisement qui semble émerger pourrait contenir des réserves importantes. CanadianOxy effectuera des études géologiques et géophysiques plus poussées et fera l'acquisition d'informations sismiques supplémentaires avant de forer un puits exploratoire dans ce périmètre.

L'engagement financier total pour les nouveaux blocs représente environ 22 millions de dollars américains au cours des trois prochaines années.

NIGERIA En 1996, CanadianOxy a conclu un contrat de services à risque l'obligeant à assurer la prestation de services pour l'exploration, la mise en valeur et l'exploitation du bloc OLP 75 (OML 109) et à financer tous les coûts en échange d'honoraires prélevés sur la production du bloc. Le bloc se trouve dans la région nord-ouest du delta du Niger, à une quinzaine de kilomètres au large des côtes. En septembre 1998, CanadianOxy a réalisé la mise en valeur du champ Ejulebe sur le bloc. Ce champ est situé dans le coin nord-est du bloc OML 109 dans des eaux d'une profondeur de 45 pieds. Le pétrole brut produit est transporté par pipeline vers un navire de production, de stockage et de soutirage appartenant à un tiers à partir d'où le brut est disponible pour l'exportation. La production a débuté en septembre 1998 et des taux de production moyens de 7 200 b/j ont été atteints en 1999.

En juillet 1998, CanadianOxy a acheté une participation de 20 pour cent dans deux blocs au large des côtes et dans trois blocs sur terre au Nigeria à Elf Petroleum Nigeria Ltd., l'exploitant des blocs. Les blocs OPL 222 et 223 au large des côtes représentent 700 000 acres et sont situés dans des eaux dont les profondeurs varient entre 460 et 3 500 pieds. Les blocs sur terre recouvrent 1,9 million d'acres dans le nord-est du Nigeria. Ces blocs sont régis par des contrats de partage de la production.

Depuis l'acquisition, trois puits d'exploration ont été forés sur les blocs en mer. Un puits de découverte, le puits Ukot-1, a été foré sur le bloc 222 en 1998. Ce puits a recoupé trois intervalles pétrolifères et a débité du pétrole à un rythme de 13 900 b/j provenant de deux de ces intervalles. Le puits est situé à environ 60 milles au large des côtes dans une profondeur d'eau de 2 500 pieds. La limite sud-est du bloc OPL 222 touche la frontière avec la Guinée équatoriale. Il existe actuellement une querelle frontalière, mais CanadianOxy prévoit une résolution favorable de ce contentieux. Après deux puits d'exploration infructueux sur le bloc OPL 223 en 1998, CanadianOxy a déposé une demande d'abandon du bloc.

En 1999, CanadianOxy a foré un puits d'exploration sur les blocs sur terre. Aucun hydrocarbure n'était présent et le puits a été abandonné, ce qui a mis fin à l'engagement de la société concernant ces blocs. CanadianOxy a déposé une demande d'abandon des trois blocs sur terre.

En 2000, un programme sismique tridimensionnel sera entrepris sur le secteur de découverte Ukot et de nouveaux forages d'évaluation seront exécutés pour déterminer l'étendue du réservoir.

ÉQUATEUR CanadianOxy détient une participation de 15 pour cent dans le bloc 15 du bassin Oriente, qui est exploité par Occidental. Avant le 30 juin 1999, aux termes d'un contrat de service de risque passé avec Empresa Estatal Petroleros del Ecuador (*PetroEcuador*), société pétrolière nationale d'Équateur, Occidental a obtenu une rémunération des services prélevée sur la production, pour l'exploration, la mise en valeur et l'exploitation du bloc. Occidental a conclu une convention de partage de la production visant le bloc 15 entrée en vigueur le 1^{er} juillet 1999. Aux termes de cette convention, Occidental obtient une partie de la production en nature pour ses activités d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation du bloc.

Jusqu'à présent, l'activité de forage a permis la découverte et la mise en valeur de six champs. La production de 31 puits a atteint en moyenne 3 400 b/j nets pour CanadianOxy en 1999. La poursuite de la mise en valeur des champs dépendra de l'expansion du réseau de pipelines appartenant à l'État.

Après la fin de l'exercice, la société s'est engagée, sous réserve de l'approbation des actionnaires, à échanger sa participation dans le bloc 15 contre la participation d'Occidental dans les activités chimiques de la société, comme l'explique la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

INDONÉSIE En 1997, CanadianOxy a acquis une participation de 100 pour cent dans le bloc Manna au sud-ouest de Sumatra d'une superficie de 2,7 millions d'acres. La société prévoit forer un puits d'exploration sur le bloc au début de 2000.

CanadianOxy détient une participation de 100 pour cent dans le bloc Seram de 3,7 millions d'acres au large de la côte nord de l'île de Seram. La société a récemment exécuté un programme tridimensionnel sismique sur le bloc et elle en interprète actuellement les données.

CanadianOxy détient une participation de 16,67 pour cent dans le bloc West Natuna. En 1998, un puits d'exploration infructueux a été foré. CanadianOxy prévoit abandonner sa participation dans le bloc.

CanadianOxy détient une participation de 40 pour cent dans le bloc Merangin d'une superficie de 560 000 acres dans le sud de Sumatra. En 1998, un puits d'exploration infructueux a été foré. CanadianOxy prévoit abandonner sa participation dans le bloc.

COLOMBIE CanadianOxy détient une participation de 40 pour cent dans un permis d'exploration portant sur le bloc Boqueron dans le bassin supérieur de Magdalena, en Colombie. Le bloc couvre 245 000 acres et est exploité par Petro Bras Colombia Limited (*Braspetro*). Plusieurs zones d'intérêt sur le bloc ont été repérées à partir des relevés de surface et du traitement de données sismiques. Le forage d'un puits d'exploration a débuté en janvier 2000. En cas de découverte, Empresa Colombiana de Petroleos (*Ecopetrol*), société pétrolière nationale de la Colombie, conserve le privilège d'acquisition au moment de la déclaration de la commercialisation possible à concurrence d'une participation de 50 pour cent, auquel cas elle devra payer sa part des coûts d'exploration antérieurs prélevés sur sa part de la production.

CanadianOxy détient aussi des participations dans trois blocs d'exploration adjacents dans le bassin Putumayo au sud-ouest de la Colombie. La société détient une participation de 50 pour cent dans une coentreprise avec Ecopetrol sur le bloc Troyano. Ce bloc comprend 42 000 acres dans la région des contreforts ouest du bassin Putumayo. Un puits d'exploration infructueux a été foré sur le bloc en 1999. CanadianOxy prévoit abandonner sa participation dans le bloc.

Les deux autres blocs d'exploration, Paramo Este et Oeste, sont situés à l'est du bloc Troyano et couvrent 582 000 acres. CanadianOxy détient une participation de 100 pour cent dans ces blocs et en est l'exploitant. En 1998, la société a converti son engagement visant à acquérir de nouvelles données sismiques en un engagement de forage d'exploration. Elle prévoit de forer un puits d'exploration en 2000.

ROYAUME-UNI Dans le bassin de gaz du sud de la Mer du Nord, CanadianOxy détenait des participations diverses dans les champs Vulcan, South Valiant, Caister, Hunter et Cavendish. CanadianOxy détenait également une participation de 15 pour cent dans le Caister-Murdoch Transportation System et une participation de 10 pour cent dans le gazoduc Eagle Transportation System. À partir du 31 décembre 1998, tous les éléments d'actif de la Mer du Nord ont été aliénés pour un produit de 210 millions de dollars.

ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION CanadianOxy participe à diverses activités de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel dans le but d'améliorer ses activités pétrolières et gazières grâce à une meilleure satisfaction de la clientèle et à la diversification du marché, à des économies d'échelle et à un meilleur accès au transport. Avant l'acquisition de Wascana, CanadianOxy participait à la commercialisation du pétrole brut par le biais d'une participation à 50 pour cent dans une entente de partenariat. À la suite de l'acquisition de Wascana, CanadianOxy a acquis la participation du partenaire et a fusionné ses activités de commercialisation avec celles de Wascana.

CanadianOxy conclut des contrats pour acheter et vendre du pétrole brut et du gaz naturel afin de contrôler de plus grandes quantités que celles dont elle dispose provenant de sa propre production. Cette activité expose la société au risque du prix des marchandises entre l'achat et la vente des volumes visés par les contrats. L'unité de commercialisation a recours à des contrats à terme normalisés et de gré à gré, des swaps et des options reliés à l'énergie pour gérer les risques dus aux fluctuations des prix des matières premières, répondre aux besoins des clients et pour des fins d'échanges commerciaux. Il peut exister des positions ouvertes lorsque les achats et les ventes visés par des contrats ne sont pas tous mis en correspondance afin de profiter des différentiels de prix sur le marché. Le degré de risque de ces activités est restreint aux limites prescrites et est surveillé par un calcul journalier de la valeur à risque décrite dans l'Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation faisant partie du présent rapport.

CanadianOxy a aussi des revenus des produits basés sur des frais de service provenant de ses participations dans divers pipelines régionaux dans l'ouest du Canada, la commercialisation de gaz naturel au nom de tiers et ses engagements à long terme relativement à la capacité de transport par pipeline offerte à des tiers. Les engagements de transport par pipeline permettent à la société d'exporter du gaz naturel vers les marchés américains, que la société peut utiliser pour exporter du gaz naturel sous son contrôle ou pour vendre à des tiers. Au 31 décembre 1999, les engagements de transport par pipeline n'ont pas d'incidence importante sur la situation financière de la société.

Réserves, production et informations connexes

Pour les activités de production pétrolière et gazière de CanadianOxy, on se reportera aux informations financières supplémentaires contenues dans le présent rapport. CanadianOxy n'a pas fait de dépôt ni inclus dans les rapports auprès

d'autres autorités ou organismes fédéraux américains des estimations des réserves totales prouvées de pétrole brut ou de gaz naturel depuis le début du dernier exercice.

Les tableaux suivants présentent pour chacun des trois derniers exercices, les prix de vente moyens et les coûts de production moyens par unité de production de CanadianOxy. Les prix de vente moyens sont établis après les redevances aux États-Unis, au Canada et au Nigeria. Les coûts de production moyens comprennent les coûts d'enlèvement, mais excluent la dépréciation, l'amortissement et l'épuisement, les redevances, les impôts sur le revenu, les intérêts et les frais de vente, d'administration et autres.

	Prix de vente moyen			Coût de production moyen		
	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Pétrole brut et liquides de gaz naturel						
(\$/b)						
Yémen ¹⁾	26,36 \$	16,92 \$	25,60 \$	1,33 \$	1,26 \$	1,13 \$
Canada.....	20,53	12,29	18,25	4,77	4,79	4,76
États-Unis.....	26,51	19,03	27,32	4,69	4,31	4,01
Nigeria.....	24,84	15,06	-	7,42	6,09	-
Autres pays.....	20,03	15,59	16,10	3,48	6,41	6,49
Pétrole brut synthétique ¹⁾	28,12	20,77	28,19	12,53	13,59	13,93

	Prix de vente moyen			Coût de production moyen		
	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Gaz naturel (\$/mp³)						
Canada ²⁾	2,46 \$	1,94 \$	1,81 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,49 \$
États-Unis.....	3,45	3,25	3,73	0,78	0,72	0,67
Mer du Nord ¹⁾	-	5,72	5,02	-	1,70	1,08

Notes :

¹⁾ Le prix de vente moyen est calculé avant la déduction de certains montants déduits pour établir les ventes nettes. Ces montants représentent la partie non imposable de la *participation présumée* de l'État du Yémen conformément à la méthode de calcul de la participation de la société, le paiement d'une redevance sur le bénéfice net à la province de l'Alberta relativement à la vente de pétrole brut synthétique et les impôts sur le revenu du pétrole du Royaume-Uni.

²⁾ Le coût total de traitement du gaz brut pour l'extraction du gaz naturel et de ses sous-produits est inclus dans le coût de production moyen du gaz naturel car il est peu faisable d'imputer des coûts de traitement aux sous-produits.

Les tableaux ci-dessous présentent le nombre de puits de pétrole brut et de gaz naturel productifs (tant les puits producteurs que les puits susceptibles de produire) dans lesquels CanadianOxy détenait une participation aux 31 décembre 1999 et 1998.

	1999			
	Pétrole		Gaz	
	<u>Brut¹⁾</u>	<u>Net²⁾</u>	<u>Brut¹⁾</u>	<u>Net²⁾</u>
Yémen.....	122	64	-	-
Canada.....	3 456	1 979	1 698	1 453
États-Unis.....	173	76	207	90
Équateur.....	31	5	-	-
Nigeria.....	3	3	-	-
Australie.....	<u>3</u>	<u>2</u>	-	-
Total.....	<u>3 788</u>	<u>2 129</u>	<u>1 905</u>	<u>1 543</u>

1998

	Pétrole		Gaz	
	<u>Brut¹⁾</u>	<u>Net²⁾</u>	<u>Brut¹⁾</u>	<u>Net²⁾</u>
Yémen	95	50	-	-
Canada	3 450	1 898	1 688	1 445
États-Unis	169	74	203	86
Équateur.....	34	4	-	-
Nigeria.....	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total.....	<u>3 752</u>	<u>2 030</u>	<u>1 891</u>	<u>1 531</u>

Notes :

¹⁾ Les puits bruts représentent le nombre total de puits dans lesquels une participation est détenue.

²⁾ Les puits nets représentent la somme des fractions de participation détenues dans les puits bruts.

Les tableaux ci-dessous présentent, pour chacun des trois derniers exercices, la participation au forage de puits nets de pétrole brut et de gaz naturel de CanadianOxy.

Exploration

	Productifs		
	1999	1998	1997
Canada.....	10,7	36,0	43,7
États-Unis.....	-	1,3	-
Mer du Nord.....	-	-	0,5
Nigeria.....	-	0,2	-
Autres pays ¹⁾	-	-	0,6
Total.....	<u>10,7</u>	<u>37,5</u>	<u>44,8</u>

	Secs		
	1999	1998	1997
Yémen.....	0,5	0,4	-
Canada.....	20,6	43,0	30,0
États-Unis.....	1,1	1,3	2,5
Nigeria.....	0,2	0,4	-
Autres pays ¹⁾	1,5	2,4	1,9
Total.....	<u>23,9</u>	<u>47,5</u>	<u>34,4</u>

Mis en valeur

	Productifs		
	1999	1998	1997
Yémen.....	15,1	10,4	7,3
Canada.....	214,1	100,0	344,6
États-Unis.....	7,7	7,1	15,7
Nigeria.....	-	-	3,0
Mer du Nord.....	-	-	0,3
Autres pays ²⁾	1,2	0,3	0,6
Total.....	<u>238,1</u>	<u>117,8</u>	<u>371,5</u>

	Secs		
	1999	1998	1997
Yémen.....	1,0	1,6	0,5
Canada.....	14,0	29,0	32,7
États-Unis.....	1,2	0,4	1,7
Nord.....	-	-	0,3
Autres pays ²⁾	0,5	-	-
Total.....	<u>16,7</u>	<u>31,0</u>	<u>35,2</u>

Notes :

¹⁾ La catégorie Autres pays comprend des forages principalement en Indonésie, en Équateur, en Australie et en Colombie.

²⁾ La catégorie Autres pays comprend des forages en Équateur, en Australie et au Venezuela.

³⁾ Au 31 décembre 1999, la société forait un puits (0,01 net) aux États-Unis, sept (5,9 nets), au Canada, et un (0,5 net), en Australie.

Les tableaux suivants présentent la superficie des propriétés pétrolières et gazéifères mises en valeur et non mises en valeur de la société aux 31 décembre 1999 et 1998 :

	1999			
	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur ¹⁾	
	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>
(en milliers d'acres)				
Yémen ²⁾	38	20	21 888	15 901
Canada.....	1 380	982	2 711	2 059
États-Unis.....	151	63	716	306
Équateur ²⁾	16	3	511	77
Nigeria ^{2) 3)}	1	1	2,383	488
Indonésie ²⁾	-	-	5 484	5 484
Colombie ²⁾	-	-	869	701
Australie.....	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>6 689</u>	<u>5 244</u>
Total.....	<u>1 587</u>	<u>1 070</u>	<u>41 251</u>	<u>30 260</u>

	1998			
	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur ¹⁾	
	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>
(en milliers d'acres)				
Yémen ²⁾	35	18	21 891	15 903
Canada.....	1 424	1 013	3 439	2 452
États-Unis.....	157	70	837	351
Équateur ³⁾	15	2	482	72
Nigeria ^{2) 3)}	1	1	2 640	539
Indonésie ²⁾	-	-	7 525	6 607
Colombie ²⁾	-	-	869	701
Australie.....	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>855</u>	<u>428</u>
Total.....	<u>1 632</u>	<u>1 104</u>	<u>38 538</u>	<u>27 053</u>

Notes :

- 1) La superficie non mise en valeur est constituée des acres de terrain sur lesquels des puits n'ont pas été forés ou dont le forage n'est pas assez avancé pour produire des quantités commerciales de pétrole brut et de gaz naturel, que ces terrains contiennent ou non des réserves prouvées.
- 2) La superficie fait l'objet de contrats de partage de la production.
- 3) La superficie fait l'objet de contrats de service de risque.

COENTREPRISE SYNCRUDE

CanadianOxy détient une participation de 7,23 pour cent dans Syncrude Canada Ltd. (la *coentreprise Syncrude*) et diverses participations dans des concessions inexploitées de sables pétrolières ainsi que des claims miniers et des concessions comprenant des propriétés inexploitées renfermant des métaux communs et du charbon.

Le tableau suivant présente les concessions détenues aux 31 décembre 1999 et 1998 :

	1999			
	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur	
	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>
(en milliers d'acres)				
Coentreprise Syncrude.....	97	7	161	12
Charbon.....	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>36</u>	<u>18</u>
Total.....	<u>97</u>	<u>7</u>	<u>197</u>	<u>30</u>

	1998			
	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur	
	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>	<u>Brute</u>	<u>Nette</u>
		(en milliers d'acres)		
Coentreprise Syncrude.....	97	7	161	12
Charbon.....	-	-	36	18
Total.....	<u>97</u>	<u>7</u>	<u>197</u>	<u>30</u>

La coentreprise Syncrude a été créée pour exploiter les gisements peu profonds des sables pétrolifères, et extraire et valoriser le pétrole brut bitumineux en pétrole brut synthétique situé sur des terrains loués à la province d'Alberta dans la région des sables pétrolifères d'Athabasca, près de Fort McMurray, en Alberta.

Il faut environ deux tonnes de sables pétrolifères pour produire un baril de pétrole brut synthétique. Le processus comprend l'exploitation minière, l'extraction et la valorisation. Dans la mine de base, les dépôts sont excavés principalement par de grandes pelles à benne traînante et placés par des pelles à godets rotatifs sur des transporteurs à courroie qui les acheminent jusqu'à l'usine d'extraction. Les sables pétrolifères sont alors mélangés à de l'eau chaude, à de la vapeur et à de la soude caustique pour produire une boue sur laquelle flotte le bitume sous forme d'écume. À la mine North, une technologie d'hydro-transport a été mise en œuvre avec succès. Dans ce procédé, les dépôts sont excavés au moyen de grandes pelles mécaniques et transportés par camions dans un bassin où les sables pétrolifères sont mélangés à de l'eau chaude. La boue qui en résulte est transportée par pipeline vers des bassins de séparation de l'usine d'extraction. L'écume bitumineuse est traitée de façon à enlever l'eau et les matières solides et est acheminée vers un procédé de valorisation où elle est soumise à de la pression et à des températures élevées, puis séparée en flux de naphta, de gazole léger et de gazole lourd. Ces flux sont hydrotraités en vue d'enlever les impuretés de soufre et d'azote et sont mélangés ensemble pour former le pétrole brut synthétique. Les sous-produits du procédé sont notamment le soufre et le coke. En raison de la faiblesse des prix du soufre, la coentreprise Syncrude a mis le soufre en dépôt pour le vendre ultérieurement. Le coke est aussi mis en dépôt.

La recherche continue de se concentrer sur la réduction des coûts d'exploitation. Diverses méthodes sont évaluées actuellement afin d'améliorer l'extraction du bitume des sables pétrolifères et de diminuer la consommation d'énergie nécessaire aux activités.

En plus de l'exploitation minière et de l'usine de traitement, la coentreprise Syncrude a une vaste infrastructure, notamment une conduite de gaz naturel jusqu'à l'usine de traitement, un pipeline de pétrole brut de l'usine jusqu'à Edmonton, une installation de services utilitaires pour fournir l'électricité, la vapeur et l'eau à l'usine de traitement et des unités d'hébergement pour les employés. Aucune de ces installations supplémentaires n'est directement incluse dans la coentreprise Syncrude. Des frais distincts pour ces services sont à la charge des participants de la coentreprise Syncrude proportionnellement à leur participation.

En 1999, la coentreprise Syncrude a reçu de l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) l'autorisation d'accroître la production annuelle en vertu du permis de l'usine Syncrude à 170 millions de barils d'hydrocarbures négociables. L'approbation a également été accordée pour accroître la durée d'exploitation de l'usine de l'année 2025 à 2035.

En 1999, les réserves prouvées ont augmenté de 43 millions de barils nets pour CanadianOxy grâce à des extensions aux corps minéralisés existants à la suite de la mise en valeur de la mine Aurora et au désengorgement de l'usine de base. La coentreprise Syncrude a établi un record annuel de l'usine de 81,2 millions de barils d'expédition de brut synthétique pour une moyenne quotidienne de 222 700 barils (16 100 nets pour CanadianOxy). En 1998, l'usine en avait expédié 76,7 millions de barils.

Conformément à une entente de coentreprise datée du 4 février 1975, la province de l'Alberta a reçu une participation au bénéfice net équivalant à 50 pour cent du bénéfice net hypothétique de la coentreprise Syncrude. Une modification apportée en novembre 1987 permettait la déduction de certaines dépenses en immobilisations des bénéfices nets hypothétiques au moment de leur réalisation. Le 30 novembre 1995, la province d'Alberta a annoncé des conditions de redevances génériques pour les nouveaux projets de sables pétrolifères qui prévoient un taux de redevances de 25 pour cent sur les produits d'exploitation nets après le recouvrement de tous les coûts et une redevance brute minimale de un pour cent. Au début de 1997, la province de l'Alberta et les propriétaires de Syncrude ont entériné une modification à l'entente de coentreprise pour la transition des conditions courantes aux conditions de redevances génériques. La modification est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1997 et durera jusqu'au 31 décembre 2003 après quoi les conditions de redevances génériques prévaudront. Pendant la période de transition, la part du bénéfice net présumé de la province d'Alberta sera calculée selon le taux composé moyen

pondéré de participation au bénéfice net de 50 pour cent sur la production de base de 74 millions de barils par année et une participation au bénéfice net de 25 pour cent sur la production supplémentaire. De plus, 43 pour cent des coûts des immobilisations permises sont appliqués en déduction de la part du bénéfice net présumé de la province d'Alberta.

Le versement de la participation au bénéfice net s'est élevé en moyenne à deux pour cent des produits d'exploitation bruts du pétrole brut synthétique en 1999, comparativement à zéro et à neuf pour cent en 1998 et en 1997, respectivement. La production, les prix, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations touchent les versements des participations au bénéfice net.

Le gouvernement du Canada a permis à la société de déduire de son revenu, sous réserve de l'impôt sur le revenu fédéral du Canada, tout montant que les gouvernements fédéral ou provinciaux retirent de la coentreprise Syncrude sous forme de part du bénéfice, de production en nature, de loyers ou de redevances.

Le 24 octobre 1997, l'AEUB a approuvé le permis de mise en valeur des concessions 10, 12, 34 et 31. Ce nouveau projet, connu sous le nom de mine Aurora, a fait l'objet d'une approbation pour la mise en valeur en 1998. Des dépenses en immobilisations de 900 millions de dollars (65 millions de dollars nets pour CanadianOxy) ont été approuvées pour mettre en valeur la mine Aurora et procéder aux travaux de désengorgement à l'installation de valorisation de pétrole brut de Syncrude. La mine Aurora devrait démarrer en 2000 et fournira des charges fraîches en sables pétrolifères afin d'accroître la production d'environ 14 millions de barils par année. Au 31 décembre 1999, environ 80 pour cent des dépenses approuvées pour le projet avaient été engagées.

En 1999, près de 50 pour cent du pétrole brut synthétique de CanadianOxy ont été vendus à un seul client aux termes d'un contrat d'une année, le reste a été vendu à divers raffineurs au Canada et aux États-Unis. Il est possible d'obtenir d'autres clients; c'est pourquoi la perte d'un client ne devrait pas avoir d'incidence défavorable importante sur la société.

Les prix du pétrole brut mondiaux et les coûts de production moyens ont une incidence importante sur la rentabilité de l'exploitation. Le prix de vente moyen et les coûts de production sont présentés sous la rubrique *Réserves, production et informations connexes* dans le présent rapport. Les prix du pétrole brut synthétique correspondent aux prix du WTI redressés en fonction des écarts dus au transport, à la qualité et aux devises. Le pétrole brut synthétique est en concurrence avec le pétrole brut classique.

CanadianOxy détient des participations dans deux concessions minérales industrielles au Canada et dans plusieurs propriétés de charbon thermique bitumineux en Alberta. La société évalue les possibilités d'aliénations futures éventuelles en ce qui a trait à ces propriétés.

PRODUITS CHIMIQUES

CanadianOxy fabrique, commercialise et distribue des produits chimiques industriels, principalement du chlorate de sodium et des produits de chlore alcalin (chlore, soude caustique et acide chlorhydrique) au Canada, aux États-Unis et au Brésil. Elle commercialise également une petite quantité de chlorate de sodium et de soude caustique en Asie.

Le chlorate de sodium est fabriqué dans sept installations situées à Nanaimo, en Colombie-Britannique, à Bruderheim, en Alberta, à Brandon, au Manitoba, à Amherstburg, en Ontario, à Beauharnois, au Québec, à Taft, en Louisiane et à Aracruz, au Brésil. Les produits de chlore alcalin sont fabriqués à une installation située à North Vancouver, en Colombie-Britannique et à Aracruz, au Brésil.

À compter du 1^{er} mai 1995, CanadianOxy a combiné ses activités de produits chimiques industriels, sauf celles au Brésil, avec celles des installations de chlorate de sodium d'Occidental, situées à Taft, en Louisiane. CanadianOxy détient une participation de 85 pour cent dans l'entreprise et en est l'associé gérant. Les activités combinées sont exécutées dans le cadre d'une société en nom collectif canadienne d'une durée de 25 ans et d'une société en nom collectif américaine d'une durée indéfinie. Après la fin de l'exercice, la société a convenu, sous réserve de l'approbation des actionnaires, d'échanger ses activités de pétrole et de gaz en Équateur contre la participation de 15 pour cent d'Occidental dans ses activités chimiques, comme l'explique la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

En décembre 1999, CanadianOxy a acheté une usine de chlorate de sodium de 39 000 tonnes courtes par an et une usine de chlore alcalin de 35 000 tonnes courtes par an au Brésil à Aracruz Cellulose S.A. (*Aracruz*), le principal fabricant de pâte à papier au Brésil. La production des deux usines sera utilisée pour combler les besoins d'Aracruz en vertu d'une

convention de vente à long terme comportant une clause initiale d'achat ferme et pour répondre à la croissance de la demande de produits chimiques de blanchiment de la pâte au Brésil.

Les principales matières premières servant à la production du chlorate de sodium, de soude caustique et de chlore sont le sel, l'électricité et l'eau douce. Le sel pour les établissements de la côte ouest est acheté à un fournisseur au Mexique, tandis que le sel pour les autres installations est soit acheté localement, soit extrait à partir d'un puits de sel sur les lieux. L'électricité est achetée à des entreprises de services publics dans les provinces ou les États où les installations sont situées et l'approvisionnement est suffisant. L'eau est achetée à un fournisseur local en vertu d'un contrat à long terme au Brésil alors que, pour le reste des installations, elle est achetée aux municipalités locales et l'approvisionnement est aussi suffisant.

La main-d'œuvre représente un élément important des coûts de fabrication. Le personnel des installations de North Vancouver, de Nanaimo, de Brandon et de Beauharnois est syndiqué. En 1996, la convention collective à Beauharnois a été prolongée jusqu'en 2000. En 1997, la convention de Brandon a été renouvelée pour une durée de trois ans. En 1998, la convention de North Vancouver a été prolongée jusqu'en 2001 et en 1999, celle de Nanaimo a été reconduite jusqu'en 2003.

Au cours des dernières années, en raison de l'évolution de la législation environnementale concernant les usines de pâtes, le chlorate de sodium est devenu un agent de blanchiment préféré par le secteur des pâtes et papiers, tandis que l'utilisation du chlore a diminué. La croissance de la demande de chlorate de sodium devrait se poursuivre car ce produit permet aux producteurs de pâte d'obtenir des effluents d'eaux usées acceptables sur le plan environnemental à un coût considérablement plus faible que tous les autres systèmes de blanchiment. Bien que la demande de chlore pour le secteur des pâtes et papiers ait baissé, le chlore peut servir à d'autres utilisations. La demande de soude caustique devrait rester inchangée et est en grande partie fonction de la vigueur du secteur des pâtes et papiers.

Le marché des pâtes et papiers est très concurrentiel, les principaux facteurs étant le prix, la logistique, la fiabilité de l'approvisionnement et le service technique. Les principaux avantages concurrentiels de CanadianOxy dans ce marché sont ses installations de fabrication modernisées situées stratégiquement qui sont en mesure de tirer parti de coûts de l'électricité concurrentiels, de la disponibilité du transport et de la réputation de fiabilité de son approvisionnement à des prix concurrentiels. Il n'y avait aucun arriéré de commande important pour le chlorate de sodium ou le chlore alcalin au 31 décembre 1999.

Chlorate de sodium

Le secteur des pâtes et papiers consomme environ 95 pour cent de la production de chlorate de sodium en Amérique du Nord. À la suite de l'expansion de la demande de chlorate de sodium, la société a investi plus de 325 millions de dollars depuis 1987 dans l'acquisition, l'expansion, la modernisation et la construction de nouvelles installations. Actuellement, CanadianOxy est le troisième producteur en importance de chlorate de sodium en Amérique du Nord et a une capacité d'approvisionnement à l'échelle du continent. Les deux plus importants fournisseurs de chlorate de sodium en Amérique du Nord sont Akzo Chemicals Inc. et Sterling Pulp Chemicals.

Avant 1995, la capacité de production annuelle réelle de chlorate de sodium de la société était de 217 000 tonnes courtes. L'installation de Taft a ajouté 61 000 tonnes courtes à sa capacité et un agrandissement de l'installation, terminé en juin 1995, a rajouté 71 000 tonnes courtes. À la fin de décembre 1995, la société a acheté une installation de chlorate de sodium d'une capacité de 48 500 tonnes courtes, située à Beauharnois, au Québec.

En juillet 1996, CanadianOxy a terminé la modernisation de l'installation initiale de Taft. Au troisième trimestre de 1996, elle a achevé un agrandissement permettant d'ajouter 19 800 tonnes courtes à l'installation de Bruderheim et un agrandissement permettant d'ajouter 14 200 tonnes courtes à l'installation de Brandon.

L'acquisition de l'installation brésilienne en décembre 1999 donne à la société une capacité de production annuelle effective de plus de 485 000 tonnes courtes par an. En 2000, la société compte augmenter sa capacité au Brésil de 5 500 tonnes courtes et prévoit agrandir son installation de Brandon en ajoutant une capacité de 12 000 tonnes courtes.

En 1999, en 1998 et en 1997, CanadianOxy a produit 405 000, 399 000 et 385 000 tonnes courtes de chlorate de sodium, respectivement.

La production de chlorate de sodium de CanadianOxy est commercialisée auprès de nombreuses usines de pâtes et papiers aux termes de contrats pluriannuels. Près de 26 pour cent de la production sont vendus au Canada, et le reste, aux États-

Unis, une petite portion étant vendue outre-mer. Principalement toute la production de chlorate de sodium du Brésil est vendue à Aracruz. La perte d'un client ne devrait pas avoir d'incidence défavorable importante sur la société. CanadianOxy commercialise le chlorate de sodium aux États-Unis par l'intermédiaire de son bureau à Houston, au Texas.

Chlore alcalin

Les installations de chlore alcalin en Colombie-Britannique et au Brésil fabriquent de la soude caustique, du chlore et de l'acide chlorhydrique. En Colombie-Britannique, la quasi-totalité de la soude caustique est consommée par les usines de pâtes et papiers, alors que les marchés du chlore comprennent un groupe diversifié de clients dans les secteurs du polychlorure de vinyle (*PVC*), de la purification de l'eau et des produits pétrochimiques, principalement aux États-Unis. La production de soude caustique et de chlore au Brésil est principalement vendue à Aracruz.

La capacité de production annuelle réelle de chlore alcalin au cours des trois dernières années a été de 339 000 tonnes courtes et a augmenté à 414 000 tonnes courtes depuis l'acquisition de l'usine brésilienne. La production a été de 333 000 tonnes courtes, de 340 000 tonnes courtes et de 352 000 tonnes courtes en 1999, en 1998 et en 1997, respectivement.

RÉGLEMENTATION GOUVERNEMENTALE

Les activités de CanadianOxy sont assujetties au contrôle et à la réglementation de divers paliers de gouvernement dans les pays où elle exerce son activité.

Ces lois et règlements comprennent des questions liées au régime foncier des terrains, au forage, aux pratiques de production, à la protection de l'environnement, aux politiques de commercialisation et d'établissement de prix, aux redevances, aux divers prélèvements et taxes, y compris l'impôt sur le revenu, ainsi qu'au commerce extérieur et à l'investissement, lesquels peuvent être modifiés à l'occasion. La législation actuelle relève en général du domaine public et la société n'est pas en mesure de prédire les lois ou les amendements supplémentaires susceptibles d'être proposés qui toucheront ses activités et quand de telles propositions, si elles sont entérinées, pourraient entrer en vigueur.

Le texte qui suit présente un sommaire des aspects les plus importants des règlements gouvernementaux applicables aux activités de production de la société.

Canada

Au Canada, la société exerce son activité en vertu des règlements fédéraux, provinciaux et municipaux qui régissent le régime foncier des terrains, les redevances, les taux de production, les taxes et impôts, la protection de l'environnement, les exportations et d'autres questions. Des ententes ont été conclues entre le gouvernement du Canada et les provinces d'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan en ce qui a trait à la déréglementation des marchés du pétrole brut et du gaz naturel et à l'imposition des revenus provenant de ces ressources.

On trouvera ci-dessous certains des aspects les plus importants des ententes, de la législation et des règlements régissant les activités canadiennes de la société.

Redevances

Le gouvernement du Canada et les provinces dans lesquelles la société produit du pétrole brut et du gaz naturel imposent des redevances sur la production provenant de terrains dont ils détiennent des droits miniers. Certaines provinces reçoivent aussi des revenus en imposant des taxes sur la production provenant de terrains où elles ne détiennent pas de droits miniers.

Diverses redevances sont imposées par le gouvernement du Canada et chacune des provinces. Les redevances imposées par les provinces sur le pétrole brut varient selon les volumes de production des puits, les prix de vente, les méthodes de recouvrement, la date de la fin du forage du puits et la date du démarrage de la production. Les redevances imposées par les provinces sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel varient selon les volumes de production des puits, les prix de vente et la date de production initiale.

En plus des redevances provinciales, la Saskatchewan établit une surtaxe sur les ressources égale à 3,6 pour cent de la valeur des ventes brutes des ressources de la Saskatchewan.

Impôts

Les bénéfices réalisés par des entités canadiennes sont assujettis aux impôts sur le revenu fédéral et provinciaux. Aux fins de l'impôt sur le revenu fédéral, la loi prévoit que les montants versés à l'État ou à un organisme d'État, comme des redevances ou d'autres versements se rapportant à la production pétrolière et gazière provenant de terrains de l'État ne peuvent pas être déduits. Cette non-déductibilité des paiements à l'État est compensée en partie par une déduction de 25 pour cent (déduction relative aux ressources) du revenu net de la production canadienne calculée, sans déduction des paiements versés à l'État.

Le taux d'imposition fédéral canadien applicable, y compris la surtaxe, est de 29 pour cent pour le revenu affecté à une province canadienne, et de 39 pour cent pour le revenu affecté à un territoire étranger. Les taux d'imposition provinciaux varient entre neuf pour cent et 17 pour cent. Les impôts sur le revenu provinciaux ne sont pas déductibles du revenu assujetti à l'impôt fédéral.

Les entités canadiennes sont assujetties à l'impôt sur le capital. Le taux d'imposition sur le capital fédéral est de 0,225 pour cent du *capital imposable utilisé au Canada*, tel que défini. Les impôts sur le capital provinciaux au Québec, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique varient de 0,3 pour cent à 0,64 pour cent.

Règlements relatifs au gaz naturel

Le gaz naturel vendu en Alberta n'est pas assujetti à la réglementation. Les prix sont négociés et établis selon les conditions du marché en vigueur. Le gaz naturel vendu à l'extérieur de l'Alberta peut être acheminé à l'extérieur de la province seulement aux termes d'un permis d'enlèvement délivré par l'AEUB. L'AEUB délivrera un permis d'enlèvement seulement après avoir évalué les réserves des gisements proposés appuyant la demande et dans une moindre mesure, après la révision des dispositions d'établissement de prix du contrat de vente.

Le gaz naturel exporté aux États-Unis est assujetti à l'approbation de l'Office national de l'énergie du gouvernement du Canada. Les exportations peuvent être approuvées pourvu que l'Office national de l'énergie soit satisfait que les approvisionnements canadiens actuels et prévus puissent répondre à la demande canadienne et que la vente représente un avantage net pour le Canada. L'Office national de l'énergie surveille les prix bien que les prix d'exportation soient déterminés de gré à gré entre l'acheteur et le vendeur.

Accords de libre-échange

L'Accord de libre-échange (ALÉ) entre le Canada et les États-Unis contient une entente générale permettant le commerce bilatéral de l'énergie, notamment l'accès non discriminatoire pour les États-Unis aux approvisionnements énergétiques du Canada et l'assurance de l'accès au marché pour les exportations d'énergie canadienne aux États-Unis. Entre autres questions portant sur le secteur énergétique, l'ALÉ limite les interdictions d'exportation, les restrictions, les taxes, les droits de douane ou les frais applicables au commerce de l'énergie entre les deux pays. L'Accord de libre-échange nord-américain (l'ALENA) entre le Canada, les États-Unis et le Mexique n'étend pas les dispositions de partage énergétique de l'ALÉ au Mexique. L'ALÉ et l'ALENA n'ont pas d'incidence importante sur les activités relatives aux produits chimiques de la société.

Loi sur Investissement Canada

En vertu de la Loi sur Investissement Canada, le gouvernement du Canada doit approuver, dans certains cas, l'acquisition du contrôle d'une entreprise canadienne par une entité non contrôlée par des Canadiens. Dans certaines circonstances, l'acquisition de propriétés de ressources naturelles peut être considérée comme une opération qui constitue une acquisition du contrôle d'une entreprise canadienne nécessitant l'approbation du gouvernement du Canada. La Loi exige une déclaration d'établissement des nouvelles entreprises non apparentées au Canada par des entités non contrôlées par des Canadiens, mais n'exige pas l'approbation du gouvernement du Canada sauf lorsque les nouvelles entreprises sont reliées au patrimoine culturel du Canada ou à l'identité nationale.

Loi intitulée Wascana Energy Inc. Act

Wascana est assujettie à la loi intitulée *Wascana Energy Inc. Act* de la Saskatchewan qui exige qu'elle maintienne son siège social et certaines fonctions du siège social en Saskatchewan, que 50 pour cent de ses administrateurs soient des résidents de la Saskatchewan et qu'elle ne vende pas la totalité ou la quasi-totalité de ses éléments d'actif.

États-Unis

Impôts

Les activités pétrolières et gazières et les activités relatives aux produits chimiques aux États-Unis sont assujetties à une variété de taxes fédérales, d'État et locales des États-Unis et à des règlements des gouvernements, dont la totalité relève du domaine public.

Règlements sur les ventes de gaz naturel

Sous l'égide de la loi intitulée *Natural Gas Policy Act* et de la loi intitulée *Department of Energy (DOE) Organization Act*, les mouvements de gaz naturel du Canada vers les États-Unis sont assujettis à la réglementation du DOE aux termes d'une norme d'intérêt public général, qui porte sur les facteurs tels que la compétitivité, la sécurité et l'impact environnemental de l'entente d'importation proposée.

Yémen

Impôts

Les bénéfices réalisés au Yémen sont imposés au taux de 35 pour cent. Dans le calcul du revenu imposable, les coûts d'exploitation, de mise en valeur et d'exploration sont déductibles sur diverses périodes.

Nigeria

Impôts

Les bénéfices réalisés au Nigeria sont assujettis à l'impôt sur le revenu au taux de 30 pour cent. Après la cinquième année d'activité, les entreprises doivent payer un impôt minimum s'il est plus élevé que l'impôt à payer réel. Cet impôt minimum est calculé comme étant le plus élevé des montants suivants : 0,5 pour cent des bénéfices bruts, 0,5 pour cent de l'actif net, 0,25 pour cent du capital libéré et 0,025 pour cent du chiffre d'affaires jusqu'à concurrence de 500 000 nairas nigériens (132 000 \$ CAN) plus 0,125 pour cent du chiffre d'affaires au-delà de 500 000 nairas nigériens.

Équateur

Impôts

Les bénéfices réalisés en Équateur sont assujettis à l'impôt sur le revenu au taux de 44,4 pour cent.

Australie

Impôts

Les bénéfices réalisés sur la production en mer en Australie sont assujettis à l'impôt appelé *Petroleum Resources Rent Tax (PRRT)* au taux de 40 pour cent du bénéfice imposable réalisé dans une région visée par un permis. Le revenu imposable sous le régime de la PRRT est le revenu cotisable déduction faite des frais d'exploration et de mise en valeur. Les coûts d'exploration peuvent être déduits intégralement à mesure qu'ils sont engagés et peuvent être imputés à d'autres régions visées par des permis. Les coûts de mise en valeur sont déduits des bénéfices imposables au titre de la PRRT à divers taux, mais uniquement dans les limites de la région visée par un permis en ce qui concerne la PRRT. Aucune déduction de frais de financement du revenu imposables au titre de la PRRT n'est autorisée. Tout montant de PRRT versé est déductible dans le calcul de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Les revenus provenant d'une région visée par un permis assujettis à la PRRT ne sont pas assujettis à une redevance d'État.

Le revenu imposable gagné en Australie est aussi assujéti à l'impôt sur les bénéfices des sociétés au taux de 36 pour cent des bénéfices imposables. La réforme fiscale australienne actuelle prévoit la diminution de ce taux à 34 pour cent pour les exercices terminés le 30 juin 2001, et à 30 pour cent pour les années subséquentes. Comme pour la PRRT, les coûts d'exploration peuvent être déduits intégralement à mesure qu'ils sont engagés, les coûts de mise en valeur sont amortis sur la durée de vie des champs producteurs et les investissements récupérables sont amortis à divers taux.

Brésil

Impôts

Les bénéfices réalisés au Brésil sont assujéti à l'impôt sur le revenu au taux de 15 pour cent qui est majoré d'une surtaxe de 10 pour cent des bénéfices imposables dépassant 240 000 réaux brésiliens (300 000 \$ CA). De plus, un impôt de solidarité sociale est prélevé au taux de huit pour cent.

RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Activités pétrolières et gazières

Les activités pétrolières et gazières de CanadianOxy sont assujétiées aux lois et règlements relatifs à la protection de l'environnement de divers paliers de gouvernement des pays dans lesquels elle exerce son activité. La société est d'avis que ses activités sont conformes à tous égards importants aux lois environnementales applicables.

Au Canada, ces dispositions, qui sont mises en œuvre principalement par Environnement Canada et Transport Canada et des organismes provinciaux analogues, régissent la gestion des déchets dangereux, le rejet de polluants, la construction de nouvelles sources de rejet et le transport des marchandises dangereuses. En règle générale, les lois prévoient des sanctions administratives et pénales et des amendes, ainsi que des mesures de redressement par voie d'injonction et des mesures correctrices.

Aux États-Unis, ces dispositions, qui sont mises en œuvre principalement par la United States Environmental Protection Agency, le Department of Transportation et le Department of the Interior ainsi que des organismes d'État analogues, régissent la gestion des déchets dangereux, le rejet de polluants dans l'atmosphère et dans les eaux de surface et souterraines et la construction de nouvelles sources de rejet, la fabrication, la vente et l'élimination de substances chimiques, ainsi que l'exploitation à ciel ouvert et l'exploitation souterraine des mines. En règle générale, les lois prévoient des sanctions administratives et pénales et des amendes, ainsi que des mesures de redressement par voie d'injonction et des mesures correctrices.

Au Yémen, la loi sur la protection de l'environnement du Yémen a été ratifiée par le Parlement et promulguée par décret présidentiel en octobre 1995. Le décret républicain n° 11 du Yémen, relativement à la protection de l'environnement maritime contre la pollution a été adopté en 1993 et il désigne, la Public Corporation for Maritime Affairs à titre d'autorité de réglementation pour les activités maritimes. Aux termes d'une entente passée avec l'État yéménite en mars 1996, la société a payé à l'avance les coûts de démantèlement et de remise en état des lieux pour le projet de mise en valeur du bloc Masila et a été déchargée de toute autre obligation à cet égard.

Au Nigeria, CanadianOxy a conclu un contrat de service de risque avec une société indigène. La société indigène est chargée d'obtenir toutes les approbations réglementaires associées à la mise en valeur au Nigeria. Les règlements relatifs à la lutte contre pollution dans les activités pétrolières et gazières sont régis par la loi intitulée *Principal Legislation of Petroleum Act* de 1969. Les règlements sont adoptés conformément à l'alinéa 8(i)b(iii) de la loi intitulée *Petroleum Act*. En outre, le Department of Petroleum Resources (DPR) a publié des directives intérimaires concernant la surveillance, la manutention, le traitement et l'élimination des effluents, les déversements de pétrole et les produits chimiques, les boues de forage et les déblais de forage par les locataires ou les exploitants de pétrole. Des limites permises provisoires de rejets des déchets dans l'eau douce, les eaux côtières et les zones d'exploitation en mer ont également été établies. Le DPR a indiqué en décembre 1998 qu'il préparerait des révisions aux Normes environnementales et Directives pour l'industrie pétrolière (*Environmental Standards and Guidelines for the Petroleum Industry*) actuelles. Ces révisions, concernant les rejets de déchets, les systèmes de gestion de l'environnement, les vérifications, la mise hors service et les enquêtes sur les déversements de pétrole ont été émises avant la fin de 1999, mais leur application a été retardée. En novembre 1999, le ministère fédéral de l'environnement a annoncé qu'il s'était vu confier la pleine responsabilité de la supervision de tous les aspects de la gestion environnementale de l'industrie du pétrole et du gaz, en remplacement de la division environnementale du DPR et de l'ex agence fédérale de

protection de l'environnement. Le moment de l'entrée en vigueur et les implications de ce changement n'ont pas encore été déterminés.

En Équateur, les activités sont assujetties aux règlements environnementaux régis par le ministère de l'Énergie et des Mines.

En Colombie, les activités sont assujetties aux règlements environnementaux établis par le ministère de l'Environnement. La consultation des collectivités locales est régie par le ministère de l'Intérieur. De récentes tentatives de rationalisation de la délivrance de permis d'exploitation des hydrocarbures ont eu peu de succès législatif. La procédure de base, qui s'étale en moyenne sur un à trois ans jusqu'à la délivrance des permis, débute par des consultations publiques imposées par le ministère de l'Intérieur, est suivie de la préparation des évaluations d'impact environnemental et des plans de gestion, puis d'un examen du ministère de l'Environnement et des autorités régionales en matière d'environnement.

En Indonésie, les activités sont assujetties aux règlements environnementaux aux termes de la Loi n° 23 dernièrement révisée de 1997 concernant la gestion environnementale. Cette loi remplace la Loi n° 4 de 1982 concernant les principes de gestion environnementale.

En Australie, les activités sont assujetties à la réglementation aux termes de diverses lois environnementales d'État, de territoire et du Commonwealth (fédéral). Au niveau fédéral, le Department of Primary Industry and Energy est chargé de la réglementation. Cette responsabilité est partagée au niveau de l'État et du territoire avec le Department of Minerals and Energy. Divers organismes de protection environnementale conseillent ces ministères.

De plus, CanadianOxy mène des activités dans d'autres pays où des cadres réglementaires environnementaux en sont à divers stades d'évolution. En l'absence de règlements, CanadianOxy observe les pratiques de gestion environnementale du secteur reconnues à l'échelle internationale.

Le Canada était un des 160 pays signataires du protocole de Kyoto en décembre 1997. Cette convention internationale établit des engagements légalement contraignants visant la réduction des rejets de gaz à effet de serre théoriquement responsables du réchauffement de la surface planétaire et qui agissent sur le climat mondial. Le protocole oblige environ 38 pays (les pays de l'Annexe 1) à atteindre des objectifs nationaux qui vont d'une augmentation de 10 pour cent à une diminution de huit pour cent par rapport à la base de 1990. La réduction globale s'établit en moyenne à cinq pour cent et ces engagements doivent être respectés pendant la *première période d'engagement* de 2008 à 2012. Le Canada s'est engagé à une réduction de six pour cent par rapport au niveau de référence de 1990 en signant le protocole de Kyoto en avril 1998. Les études de modélisation économique ont démontré que si les réductions d'émissions sont réalisées par des mesures intérieures dans les pays de l'Annexe 1 seulement, on peut prévoir de graves incidences négatives sur les économies de ces pays, et en particulier de ceux, comme le Canada, dont les économies reposent en grande partie sur les ressources naturelles et l'énergie.

CanadianOxy réagit activement au problème du changement climatique sur les plans intérieur et international par le biais des associations de l'industrie et par l'adhésion au programme Défi-Climat du Canada. De plus, CanadianOxy a lancé une initiative visant à réunir les sociétés canadiennes ayant des activités internationales importantes avec les organismes fédéraux responsables du domaine de l'évolution du climat afin d'améliorer les communications sur l'acquisition de crédits internationaux (c.-à-d. le Mécanisme pour un développement propre) en vue de renforcer les mesures intérieures prises pour honorer l'engagement de Kyoto du Canada.

Activités de la coentreprise Syncrude

La coentreprise Syncrude est réglementée par l'AEUB et l'Alberta Department of Environmental (*AENV*). En 1999, l'AEUB a prolongé la durée d'exploitation de la coentreprise Syncrude jusqu'en 2035, ce qui offre la souplesse nécessaire à l'exécution des activités et à la remise en état des lieux de façon continue et ordonnée. L'AENV a donné son approbation aux termes de la loi intitulée *Alberta Environmental Protection and Enhancement Act (AEPEA)* le 21 décembre 1995. L'approbation couvre une période de dix ans jusqu'en décembre 2005, qui est la durée maximale prévue par la loi et constitue un document à plusieurs volets couvrant les questions relatives à la gestion de l'air, des terrains, de l'eau et des déchets. La remise en état des terrains est effectuée à un rythme de 200 hectares par année, réduisant ainsi les coûts de remise en état annuels futurs.

Activités chimiques

CXY Chemicals maintient un programme actif relatif à l'environnement et à la sécurité dans tous ses établissements pour souligner sa politique consistant à respecter les normes et les règlements relatifs à la sécurité et à l'environnement applicables ou à les dépasser. L'installation de North Vancouver a effectué une évaluation quantitative des risques afin d'aider l'installation et les collectivités locales dans leurs plans d'intervention d'urgence et de gestion des risques. De plus, l'installation de North Vancouver a mis sur pied un réseau d'alerte de la collectivité (*Community Alert Network*). En 1997, l'évaluation des risques quantitative a été mise à jour et une révision a été menée par A.D. Little. Les résultats de la révision ont été communiqués à la collectivité.

Depuis 1972, l'installation de North Vancouver est le centre de contrôle régional de la Colombie-Britannique pour le plan d'urgence relatif au chlore de l'Amérique du Nord. Dans le cadre de ce programme, la société participe avec d'autres producteurs de chlore à un plan d'intervention professionnel et efficace en cas d'urgence lié au chlore alcalin n'importe où en Colombie-Britannique.

CXY Chemicals joue un rôle actif dans les projets de sensibilisation de la collectivité et d'intervention d'urgence (CAER) et CAER dans les transports (TRANSCAER) de l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques (ACFPC). En 1989, CXY Chemicals et d'autres membres de l'ACFPC ont élargi les programmes CAER et TRANSCAER et adopté l'initiative de la Gestion responsable®. Cette initiative est fondée sur l'engagement du secteur d'activité à un comportement responsable dans le développement, la fabrication, le transport, la manutention, la distribution, l'utilisation et l'élimination ultime des produits chimiques afin de réduire au minimum les répercussions néfastes sur la santé et l'environnement. CXY Chemicals a terminé avec succès le processus de vérification de la ronde 1 de l'ACFPC en 1995. En 1999, CXY Chemicals a été la première société de l'ACFPC à achever la vérification de la ronde 2 de ses systèmes de Gestion responsable®.

Les activités aux États-Unis sont également assujetties à divers lois et règlements fédéraux et d'État qui régissent la gestion des déchets dangereux, les rejets de polluants dans l'atmosphère et les eaux de surface et souterraines et la construction de nouvelles sources de rejet ainsi que la fabrication, la vente et l'élimination de substances chimiques.

Les règlements qui s'appliquent aux clients des pâtes et papiers sont également très importants pour les activités relatives aux produits chimiques. En Colombie-Britannique, les règlements actuels permettent des rejets de 1,5 kg de composés organiques halogénés absorbables (COHA) par tonne de pâte produite. Cette limite tombera à zéro en 2002. Par conséquent, l'utilisation de chlore comme agent de blanchiment subit la pression des clients qui adoptent le blanchiment de la pâte exempte de chlore élémentaire. D'autres provinces canadiennes et les États-Unis ont établi des niveaux de COHA plus raisonnables et fondés sur des éléments scientifiques que le secteur des pâtes et papier peut respecter grâce à l'utilisation de chlorate de sodium comme agent de blanchiment. Le secteur des produits chimiques collabore avec le Comité coordonnateur de l'industrie du chlore, le Conseil de la chimie du chlore et le secteur des pâtes et papiers pour que la Colombie-Britannique réévalue sa position. Le gouvernement du Canada travaille en collaboration avec le secteur pour gérer plutôt qu'éliminer l'utilisation de substances chlorées.

Provisions et dépenses environnementales

Au 31 décembre 1999, la société avait constitué une provision de 145 millions de dollars dans ses comptes pour les coûts futurs de démantèlement et de remise en état des lieux estimés actuellement à environ 370 millions de dollars pour toutes ses installations pétrolières et gazières et de produits chimiques. En 1999, CanadianOxy a comptabilisé une provision pour les coûts futurs de démantèlement et de remise en état des lieux de 25 millions de dollars. Il est prévu que la provision en 2000 soit semblable à celle de 1999.

En 1999, les dépenses en immobilisations de la société pour les questions liées à l'environnement, y compris les installations de lutte contre la pollution, se sont élevées à environ 10 millions de dollars. Les charges d'exploitation de la société pour les questions environnementales ont été d'environ 7 millions de dollars. En 2000, les dépenses en immobilisations consacrées à l'environnement devraient augmenter pour atteindre environ 20 millions de dollars.

EFFECTIF

Au 31 janvier 2000, la société comptait un effectif de 1 620 personnes dans les activités suivantes – pétrole et gaz : Canada, 521, États-Unis 117, Secteur international, 271 (128 au Yémen et 143 au Canada et dans d'autres régions); produits

chimiques, 389; siège social de la société, 322. La société employait aussi 519 ressortissants nationaux dans les pays suivants : Yémen, 437, Nigeria, 27, Indonésie, 12, Colombie, 8 et Brésil, 35.

Près de 50 pour cent du personnel œuvrant dans des activités chimiques est syndiqué. Les établissements syndicalisés sont situés à North Vancouver et à Nanaimo, en Colombie-Britannique, à Brandon, au Manitoba, et à Beauharnois, au Québec. En 1999, la convention collective de Nanaimo a été prolongée jusqu'en 2003. Les conventions renouvelables en 2000 sont celles de Beauharnois et de Brandon. La convention de North Vancouver est en vigueur jusqu'en 2001. Un établissement syndicalisé a été acquis en décembre 1999 dans l'État brésilien d'Espírito Santo. Les conventions collectives au Brésil sont renouvelées annuellement et expirent à différents moments de l'année.

Près de 15 pour cent des employés des activités pétrolières gazières canadiennes sont syndiqués. Les installations syndicalisées sont situées à Balzac, en Alberta, et à Moose Jaw, en Saskatchewan. Les conventions collectives sont en vigueur jusqu'en 2001.

RUBRIQUE 3. LITIGES EN COURS

De nombreuses poursuites et réclamations contre la société sont en cours, et leur issue ne peut être établie avec exactitude pour le moment. La direction est d'avis que tous les montants que la société pourraient avoir à payer ne devraient pas avoir d'incidence défavorable importante sur sa situation financière consolidée ou ses résultats d'exploitation.

CanadianOxy a reçu des ordonnances en vertu de la loi intitulée *Waste Management Act* de la Colombie-Britannique l'obligeant à exécuter un programme complet de réhabilitation des sols et des eaux souterraines en ce qui a trait à son ancienne usine de chlore alcalin à Squamish, en Colombie-Britannique. Les ordonnances sont données dans le cadre des exigences prévues et actuelles de la remise en état environnementale pour l'ancienne usine et ne constituent pas une amende ni une sanction contre la société.

RUBRIQUE 4. SOUMISSION DE QUESTIONS AU VOTE DES ACTIONNAIRES

La société a tenu une assemblée extraordinaire des actionnaires le 3 février 2000. Les dispositions suivantes ont été prises à l'assemblée, pour laquelle des procurations avaient été sollicitées :

1. La résolution visant l'approbation de la convention du régime de droits des actionnaires a été adoptée par un vote de 82 639 329 voix pour, 41 373 958 voix contre et 14 280 285 abstentions.

Le régime de droits des actionnaires a été déposé avec le présent rapport sur un formulaire 8-K daté du 15 décembre 1999.

PARTIE II

RUBRIQUE 5. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES DE LA PERSONNE INSCRITE ET QUESTIONS RELATIVES AUX ACTIONNAIRES

Les actions ordinaires sont négociées à la Bourse de Toronto et à l'American Stock Exchange.

Au 31 décembre 1999, il y avait approximativement 1 397 détenteurs inscrits d'actions ordinaires et 138 145 237 actions ordinaires en circulation. Le tableau ci-dessous présente la fourchette des cours des actions durant les deux dernières années, tels que publiés par la Bourse de Toronto et l'American Stock Exchange :

	Bourse de Toronto		American Stock Exchange	
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>
	(\$ CA)		(\$ US)	
1998				
Premier trimestre	32,45 \$	25,00 \$	22,81 \$	17,50 \$
Deuxième trimestre.....	32,60	27,80	22,68	19,50
Troisième trimestre.....	32,20	18,00	21,81	11,69
Quatrième trimestre.....	26,90	15,25	17,25	9,88

	<u>Bourse de Toronto</u>		<u>American Stock Exchange</u>	
	<u>Haut</u> (\$ CA)	<u>Bas</u>	<u>Haut</u> (\$ US)	<u>Bas</u>
1999				
Premier trimestre	19,45 \$	13,10 \$	12,88 \$	8,69 \$
Deuxième trimestre.....	23,85	16,60	16,19	11,00
Troisième trimestre.....	30,75	23,65	20,19	16,00
Quatrième trimestre	32,00	25,80	21,88	17,50

La société a déclaré les dividendes trimestriels suivants par action ordinaire au cours des deux dernières années :

	<u>Premier trimestre</u>	<u>Deuxième trimestre</u>	<u>Troisième trimestre</u>	<u>Quatrième trimestre</u>
1998.....	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$
1999.....	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$

La date de versement du dividende a été le premier jour du trimestre suivant.

La Loi de l'impôt sur le revenu du Canada exige que la société retienne à la source un impôt sur les dividendes versés à des non-résidents. Conformément à la Convention entre le Canada et les États-Unis en matière d'impôt sur le revenu, la retenue à la source est de 15 pour cent des dividendes versés par la société à des résidents américains, à l'exception d'une société membre du même groupe pour laquelle la retenue à la source est de cinq pour cent.

La Loi sur Investissement Canada exige qu'un *non-Canadien* (tel que défini) dépose un avis auprès d'Investissement Canada et obtienne l'approbation du gouvernement avant d'acquérir le contrôle d'une *entreprise canadienne*, telle que définie. Autrement, il n'y a pas de restrictions, en vertu des lois du Canada ou de l'acte constitutif de la société, limitant le droit d'un non-Canadien de détenir des titres de la société ou d'exercer son droit de vote.

Le 3 février 2000, lors d'une assemblée extraordinaire des actionnaires, un régime de droits des actionnaires a été adopté. Le régime créé un droit rattaché aux actions ordinaires en circulation actuelles et futures. Chaque droit confère au porteur le privilège d'acquérir des actions ordinaires supplémentaires pendant la durée du droit. Avant la date de séparation, les droits ne peuvent pas être séparés des actions ordinaires et aucun certificat séparé n'est émis. La date de séparation survient habituellement au moment d'une offre publique d'achat non sollicitée, mais le conseil d'administration de la société peut reporter cette date à plus tard.

Avant qu'une personne n'acquière 20 pour cent ou plus des actions ordinaires de la société (ce qui représente un événement déclencheur), chaque droit confère à son porteur le privilège d'acquérir des actions ordinaires supplémentaires de la société à un prix nettement plus avantageux que le cours boursier. Par conséquent, aucun droit n'est exercé à ce moment-là. Cependant, une fois qu'un événement déclencheur se produit, chaque droit, autres que ceux rattachés aux actions acquises par la personne qui cause l'événement déclencheur, devient un droit d'acquérir des actions ordinaires à un prix égal à la moitié du cours boursier à ce moment-là.

Un actionnaire qui détient plus de 20 pour cent des actions ordinaires quand le régime entre en vigueur est exempté et ne provoque pas d'événement déclencheur de ce seul fait, mais tout achat de un pour cent ou plus des actions par cet actionnaire constitue un événement déclencheur.

RUBRIQUE 6. DONNÉES FINANCIÈRES CHOISIES

Résumé des données financières choisies selon les PCGR américains pour les cinq exercices terminés les 31 décembre

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997¹⁾</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>
	(en millions à l'exception des montants par action)				
Résultats d'exploitation					
Ventes nettes	1 611 \$	1 441 \$	1 693 \$	1 362 \$	1 180 \$
Bénéfice net (perte nette)	63 \$	(115)\$	137 \$	199 \$	151 \$
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire ²⁾	0,46 \$	(0,84)\$	1,00 \$	1,46 \$	1,11 \$
Situation financière					
Total de l'actif	4 922 \$	5 025 \$	5 182 \$	2 575 \$	2 417 \$
Dette à long terme	1 997 \$	1 777 \$	2 167 \$	572 \$	674 \$
Capitaux propres	1 130 \$	1 074 \$	1 258 \$	1 133 \$	931 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,30 \$	0,30 \$	0,30 \$	0,30 \$	0,225 \$
Actions ordinaires en circulation (en milliers) ²⁾	138 145	137 373	136 610	136 155	135 020

Note :

- (1) 1997 reflète l'acquisition de Wascana à partir du 15 avril 1997. Certaines informations pro forma montrant l'incidence comme si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 1997 sont incluses dans la note 3 afférente aux états financiers consolidés.
- (2) Après la fin de l'exercice, la société a conclu une entente visant le rachat de 20 millions de ses actions ordinaires, décrite à la note 16 des états financiers consolidés.

RUBRIQUE 7. ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

L'analyse qui suit doit être lue parallèlement aux états financiers consolidés qui font partie du présent rapport. Les états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. L'incidence des différences importantes entre les principes comptables canadiens et américains sur les états financiers est présentée à la note 15 afférente aux états financiers consolidés. À moins d'indication contraire, les montants indiqués dans les tableaux sont en millions de dollars, et les volumes de ventes et de production figurent avant les redevances.

Aperçu de 1999

Au début de l'année 1999, le secteur du pétrole s'est heurté à une grande incertitude entourant les prix du pétrole brut. Au cours de 1998, le prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (« WTI ») s'est élevé en moyenne à 14,43 \$ US le baril, soit le prix annuel moyen le plus bas depuis 1977. Au cours du premier trimestre de 1999, le prix moyen du WTI a baissé à 13,11 \$ US le baril. En mars, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») s'est engagée à réduire la production quotidienne de pétrole de 2,1 millions de barils afin de soutenir les prix du pétrole brut et de réduire les stocks excédentaires de pétrole brut à l'échelle mondiale. Ces coupures sur le plan de la production, conjuguée à la reprise des économies asiatiques, ont entraîné un raffermissement significatif des prix du pétrole pendant le reste de l'année et fait bondir le prix moyen annuel du WTI à 19,24 \$ US le baril. En outre, les prix du gaz naturel au Canada ont grimpé de 44 % en 1999, la capacité de transport accrue vers les États-Unis ayant permis aux prix au comptant de l'Alberta d'égaliser le prix de référence à la bourse New York Mercantile Exchange (NYMEX). Aux États-Unis, les prix du gaz naturel ont connu une croissance modeste en 1999.

En réponse au repli des prix du pétrole brut, CanadianOxy a adopté différentes mesures pour consolider son bilan. Un programme dynamique de cession d'actifs, entrepris à la fin de 1997, a pris fin au début de 1999 et engendré un produit global de plus de 1 milliard de dollars. La Société a, en outre, émis un total de 476 millions de dollars US de débentures

subordonnées de second rang non garanties (« titres privilégiés ») en 1998 et 1999 et renégocié les facilités de crédit à long terme existantes afin qu'elles offrent une plus grande souplesse et des liquidités accrues. Au cours de cette période, la dette à long terme et les emprunts à court terme ont été réduits de 895 millions de dollars.

CanadianOxy a amorcé l'année avec un budget en immobilisations global de 440 millions de dollars (950 millions de dollars en 1998). Près de 70 % des fonds budgétisés devaient être alloués à des activités de mise en valeur et le solde de 30 %, à des projets d'exploration à faible risque ou prometteurs. CanadianOxy a augmenté son budget en immobilisations progressivement à 703 millions de dollars, au fur et à mesure que les prix du pétrole se sont améliorés en 1999, et la majorité des nouvelles dépenses ont été consacrées à l'égard de projets de mise en valeur susceptibles d'être mis en service rapidement. Grâce à cette stratégie, CanadianOxy a ajouté des réserves prouvées de 135 millions de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») et a accru sa production jusqu'au niveau de 257 000 bep par jour à la fin de l'exercice.

La Société a enregistré un bénéfice net de 100 millions de dollars (0,46 \$ par action ordinaire, nets des dividendes sur les actions privilégiées), contre une perte de 110 millions de dollars (0,83 \$ par action ordinaire, nets des dividendes sur les actions privilégiées) en 1998 et un bénéfice net de 139 millions de dollars (1,02 \$ par action ordinaire) en 1997. La remontée du bénéfice net par rapport à 1998 est le résultat de la consolidation des prix du pétrole brut et des mesures de réduction des coûts. L'augmentation des prix du pétrole brut en 1999 a contribué à accroître le bénéfice de 165 millions de dollars alors que les réductions de coûts ont permis d'économiser 30 millions de dollars. La perte de 1998 traduisait une année exceptionnellement difficile pour les producteurs de pétrole et de gaz, les prix du pétrole se rapprochant des prix les plus bas en 20 ans. La Société a de plus constaté des charges après impôts de 40 millions de dollars pour la réduction de valeur de l'actif au Nigeria et des frais de cessation d'emploi de 12 millions de dollars. Ces dernières ont été compensées par les résultats d'un programme de cession d'actifs qui a généré des gains après impôts de 112 millions de dollars. Les résultats de 1997 traduisaient la solidité des prix du pétrole brut et les niveaux de production accrus liés à l'acquisition de Wascana Energy, en avril 1997.

Selon les principes comptables aux États-Unis, le bénéfice net est de 63 millions de dollars (0,46 \$ par action ordinaire) en 1999, contre une perte de 115 millions de dollars (0,84 \$ par action ordinaire) en 1998 et un bénéfice net de 137 millions de dollars (1,00 \$ par action ordinaire) en 1997. Les différences par rapport au bénéfice net selon les principes comptables au Canada sont décrites à la note 15 afférente aux états financiers consolidés.

Activités sectorielles

L'analyse qui suit doit être lue parallèlement à la note 14 afférente aux états financiers consolidés. Les résultats d'exploitation sectoriels n'incluent pas les postes relatifs au financement, les frais de vente, les frais d'administration et les autres charges non affectés, ni les impôts sur les bénéfices.

Yémen

	1999		1998		1997	
	Volume	Montant	Volume	Montant	Volume	Montant
Ventes ⁽¹⁾ et prix du pétrole brut (mb/j et \$/b).....	107,4	26,36 \$	105,7	16,92 \$	99,2	25,60 \$
Ventes nettes.....		499 \$		399 \$		497 \$
Bénéfice d'exploitation		339 \$		154 \$		279 \$
Dépenses en immobilisations		74 \$		124 \$		49 \$

Note :

(1) Les volumes de production se sont établis à 107,5 mb/j (104,7 mb/j en 1998; 98,6 mb/j en 1997). Les volumes des ventes diffèrent des volumes de production en raison des délais dus au chargement des pétroliers.

En 1999, les volumes de production du bloc Masila ont augmenté de 3 % par rapport aux niveaux de 1998, atteignant un record annuel de 206 700 b/j (107 500 b/j nets pour la Société). Le programme de forage très fructueux de 1999 a entraîné des hausses de production. Actuellement, la Société compte 118 puits pouvant être mis en production au bloc Masila contre 95 à la fin de 1998. La production accrue en 1997 par rapport à 1998 est aussi attribuable aux forages fructueux de mise en valeur.

Le prix moyen reçu pour le pétrole brut mixte de Masila s'est accru en 1999 en raison de la consolidation des prix de pétrole brut mondiaux. La Société vend sa production du Yémen en vertu de contrats à court terme. L'écart entre les prix du WTI et celui de Masila s'est rétréci à 1,48 \$ US par baril en 1999 en raison de l'augmentation de la demande de pétrole en Asie du Sud-Est, principal marché du pétrole brut de Masila. Les écarts en 1998 et en 1997 étaient de 2,97 \$ US et de 2,08 \$ US respectivement.

Conformément aux conditions de l'entente de partage de la production, la production de pétrole se divise en deux segments : la part attribuable au recouvrement des coûts et la part attribuable au bénéfice. La part attribuable au recouvrement des coûts permet aux participants non gouvernementaux de recouvrer les charges d'exploitation, ainsi que les frais d'exploration et de mise en valeur pendant un an, quatre ans et six ans respectivement, jusqu'à concurrence de 40 % de la production au cours de chaque exercice. La part attribuable au bénéfice correspond au reliquat de la production une fois déduite la part attribuable au recouvrement des coûts et elle est partagée selon une échelle mobile entre le gouvernement du Yémen et les participants, en fonction des taux de production. La production de pétrole destinée au recouvrement des coûts disponible chaque année dépend des coûts à recouvrer et du prix reçu pour chaque baril de pétrole.

Aux termes de la convention comptable de la Société, l'élément participation passive aux produits tirés de la production destinée au recouvrement des coûts à partir duquel la Société recouvre les coûts présumés engagés pour le compte du gouvernement est compensé par les charges d'exploitation, l'amortissement et la déplétion et ne contribue donc pas au bénéfice d'exploitation ni au bénéfice net. À mesure que la production destinée au recouvrement des coûts diminue, l'augmentation correspondante de la production destinée au bénéfice entraîne une augmentation du bénéfice d'exploitation, partiellement contrebalancée par un accroissement des impôts sur les bénéfices payés.

En 1999, CanadianOxy a reçu près de 19 % de la production de pétrole du projet Masila, le solde revenant au gouvernement du Yémen et aux autres participants. En 1998 et en 1997, CanadianOxy en a reçu environ 27 % et 22 %, respectivement. La diminution de 1999 traduit un plus faible niveau de coûts à recouvrer de même que des prix du pétrole brut et des volumes de production accrus. Le facteur le plus significatif en 1999 est la réduction des coûts pouvant être recouverts. D'importantes dépenses ont été engagées au Yémen pour les installations et l'infrastructure au cours de 1992 et 1993 dans le cadre de la mise en valeur du bloc Masila. À la fin de 1998, la totalité des coûts avaient été recouverts en vertu de l'entente de partage de la production. Il en résulte une réduction de 64 millions de dollars US des coûts pouvant être recouverts en 1999. Cette réduction a été compensée par une augmentation de la part attribuable au bénéfice et des prix du pétrole brut qui a donné lieu à une hausse de 25 % des ventes nettes. Si l'on se fie aux dépenses d'immobilisations antérieures non recouvrées, ainsi qu'aux dépenses, à la production et aux prix budgétisés pour 2000, la Société estime que les produits découlant de sa part attribuable au recouvrement des coûts et de sa part de la production en 2000 se rapprocheront des niveaux de 1999.

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 120 % par rapport à 1998 et s'est rapproché de celui enregistré en 1997. La progression est principalement imputable à la diminution de la charge d'amortissement et de déplétion en 1999, la baisse des produits attribuables au recouvrement des coûts et les ajouts faits aux réserves ayant contribué à abaisser le taux global de déplétion par baril.

Les dépenses en immobilisations engagées au cours des trois derniers exercices dans le cadre des activités de mise en valeur au Yémen se rapportent au forage et à l'expansion des installations de traitement des fluides au bloc Masila. La Société a aussi engagé 6 millions de dollars en 1999 et 39 millions de dollars en 1998 pour les activités d'exploration sur six blocs d'exploration acquis en 1998.

Canada

	1999		1998		1997	
	Volume	Montant	Volume	Montant	Volume	Montant
Ventes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et prix (mb/j et \$/b) ⁽¹⁾						
Léger.....	17,8	26,27 \$	24,7	18,75 \$	22,1 ⁽²⁾	24,67 \$
Lourd.....	30,5	18,28 \$	34,5	8,81 \$	33,5 ⁽²⁾	14,96 \$
Ventes et prix du gaz naturel (en mmpc/j et \$/mpc) ⁽¹⁾	161	2,46 \$	271	1,94 \$	256 ⁽²⁾	1,81 \$
Ventes nettes.....		385 \$		367 \$		449 \$
Bénéfice (perte) d'exploitation.....		44 \$		(99) \$		17 \$
Dépenses en immobilisations.....		170 \$		291 \$		436 \$

Notes :

- (1) Les activités de Wascana sont incluses à partir du 15 avril 1997. Certains renseignements pro forma montrant l'incidence qu'aurait eu l'acquisition si elle était survenue le 1^{er} janvier 1997 figurent à la note 3 afférente aux états financiers consolidés.
- (2) La production quotidienne de 1997 traduit la production après l'acquisition, établie en moyenne sur 365 jours. La production quotidienne réelle au cours de la période du 15 avril 1997 au 31 décembre 1997 a atteint en moyenne 71,9 mb/j de pétrole ainsi que 315 mmpc/j de gaz naturel.

Au Canada, la production de pétrole brut a baissé de 18 % par rapport à 1998 et la production de gaz naturel, de 41 %. Depuis l'acquisition de Wascana au milieu de 1997, la Société a considérablement rationalisé son portefeuille d'actifs afin de cibler les secteurs offrant le meilleur potentiel à long terme. Les cessions de propriétés pétrolières et gazières s'élèvent à 85 millions de dollars en 1999, sur un total 840 millions de dollars à ce jour. Les propriétés cédées produisaient environ 20 000 b/j de pétrole et 160 millions de pieds cubes par jour (« mmpc/j ») de gaz naturel. L'augmentation de la production de pétrole brut et de gaz naturel de 1997 à 1998 est attribuable à une année complète de production à la suite de l'acquisition de Wascana, partiellement contrebalancée par les cessions d'actifs.

La production de pétrole brut et de gaz naturel de CanadianOxy est vendue en vertu de contrats à court terme. Les prix du pétrole brut sont fondés sur divers prix de référence, principalement le prix du WTI. Le prix du pétrole lourd tient compte du niveau global des prix du pétrole majorés du différentiel de qualité et des coûts du condensat. En 1999, 85 % du gaz naturel vendu ont été basés sur le prix au comptant à la NYMEX et de l'Alberta. Les prix obtenus pour la production de gaz naturel de 1999 ont augmenté par rapport à ceux obtenus en 1998 et 1997 la capacité de transport accrue vers les États-Unis ayant permis aux prix au comptant de l'Alberta d'égaliser le prix de référence à la bourse NYMEX.

Les ventes nettes de pétrole brut et de gaz naturel ont augmenté en 1999, la hausse des prix du pétrole ayant compensé l'incidence de la réduction des volumes de production. La baisse de production a aussi entraîné une réduction des charges d'exploitation et de la déplétion. Les ventes nettes et le bénéfice d'exploitation de 1998 ont reculé considérablement par rapport à 1997, la baisse des prix du pétrole brut ayant plus qu'atténué l'incidence de l'augmentation de la production et des prix du gaz naturel.

En 1999 et en 1998, 80 % du programme de dépenses en immobilisations ont été affectés aux activités de mise en valeur sur des propriétés à marges élevées pouvant être rapidement mises en production, la tendance à la baisse des dépenses de 1997 à 1999 faisant suite au recul des prix du pétrole.

États-Unis

	1999		1998		1997	
	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>
Ventes et prix du pétrole brut (mb/j et \$/b).....	10,3	26,51 \$	12,1	19,03 \$	12,7	27,32 \$
Ventes et prix du gaz naturel (mmpc/j et \$/mpc).....	117	3,45 \$	115	3,25 \$	95	3,73 \$
Ventes nettes		203 \$		183 \$		212 \$
Bénéfice (perte) d'exploitation.....		(2) \$		- \$		60 \$
Dépenses en immobilisations		94 \$		230 \$		166 \$

Dans le Golfe du Mexique, la production de gaz naturel est demeurée constante par rapport à celle de 1998 alors que la production de pétrole brut a diminué de 15 %. L'augmentation de la production de gaz naturel découlant de l'acquisition d'une participation de 90 % dans le bloc 18 d'Eugene Island vers la fin de 1998 a été compensée par les baisses naturelles. La réduction de la production de pétrole brut est également imputable aux baisses naturelles.

Les prix reçus correspondent généralement aux fluctuations des prix mondiaux du pétrole brut et du prix du gaz naturel à la NYMEX, étant donné que la plus grande partie de la production est vendue en vertu de contrats à court terme.

Les ventes nettes ont augmenté en 1999, car les réductions de volume de pétrole ont été compensées par une augmentation des prix des marchandises. La perte d'exploitation de 1999 découle de la hausse des dépenses liées à l'amortissement des superficies non mises en valeur acquises en 1998 et de l'accroissement des frais d'exploration. Deux puits d'exploration non fructueux ont été forés en 1999, dont un en eau profonde dans le golfe du Mexique. Les ventes nettes de 1998 ont été inférieures à celles de 1997 en raison du recul des prix des marchandises et de la réduction de la production de pétrole, partiellement compensés par la hausse de la production de gaz naturel. L'augmentation de la charge d'amortissement et de dépréciation a contribué à abaisser le bénéfice d'exploitation.

En 1999, CanadianOxy a investi 94 millions de dollars dans le golfe du Mexique, dont 61 % a été affecté à des activités de mise en valeur. Les frais d'exploration de 1999 découlent surtout du programme de forage et de l'acquisition de données sismiques. Les dépenses en immobilisations de 1998 incluaient une somme de 45 millions de dollars affectée à l'acquisition d'une participation directe de 90 % dans le bloc 18 d'Eugene Island et une somme de 53 millions de dollars, aux superficies non mises en valeur dans les eaux profondes du golfe du Mexique.

CanadianOxy étend ses activités d'exploration dans le golfe du Mexique afin d'inclure le forage de réserves de pétrole et de gaz en eau profonde. L'exploration de tels puits permet de cibler des réserves de plus grande envergure, mais comportent aussi des risques et des coûts plus élevés que dans le cas de l'exploration de puits dans les eaux peu profondes du golfe.

Nigeria

	1999		1998		1997	
	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>
Ventes et prix du pétrole brut (mb/j et \$/b).....	7,2	24,84 \$	2,3	15,06 \$	-	- \$
Ventes nettes		51 \$		8 \$		- \$
Perte d'exploitation		(24) \$		(56) \$		- \$
Dépenses en immobilisations		32 \$		106 \$		55 \$

Au Nigeria, la production de pétrole brut a débuté vers la fin de septembre 1998. Après une production initiale de 10 000 b/j, la production de pétrole brut a décliné en raison de l'accroissement de la venue d'eau au cours de l'année. Les taux de production ont été stabilisés et s'établissent actuellement à 6 400 b/j. Les prix reçus pour le pétrole brut correspondent aux fluctuations des prix mondiaux étant donné que la production est vendue en vertu de contrats à court terme.

En 1999, la hausse des ventes nettes et la diminution de la perte d'exploitation sont attribuables à une année complète de production et à la remontée des prix du pétrole. La perte d'exploitation de 1999 est surtout imputable aux frais d'exploration d'un puits sec sur terre et à des travaux géologiques et géophysiques. La perte d'exploitation de 1998 comportait une imputation pour réduction de valeur de 40 millions de dollars.

Les dépenses en immobilisations de 1999 de 32 millions de dollars ont été affectées également entre les activités de mise en valeur et les activités d'exploration. Les dépenses de mise en valeur correspondent au coût final pour le champ Ejulebe dont la production a débuté vers la fin de 1998. Les dépenses d'exploration ont été affectées à un puits terrestre, à des travaux géologiques et géophysiques et à l'expansion des affaires.

Mer du Nord

Les éléments d'actif pétroliers et gaziers de CanadianOxy dans la mer du Nord au Royaume-Uni ont été vendus à compter du 31 décembre 1998 pour un produit de 210 millions de dollars. Un gain avant impôts de 101 millions de dollars a été comptabilisé lors de la cession.

Autres pays

En 1999 et 1998, les ventes nettes provenaient de propriétés productives situées en Équateur (voir la note 16 afférente aux états financiers consolidés). En 1997, elles provenaient également de propriétés au Venezuela.

Dans le cadre de sa stratégie de croissance à long terme, CanadianOxy recherche un portefeuille diversifié d'occasions d'exploration. La perte d'exploitation de 1999 traduit les frais d'exploration découlant de dépenses liées à l'acquisition de données sismiques, aux forages d'exploration infructueux et à des activités d'expansion des affaires. En 1999, les frais d'exploration consistent principalement en frais liés au forage de puits d'exploration infructueux en Colombie et en Australie et à l'acquisition de données sismiques en Indonésie. Au cours de 1998, les frais d'exploration consistaient surtout en forages de puits infructueux effectués en Australie et en Indonésie. Au cours de 1997, les frais d'exploration se rapportaient principalement au forage des puits d'exploration infructueux en Indonésie, au Vietnam et en Australie.

En 1999, les dépenses en immobilisations comprennent également des frais de mise en valeur reliés à des forages de mise en valeur et à la construction d'installations dans le champ Buffalo, au large de l'Australie, dont la production a commencé à la fin de décembre 1999 à un taux de 20 000 barils par jour, nets pour CanadianOxy.

Coentreprise Syncrude

	<u>1999</u>		<u>1998</u>		<u>1997</u>	
	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>	<u>Volume</u>	<u>Montant</u>
Ventes et prix du pétrole brut synthétique (mb/j et \$/b).....	16,1	28,12 \$	15,2	20,77 \$	15,0	28,19 \$
Ventes nettes		162 \$		115 \$		140 \$
Bénéfice d'exploitation		74 \$		27 \$		49 \$
Dépenses en immobilisations		54 \$		36 \$		26 \$

La rentabilité de la coentreprise Syncrude dépend principalement des prix reçus pour le pétrole brut synthétique, des volumes produits, du paiement des intérêts sur le bénéfice net à la province d'Alberta et des coûts de production. Les niveaux de production records conjugués au raffermissement des prix du pétrole brut ont entraîné une augmentation des ventes nettes de 41 % par rapport aux niveaux de 1998. À la suite de la hausse des prix du pétrole, un paiement d'intérêts sur le bénéfice net de 2 % des ventes brutes a été versé en 1999, alors qu'aucun paiement n'avait été effectué en 1998. Le paiement des intérêts sur le bénéfice net versé en 1999 est inférieur au paiement de 9 % versé en 1997, suite à une modification apportée en 1997 à la structure des redevances pour la coentreprise Syncrude.

Les dépenses en immobilisations ont augmenté en 1999 en raison de la construction, qui s'est poursuivie tout au long de l'exercice, de la mine Aurora et du déblocage des installations de base de traitement de l'usine.

Commercialisation

CanadianOxy est engagée dans diverses activités de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel destinées à améliorer ses activités de pétrole et de gaz naturel en accroissant la satisfaction des clients, la diversification du marché, les économies d'échelle et en améliorant les conditions de transport. La Société conclut des contrats d'achat et de vente de pétrole brut et de gaz naturel afin d'assurer son contrôle sur des quantités supérieures à ce que lui procure sa propre production. Ces activités exposent la Société aux risques associés aux prix des marchandises entre les dates d'achat et de vente des volumes conclus par contrat. Le secteur Commercialisation a recours à des contrats à terme normalisés, à des contrats à terme de gré à gré, à des contrats d'échange et à des options dans le secteur de l'énergie pour gérer le risque se rapportant aux fluctuations des prix des marchandises, pour répondre aux besoins de la clientèle et pour des fins commerciales. Certaines positions ouvertes peuvent survenir lorsque les contrats d'achat et de vente n'ont pas tous été appariés pour profiter des écarts du marché. L'importance du risque relativement à ces activités est limitée à certains plafonds prescrits et fait l'objet d'un contrôle par le biais d'un calcul quotidien de la valeur à risque, décrit à la rubrique « Risques de marché – Risques de prix des marchandises ». En 1999, CanadianOxy a commercialisé 373 000 b/j de pétrole brut et 1,8 mmpc/j de gaz naturel, dont 255 000 b/j et 1,6 mmpc/j ont été achetés auprès de tiers. Le produit net provenant de ces activités, incluant les instruments dérivés reliés, s'est établi à 28 millions de dollars en 1999.

Conformément à l'intention de la Société et à sa gestion concernant les produits à tirer de ses activités de commercialisation, CanadianOxy comptabilise les ventes et le coût des marchandises vendues au montant net et inclut ces montants sous le poste « Produits - Commercialisation, intérêts et autres produits » de l'état consolidé des résultats. Les comptes débiteurs et les comptes créditeurs reliés sont inscrits au bilan consolidé, au montant brut, traduisant la pleine mesure des risques de crédit auxquels CanadianOxy est exposée et de ses obligations.

Division des produits chimiques

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Production (en milliers de tonnes courtes)			
Chlorate de sodium.....	404	399	383
Chlore alcalin ⁽¹⁾	330	340	352
Ventes (en milliers de tonnes courtes)			
Chlorate de sodium.....	404	399	385
Chlore alcalin ⁽¹⁾	340	313	334
Ventes.....	240 \$	258 \$	260 \$
Bénéfice d'exploitation	20 \$	54 \$	56 \$
Dépenses en immobilisations	18 \$	17 \$	18 \$

Note :

(1) Les volumes des ventes diffèrent des volumes de production principalement à cause de l'utilisation du chlore pour la production de l'acide muriatique et des variations des niveaux de stocks.

CanadianOxy fabrique du chlorate de sodium et du chlore alcalin (soude caustique, chlore et acide muriatique) au Canada et du chlorate de sodium aux États-Unis. Le chlorate de sodium et la soude caustique sont principalement vendus au secteur nord-américain des pâtes et papiers tandis que le chlore est vendu aux entreprises de pâtes et papiers, d'épuration des eaux et de production de PVC.

Les ventes de chlorate de sodium ont augmenté légèrement au cours des trois derniers exercices sous l'effet de l'ajout de capacités des usines. Les ventes ont toutefois diminué au cours de la période malgré une augmentation des volumes, les prix ayant subi les contrecoups d'une baisse des taux de production dans le secteur des pâtes et papiers et d'une hausse de l'approvisionnement. Les ventes de chlore alcalin ont augmenté en 1999, la demande de PVC et de soude caustique étant en hausse dans le secteur des pâtes et papiers. Les ventes de 1998 se comparent à celles de 1997, l'augmentation des ventes de chlorate de sodium ayant été atténuée par la baisse des volumes et des prix du chlore alcalin en raison de la faiblesse du marché du PVC et du recul des taux de production dans le secteur des pâtes et papiers.

La baisse du prix des produits conjuguée à l'augmentation des coûts d'électricité ont entraîné une diminution du bénéfice d'exploitation en 1999. Celui-ci est demeuré stable en 1998 et 1997.

En décembre 1999, le secteur des produits chimiques de la Société a acquis des installations de chlorate de sodium et de chlore alcalin au Brésil pour la somme de 91 millions de dollars. La capacité de production actuelle de ces installations s'élève à 39 000 tonnes courtes de chlorate de sodium, 35 000 tonnes courtes de chlore et 39 000 tonnes courtes de soude caustique. La plus grande partie de la production est vendue à un important fabricant de pâtes et papiers du Brésil, aux termes d'un contrat à long terme, lequel précise que les prix reçus pour les produits de chlorate de sodium et de chlore alcalin seront établis en fonction du coût de production majoré. Les prix du marché du chlorate de sodium et du chlore alcalin, en dollars américains, sont utilisés pour établir la marge.

Résultats d'exploitation consolidés

Ventes nettes

L'augmentation des ventes nettes est attribuable aux éléments suivants :

	<u>1999 vs 1998</u>	<u>1998 vs 1997</u>
Pétrole brut		
Prix	282 \$	(313)\$
Volume	11	42
Part attribuable au recouvrement des coûts, déduction faite de la part attribuable aux bénéficiaires, au Yémen.....	(51)	10
Gaz naturel		
Prix	16	2
Volume	(88)	17
Produits chimiques		
Prix	(27)	(7)
Volume	9	5
Autres	<u>19</u>	<u>3</u>
Augmentation (diminution) des ventes nettes par rapport à l'exercice précédent	<u>171 \$</u>	<u>(241) \$</u>

Gain sur cession d'éléments d'actif

En 1999, les gains se rapportent principalement à la cession de propriétés productives au Canada et en 1998, à la cession d'éléments d'actif pétroliers et gaziers de la Société dans le secteur de la mer du Nord au Royaume-Uni et des propriétés productives et des terrains non mis en valeur au Canada. En 1997, les gains se rapportaient à la cession de propriétés situées au Canada.

Commercialisation, intérêts et autres produits

Les produits de la commercialisation, d'intérêts et autres comprennent les produits nets tirés des activités de commercialisation, des intérêts créditeurs et des éléments de revenu non récurrents. La chute de 18 millions de dollars de 1998 à 1999 provient principalement de la perte de revenus tarifaires liés aux pipelines découlant de la vente d'éléments d'actif de la Mer du Nord et d'une réduction des produits nets tirés des activités de commercialisation. L'augmentation de ces produits de 1997 à 1998 est attribuable à une hausse des produits nets tirés des activités de commercialisation.

Charges d'exploitation

Sur la base d'un baril d'équivalent de pétrole, les coûts de production classique des propriétés pétrolières et gazières se sont établis à 3,11 \$, comparativement à 3,30 \$ en 1998 et à 3,13 \$ en 1997. La baisse de 1999 est le résultat des programmes de réduction des coûts mis en place en 1999 et de la cession de propriétés dont les coûts d'exploitation étaient élevés.

Les coûts d'exploitation des produits chimiques se sont accrus par rapport à 1998 en raison de la hausse des frais d'électricité et de l'entretien des usines. L'augmentation en 1998 par rapport à 1997 était imputable à la hausse des frais d'électricité.

Frais de vente, d'administration et autres

Les frais de vente, d'administration et autres ont diminué de 38 millions de dollars par rapport à 1998 en raison d'une réduction du nombre d'employés et des programmes de réduction des coûts mis en place en 1999. Les résultats de 1998 comprennent une charge de 20 millions de dollars imputable aux frais de cessation d'emploi.

Amortissement et dépréciation

La dotation à l'amortissement et dépréciation a diminué de 179 millions par rapport au niveau de 1998. Le taux de dépréciation des propriétés pétrolières et gazières s'est établi à 5,79 \$ par bep, contre 6,96 \$ en 1998 (excluant les réductions de valeur des éléments d'actif) et 6,43 \$ en 1997. Cette diminution traduit l'incidence de la baisse des catégories de recouvrement des coûts au Yémen, de l'ajout de réserves et de la cession d'éléments d'actif au Canada. La hausse de 1997 à 1998 est attribuable à l'inclusion, pour un exercice complet, de la dotation à l'amortissement et dépréciation des éléments d'actif liés à Wascana et d'une charge de 40 millions de dollars au titre de la baisse de valeur du champ Ejulebe au Nigeria.

Frais d'exploration

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Programme sismique	37 \$	45 \$	45 \$
Forages infructueux	57	90	66
Autres	<u>42</u>	<u>52</u>	<u>37</u>
	<u>136 \$</u>	<u>187 \$</u>	<u>148 \$</u>

La stratégie de croissance de CanadianOxy comprend l'exploration de nouvelles sources de réserves et de production provenant de son portefeuille d'occasions d'exploration de par le monde. Ces occasions comprennent des projets d'exploration à faible risque au Canada et dans les eaux peu profondes du golfe du Mexique, et des zones d'intérêt à risque plus élevé au Yémen, au Nigeria, en Indonésie, en Colombie, en Australie et dans les eaux profondes du golfe du Mexique. En réaction à la faiblesse des prix du pétrole brut, CanadianOxy a considérablement réduit son programme d'exploration en 1999. Cette diminution fait suite à la réduction du programme d'immobilisations.

Charge d'intérêts

La charge d'intérêts a diminué par rapport à 1998, traduisant l'incidence d'un endettement réduit associé à la cession de propriétés productives, à l'émission de titres privilégiés et à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Au 31 décembre 1999, CanadianOxy avait fixé les taux d'intérêt au cours de diverses périodes pour 81 % de sa dette à long terme, à un taux effectif de 7,2 %.

Provision pour impôts sur les bénéfices

Le taux d'imposition réel de la Société s'établit à 64 % en 1999. Cette hausse est attribuable à la non-déductibilité fiscale d'une partie de la dépréciation liée à l'acquisition de Wascana. En 1999, près de 130 millions de dollars d'amortissement et de dépréciation sont passés en charge aux fins comptables, mais ne sont pas déductibles aux fins fiscales. Les taux d'imposition réels en 1998 et 1997 traduisaient également la tranche non déductible de la dépréciation. On trouvera à la note 12 afférente aux états financiers consolidés de l'information supplémentaire concernant les écarts par rapport au taux d'imposition prévu.

Des impôts exigibles ont été payés au Yémen, en Irlande, au Nigeria et dans les Pays-Bas. De plus, un impôt minimum de remplacement a été payé aux États-Unis et un impôt sur les grandes sociétés a été payé au Canada.

Dividendes sur titres privilégiés

CanadianOxy a émis des titres privilégiés d'un montant de 259 millions de dollars US et de 217 millions de dollars US en octobre 1998 et en février 1999 respectivement. La hausse des dividendes sur titres privilégiés en 1999 est attribuable au fait que les titres étaient en circulation tout au long de l'exercice et à l'émission de titres privilégiés en 1999.

Liquidités et ressources en capital

Les activités d'exploitation ont dégagé des liquidités de 716 millions de dollars, comparativement à 696 millions de dollars en 1998 et à 877 millions en 1997. La hausse des flux de trésorerie provenant de l'exploitation de 1998 à 1999 s'explique par l'augmentation des prix du pétrole brut, partiellement compensée par la progression des éléments hors caisse du fonds de roulement découlant des soldes plus élevés des comptes clients. L'exercice 1998 a affiché des résultats moins élevés qu'en 1997 en raison de la baisse des prix du pétrole brut. La Société a vendu des comptes débiteurs d'un montant de 120 millions de dollars, de 115 millions de dollars et de 100 millions de dollars aux 31 décembre 1999, 1998 et 1997, respectivement. Ces ventes permettent de recouvrer plus rapidement les comptes débiteurs sans intérêt et de réduire les obligations portant intérêt.

Des liquidités de 396 millions de dollars, ont été affectés aux activités d'investissement contre 592 millions de dollars en 1998 et 2 062 millions de dollars en 1997. Les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement traduisent le recouvrement d'un produit de 210 millions de dollars lié à la cession de la participation de CanadianOxy dans le secteur de la Mer du Nord au Royaume-Uni. Des dépenses en immobilisations de 703 millions de dollars (y compris les acquisitions) ont été financées au moyen du produit des cessions d'éléments d'actif et des liquidités provenant des activités d'exploitation. En 1997, les activités d'investissement comprenaient l'acquisition de Wascana en contrepartie de 1 680 millions de dollars (déduction faite de l'encaisse acquise).

En 1999, CanadianOxy a réduit ses emprunts à court terme et sa dette à long terme de 425 millions de dollars. La somme ayant servi au remboursement provient de l'émission de titres privilégiés qui a dégagé un produit net de 314 millions de dollars de même que des liquidités provenant de l'exploitation et des cessions d'éléments d'actif dépassant les dépenses en immobilisations et autres besoins de financement. La réévaluation en dollars canadiens des facilités de crédit libellées en dollars américains a réduit la dette à long terme de 36 millions de dollars en 1999. Le total des obligations à terme nettes de la Société au 31 décembre 1999, qui représente la somme de la dette à long terme, des emprunts à court terme et des titres privilégiés moins l'encaisse et les placements à court terme, a baissé de 183 millions de dollars par rapport à 1998. Depuis l'acquisition de Wascana au deuxième trimestre de 1997, CanadianOxy a réduit ses obligations à terme nettes de 541 millions de dollars.

Au 31 décembre 1999, la dette à long terme de la Société se chiffrait à 1 308 millions de dollars et aucun remboursement n'était dû en 2000. Au cours de 1999, la Société a émis des billets à 7,125 %, d'un terme de cinq ans, d'un montant de capital de 225 millions de dollars US et des titres privilégiés à 9,375 %, d'un terme de 49 ans, pour un montant de 217 millions de dollars US. Les titres privilégiés procurent une bonne source de financement à taux fixe et sont assortis d'intérêts déductibles d'impôt et d'une échéance dans 49 ans. Ces titres peuvent être remboursés dans cinq ans, ce qui donne à la Société une grande souplesse pour réagir aux fluctuations des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Les options offrent davantage de souplesse en permettant à la Société de reporter le paiement des intérêts jusqu'à un maximum de cinq ans et de régler les versements d'intérêts reportés ou le capital à l'aide d'une émission d'actions ordinaires.

En 1999, CanadianOxy a déposé deux prospectus préalables, un de 500 millions de dollars au Canada et un autre de 500 millions de dollars US aux États-Unis. Ces deux prospectus viennent à échéance en juin 2001. À l'heure actuelle, la Société n'a pas l'intention d'accéder aux marchés financiers.

Au 31 décembre 1999, CanadianOxy disposait de facilités de crédit non utilisées de près de 1,4 milliard de dollars et de facilités d'emprunts d'exploitation à court terme non entamées de 191 millions de dollars. Elle disposait aussi d'un programme autorisé de papier commercial de 500 millions de dollars lié à des marges de crédit disponibles.

Le 1^{er} mars 2000, la Société a conclu une convention (la « convention ») visant à racheter 20 millions de ses actions ordinaires contre un produit de quelque 592 millions de dollars. La Société prévoit utiliser les fonds disponibles et les facilités de crédit existantes pour financer l'opération décrite à la note 16 afférente aux états financiers consolidés. Suite au rachat, la Société disposera de facilités de crédit non utilisées de près de 800 millions de dollars.

La Société prévoit que les liquidités provenant des activités d'exploitation et sa capacité d'emprunt après le rachat des actions seront suffisants pour financer son programme de dépenses en capital de 2000 et pour s'acquitter de ses obligations financières au moment où elles deviendront exigibles.

La Société a déclaré des dividendes de 0,30 \$ par action ordinaire à chacun des exercices 1999, 1998 et 1997.

Investissements à l'étranger

Certains éléments d'actif de CanadianOxy sont situés dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord, certains d'entre eux étant caractérisés par une situation politique et économique instable. Ces éléments d'actif et les activités connexes sont susceptibles d'être touchés par d'éventuelles mesures mises en œuvre par les autorités gouvernementales et par les actions de groupes d'insurgés. La politique de CanadianOxy est de gérer ses affaires de manière à réduire au minimum ce genre de risques. Au 31 décembre 1999, la valeur comptable des éléments d'actif sectoriels de la Société situés dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord totalisait environ 718 millions de dollars ou 17 % de l'ensemble de ses éléments d'actif.

Le dollar américain est la monnaie fonctionnelle des établissements étrangers de la Société. Les dépenses en immobilisations, les charges d'exploitation ainsi que les produits gagnés dans ces pays étrangers sont principalement libellés en dollars américains. Les devises hautement inflationnistes ne représentent toutefois pas un risque important pour la Société. De plus aucune restriction ne vise à interdire l'accès aux liquidités provenant de l'un ou l'autre de ces établissements étrangers.

Risques du marché

Dans le cours normal de ses activités, la Société est exposée à une variété de risques du marché, notamment aux risques liés aux fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. CanadianOxy gère sa position de façon à réduire les risques dans la mesure du possible ainsi qu'au moyen d'instruments financiers dérivés et de contrats de marchandises utilisés périodiquement (collectivement les « instruments dérivés »). La note 7 afférente aux états financiers consolidés donne une description des risques financiers de la Société au 31 décembre 1999 et du mode de gestion adopté.

CanadianOxy a élaboré une politique écrite officielle à l'égard du recours aux instruments dérivés. Le risque relié aux instruments dérivés en circulation détenus relativement aux activités de commercialisation est assujéti à certaines limites prescrites et à une surveillance au jour le jour par un calcul de la valeur à risque. Le chef de la direction doit approuver tout recours à des instruments dérivés pour d'autres fins et tout dépassement des limites prescrites doit être approuvé par le conseil d'administration. Le comité des finances du conseil d'administration examine régulièrement les résultats des activités touchant les instruments dérivés et toutes les positions non réglées.

Risque de prix des marchandises

Les prix obtenus par CanadianOxy pour le pétrole brut et le gaz naturel sont influencés à divers degrés par des facteurs indépendants de sa volonté. Les prix du pétrole brut sont influencés par des facteurs mondiaux tels que les mesures prises par l'OPEP, les événements politiques et les principes de base de l'offre et de la demande. De plus, les ajustements des prix selon les différentiels de qualité sont également influencés par l'offre et la demande locale. Les prix du gaz naturel sont généralement influencés par l'offre et la demande locale bien que les marchés canadien et américain soient devenus plus étroitement liés, une nouvelle capacité d'exportation ayant été ajoutée au Canada. La majeure partie de la production de la Société est vendue en vertu de contrats à court terme et, par conséquent, la Société est exposée aux fluctuations des prix à court terme. Comme il est mentionné à la note 7 afférente aux états financiers consolidés, CanadianOxy peut occasionnellement avoir recours à des instruments financiers dérivés pour gérer ces risques.

Compte tenu des résultats d'exploitation, des niveaux de production et du taux de change du dollar canadien en dollar américain au 31 décembre 1999 et pour l'exercice terminé à cette date, une diminution de 1,00 \$ US le baril des prix du pétrole brut aurait entraîné une diminution du bénéfice net d'environ 38 millions de dollars et une diminution de 0,10 \$ US le millier de pieds cubes des prix du gaz naturel nord-américains aurait entraîné une réduction du bénéfice net d'environ 7 millions de dollars.

Les activités de commercialisation exposent également la Société à un risque de prix des marchandises. Ce risque est géré, en général, par l'appariement des contrats d'achat et de vente et par le recours à des instruments dérivés tels que des contrats à terme normalisés, des contrats à terme de gré à gré, des contrats d'échange et des options. On a aussi recours à des instruments dérivés pour des fins commerciales. Le risque est assujéti à certaines limites prescrites et à une surveillance au jour le jour par un calcul de la valeur à risque représentée par la perte éventuelle maximale pouvant découler des valeurs actuelles dans des conditions de marché normales pour une période donnée. Les calculs de la valeur à risque de la Société sont établis sur des périodes de deux jours, qui représentent le temps nécessaire pour modifier une position, et selon un niveau de confiance de 95 %.

Au 31 décembre 1999, la valeur à risque pour les activités de commercialisation totalisait 3 millions de dollars et elle avait varié au cours de l'exercice entre un seuil de 2 millions de dollars et un plafond de 10 millions de dollars. Bien que la valeur à risque constitue une mesure raisonnable du risque, elle ne représente pas la perte éventuelle maximale et n'est pas indicative des résultats réels pouvant être enregistrés.

Risque de change

Une partie importante des activités de CanadianOxy est exposée aux fluctuations à court terme du taux de change du dollar canadien en dollar américain. Les produits, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations des établissements étrangers sont principalement libellés en dollars américains. De plus, les prix du pétrole brut et une partie des prix du gaz naturel obtenus des établissements situés au Canada ont un prix de référence libellé en dollars américains. CanadianOxy contracte aussi des emprunts à court et à long terme en dollars américains et ses investissements nets dans des établissements étrangers sont exposés aux fluctuations à long terme des taux de change.

En général, la Société gère son exposition aux fluctuations des taux de change en faisant correspondre les rentrées de fonds libellés en dollars américains avec des besoins de fonds dans la même monnaie. Comme il n'y a pas toujours de corrélation entre les dates de rentrées et de sorties de fonds, en particulier en ce qui concerne les dépenses en immobilisations, CanadianOxy maintient des facilités d'emprunt renouvelables en dollars américains qui peuvent être utilisées ou remboursées en fonction de la disponibilité des flux monétaires nets. De plus, CanadianOxy maintient des emprunts à long terme libellés en dollars américains qu'elle désigne comme couverture à l'égard de ses investissements nets dans des établissements étrangers. CanadianOxy a parfois recours à des instruments financiers dérivés pour convertir en dollars américains les flux monétaires futurs libellés en dollars canadiens ou, vice versa. On trouvera à la note 7 afférente aux états financiers consolidés des renseignements concernant les investissements nets et les emprunts de CanadianOxy en devises ainsi que les instruments financiers dérivés connexes.

Compte tenu des taux de change, des résultats d'exploitation, des niveaux de production et des emprunts au 31 décembre 1999 et pour l'exercice terminé à cette date, une augmentation de un cent du taux de change du dollar canadien en dollar américain aurait entraîné une diminution du bénéfice net d'environ 9 millions de dollars.

Risque lié au taux d'intérêt

CanadianOxy est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme, en raison de son recours à des emprunts à taux variable et, dans une moindre mesure, de son recours à des instruments financiers dérivés, étant donné que leur valeur marchande est sensible aux fluctuations des taux d'intérêt. La Société maintient une partie substantielle de sa capacité d'emprunt sous la forme de facilités de crédit bancaires renouvelables, à taux variable, la partie restante sous la forme d'emprunts à taux fixe. Afin de réduire au minimum son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, la Société conclut de temps à autre des ententes d'échange de taux d'intérêt et des contrats d'échange pour fixer effectivement le taux d'intérêt sur sa dette à taux variable.

Au 31 décembre 1999, la Société avait contracté des emprunts à court terme de 9 millions de dollars et une dette à long terme à taux variable de 241 millions de dollars, déduction faite des effets compensatoires des instruments financiers dérivés. La Société prévoit augmenter le montant de sa dette à taux variable de quelque 592 millions de dollars après la fin de l'exercice pour procéder au rachat d'actions décrit à la note 16 afférente aux états financiers consolidés.

Compte tenu de la dette à long terme à taux variable, des emprunts à court terme et des instruments financiers dérivés de CanadianOxy au 31 décembre 1999, une augmentation de un pour cent des taux d'intérêt aurait entraîné une diminution du bénéfice net d'environ 1 million de dollars. Après le rachat des actions, une augmentation de un pour cent des taux d'intérêt entraînerait une diminution du bénéfice net de près de 4 millions de dollars.

Dépenses environnementales

Les établissements de la Société à l'étranger sont assujettis à des lois et à des règlements gouvernementaux de plus en plus stricts. Ces lois et règlements obligent généralement la Société à faire disparaître les traces de ses activités dans l'environnement aux lieux qu'elle exploite actuellement ainsi qu'aux anciens lieux qu'elle a exploités. Ces restaurations comprennent le démontage des installations de production et la décontamination des lieux où elle a procédé à des déversements ou à des rejets de certains produits. La Société veille à ce que ses projets entrepris à l'échelle mondiale satisfassent aux normes

environnementales pertinentes et elle croit que ses établissements respectent, à tous les égards importants, les règlements environnementaux en vigueur.

Pour la division des produits chimiques, les règlements qui s'appliquent à ses clients du domaine des pâtes et papiers sont particulièrement importants. En Colombie-Britannique, les règlements actuels permettent l'émission de 1,5 kg de composés halogénés absorbables par tonne de pâte produite. Cette limite descendra jusqu'à zéro en l'an 2002. En conséquence, l'utilisation du chlore comme agent de blanchiment est menacée, car les clients se tournent de plus en plus vers le blanchiment de la pâte sans chlore élémentaire. D'autres provinces canadiennes et les États-Unis ont fixé des niveaux de composés halogénés absorbables plus raisonnables et scientifiquement valides auxquels l'industrie des pâtes et papiers peut se conformer en utilisant le chlorate de sodium comme agent de blanchiment. L'industrie des produits chimiques travaille de concert avec le Comité canadien de coordination du chlore, le Conseil de la chimie du chlore et le secteur des pâtes et papiers pour demander à la province de la Colombie-Britannique de réévaluer sa position. Le gouvernement du Canada travaille avec le secteur afin de gérer, plutôt que d'interdire, l'utilisation de substances chlorées.

CanadianOxy a reçu des ordonnances, en vertu de la Waste Management Act de la Colombie-Britannique l'enjoignant de mener un programme exhaustif d'assainissement, portant plus particulièrement sur la décontamination du sol et l'assainissement des eaux souterraines à son ancienne usine de chlore alcalin de Squamish en Colombie-Britannique. Les ordonnances font partie des obligations prévues et comptabilisées en matière d'assainissement de l'environnement à l'égard de l'ancienne usine et ne constituent pas une amende ou une pénalité pour la Société

Au 31 décembre 1999, une provision de 145 millions de dollars est constituée à l'égard des frais futurs de démontage des installations et de restauration des lieux, lesquels sont actuellement estimés à environ 370 millions de dollars pour l'ensemble des installations pétrolières, gazières et de produits chimiques de CanadianOxy. La Société effectue périodiquement des évaluations internes et externes de ses activités et rajuste sa provision annuelle estimative en conséquence. Au cours de l'exercice 1999, une dotation à la provision de 25 millions de dollars (22 millions de dollars en 1998 et 20 millions en 1997) pour frais futurs de démontage des installations et de restauration des lieux a été comptabilisée. En 1999, les dépenses en immobilisations réelles se sont élevées à 10 millions de dollars (11 millions de dollars en 1998) et elles devraient augmenter à près de 20 millions de dollars en 2000.

Nouvelles prises de position en comptabilité

En 1997, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié une nouvelle norme intitulée « Impôts sur les bénéfices ». Les recommandations de la nouvelle norme sont semblables à celles du Financial Accounting Standard Statement No. 109 des États Unis, comme mentionné à la note 15 afférente aux états financiers consolidés. Toutefois, à l'adoption, la nouvelle norme prévoit que l'augmentation afférente aux immobilisations corporelles sera imputée aux bénéfices non répartis. La norme sera adoptée au premier trimestre de 2000. Son incidence sur les états financiers de la Société est actuellement à l'étude.

En juin 1998, le Financial Accounting Standards Board a publié le Statement No. 133 intitulé « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities ». Cette prise de position oblige une entité à constater tous ses instruments financiers dérivés à titre d'éléments d'actif ou de passif du bilan et à les mesurer à la juste valeur. La constatation d'un gain ou d'une perte dépend de l'utilisation prévue de l'instrument dérivé. La norme doit être adoptée au plus tard au premier trimestre de 2001. Son incidence sur les états financiers de la Société n'est pas encore déterminée.

Perspectives

CanadianOxy prévoit que sa production augmentera d'environ 14 % en 2000, pour atteindre 261 000 barils d'équivalent de pétrole par jour. La production de pétrole au cours de ce même exercice devrait être en moyenne de 220 000 barils par jour, soit 14 % de plus qu'en 1999, tandis que la production de gaz naturel devrait s'établir en moyenne à 314 millions de pieds cubes par jour, en hausse de 13 % par rapport à 1999. La production réelle de 2000 dépendra de nombreux facteurs, notamment des dépenses en immobilisations, du succès des forages et de la disponibilité des moyens de transport.

Les dépenses en immobilisations de 2000 dépendront en définitive des prix du pétrole brut. À un prix présumé de 20 \$ US, le baril pour le WTI, les liquidités nettes provenant des activités d'exploitation devraient être suffisantes pour financer un programme de dépenses en immobilisations de quelque 880 millions de dollars. La Société prévoit rembourser sa dette à l'aide des liquidités additionnelles provenant des activités d'exploitation. Le montant réel du remboursement de la dette et des dépenses en immobilisations variera en 2000 en fonction des prix du pétrole brut et d'autres facteurs économiques connexes.

Environ 60 % du budget des dépenses de pétrole et de gaz de 2000 est consacré aux activités de mise en valeur, le solde de 40 % est affecté aux activités d'exploration. Les dépenses pour la mise en valeur ont été budgétisées surtout pour des projets au Canada, au Yémen et dans le Golfe du Mexique. En 2000, les dépenses d'exploration seront centrées sur l'acquisition de données sismiques et les programmes de forage au Canada, au Yémen, dans le Golfe du Mexique, au Nigeria, en Australie, en Colombie et en Indonésie. Le budget pour le programme d'exploration de 2000 est sans précédents. Le succès de ce programme pourrait avoir un incidence importante sur les résultats de 2000.

NOTE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés du présent rapport, notamment ceux qui figurent sous les rubriques « Activités et propriétés » et « Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation », constituent des « énoncés prospectifs » au sens où l'entend la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, l'article 21E de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée, et l'article 27A de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, en sa version modifiée. Ces énoncés comportent habituellement une terminologie qui leur est propre (« planifier », « prévoir », « estimer », « budgétiser » et autres termes de même nature).

Ces énoncés prospectifs font l'objet de risques connus et inconnus, d'incertitudes et d'autres facteurs pouvant faire que les résultats, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent sensiblement des résultats, des niveaux d'activité et des réalisations, implicites ou explicites, figurant dans ces énoncés prospectifs. Ces facteurs comprennent, entre autres, les éléments suivants : les prix sur le marché des produits de pétrole et de gaz et des produits chimiques, la capacité de produire et de transporter le pétrole brut et le gaz naturel jusqu'aux marchés, les résultats des forages d'exploration et de mise en valeur ainsi que des activités connexes, les taux de change, les conditions économiques dans les pays et les régions dans lesquels la Société exerce son activité, les mesures prises par les autorités gouvernementales, notamment, les hausses des impôts ou des taxes, les changements aux règlements environnementaux et aux autres règlements, la renégociation de contrats, l'incertitude politique y compris l'activité de groupes d'insurgés ou d'autres conflits et enfin la négociation et la clôture de contrats importants, dont entre autres la Convention. Il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence de l'un ou l'autre de ces facteurs sur un énoncé prospectif, en particulier, puisque ces facteurs sont interdépendants, et que la ligne de conduite que la direction décidera d'adopter dépendra de son évaluation de l'avenir, compte tenu de toute l'information disponible. À cet égard, tout énoncé quant au niveau de production future de pétrole brut, de gaz naturel ou de produits chimiques, aux produits tirés de la part attribuable au recouvrement des coûts et à la part de production de la Société provenant des activités au Yémen, aux dépenses en immobilisations, à la répartition des dépenses en immobilisations entre les activités d'exploration et de mise en valeur, aux sources de financement pour son programme d'immobilisations, aux forages de nouveaux puits, à la demande de produits chimiques, aux dépenses et aux provisions relatives aux questions environnementales, aux dates auxquelles certaines régions seront mises en valeur ou seront mises en production, aux dates de clôture prévues des opérations, aux liquidités, aux niveaux de la dette et aux changements dans tout ce qui précède constitue des énoncés prospectifs, et il ne peut y avoir aucune certitude que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs se concrétiseront en réalité.

Bien que la Société estime que les attentes exprimées dans les présents énoncés prospectifs sont raisonnables compte tenu de toute l'information disponible au moment de leur énoncé, aucune garantie ne peut être donnée concernant les résultats, les niveaux d'activité et les réalisations futurs. La portée de tous les énoncés prospectifs subséquents, verbaux ou écrits, attribuables à la Société ou à des personnes agissant pour le compte de cette dernière est expressément restreinte dans sa totalité par les présents énoncés de mise en garde.

RUBRIQUE 8. ÉTATS FINANCIERS ET INFORMATION FINANCIÈRE SUPPLÉMENTAIRE

Index aux états financiers et à l'information y afférente

	Page
RAPPORT DES COMPTABLES AGRÉÉS INDÉPENDANTS	42
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	
État consolidé des résultats.....	43
Bilan consolidé.....	44
État consolidé des flux de trésorerie.....	45
État consolidé des capitaux propres.....	46
Notes afférentes aux états financiers consolidés.....	47
INFORMATION FINANCIÈRE SUPPLÉMENTAIRE (NON VÉRIFIÉE)	
Données financières trimestrielles.....	70
Activités de production pétrolières et gazières.....	71

RAPPORT DES COMPTABLES AGRÉÉS INDÉPENDANTS

Aux actionnaires de Canadian Occidental Petroleum Ltd.,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Canadian Occidental Petroleum Ltd. aux 31 décembre 1999 et 1998 et les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie et des capitaux propres pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1999. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 1999 et 1998 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1999 selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Calgary, Alberta
Le 28 janvier 2000
(le 1^{er} mars 2000
pour la note 16)

(signé) « Arthur Andersen s.r.l. »
Comptables agréés

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.
ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS
POUR LES TROIS EXERCICES DE LA PÉRIODE TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 1999

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
	(en millions de dollars, à l'exception des données par action)		
Produits			
Ventes nettes.....	1 611 \$	1 440 \$	1 681 \$
Gain sur cession d'éléments d'actif.....	26	135	12
Commercialisation, intérêts et autres produits	<u>57</u>	<u>75</u>	<u>60</u>
	<u>1 694</u>	<u>1 650</u>	<u>1 753</u>
Coûts et charges			
Charges d'exploitation.....	534	548	503
Frais de vente, d'administration et autres	110	148	121
Amortissement et dépréciation	534	713	589
Frais d'exploration.....	136	187	148
Intérêts, montant net (note 8).....	<u>106</u>	<u>148</u>	<u>114</u>
	<u>1 420</u>	<u>1 744</u>	<u>1 475</u>
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	274	(94)	278
Provision pour impôts sur les bénéfices (note 12).....	<u>174</u>	<u>16</u>	<u>139</u>
Bénéfice net (perte nette).....	100	(110)	139
Dividendes sur titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 9).....	<u>(37)</u>	<u>(4)</u>	<u>—</u>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux détenteurs d'actions ordinaires	<u>63</u> \$	<u>(114)</u> \$	<u>139</u> \$
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	<u>0,46</u> \$	<u>(0,83)</u> \$	<u>1,02</u> \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.
BILAN CONSOLIDÉ
31 DÉCEMBRE 1999 ET 1998

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
	(en millions de dollars)	
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	93 \$	47 \$
Débiteurs (note 4)	418	538
Stocks et fournitures (note 5)	121	110
Charges payées d'avance	<u>18</u>	<u>19</u>
Total de l'actif à court terme	650	714
Immobilisations corporelles (note 6)	3 409	3 459
Frais reportés et autres éléments d'actif	<u>46</u>	<u>53</u>
	<u>4 105 \$</u>	<u>4 226 \$</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 8)	9 \$	401 \$
Créditeurs et charges à payer	609	602
Intérêts courus à payer	22	16
Dividendes à payer	<u>10</u>	<u>10</u>
Total du passif à court terme	650	1 029
Dette à long terme (note 8)	1 308	1 378
Impôts sur les bénéfices reportés	108	113
Provision pour démontage et restauration des lieux	145	136
Autres crédits reportés et éléments de passif	48	64
Part des actionnaires sans contrôle	48	47
Capitaux propres		
Titres privilégiés (note 9)	724	399
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 9)		
Autorisées : nombre illimité		
En circulation : 1999 – 138 145 237 actions; 1998 –		
137 373 275 actions	358	343
Surplus d'apport	14	14
Bénéfices non répartis	666	651
Gains ou pertes de change cumulatifs	<u>36</u>	<u>52</u>
Total des capitaux propres	<u>1 798</u>	<u>1 459</u>
Éventualités (note 10)		
	<u>4 105 \$</u>	<u>4 226 \$</u>
Approuvé au nom du Conseil d'administration :		
(Signé) « V. J. Zaleschuk »		(Signé) « Kevin J. Jenkins »
Administrateur		Administrateur

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.
ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE
POUR LES TROIS EXERCICES DE LA PÉRIODE TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 1999

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
		(en millions de dollars)	
Activités d'exploitation			
Bénéfice net (perte nette).....	100 \$	(110)\$	139 \$
Charges et crédits imputés aux résultats et sans incidence sur les espèces et quasi-espèces (note 13)	544	523	578
Frais d'exploration.....	136	187	148
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 13)	(64)	92	23
Autres	<u>—</u>	<u>4</u>	<u>(11)</u>
	716	696	877
Activités de financement			
Produit de dette à long terme	832	1 269	2 353
Remboursement de dette à long terme.....	(865)	(2 138)	(1 179)
Produit (remboursement) d'emprunts à court terme, montant net	(392)	356	45
Dividendes sur titres privilégiés	(65)	(6)	—
Dividendes sur actions ordinaires.....	(41)	(41)	(41)
Émission de titres privilégiés, montant net (note 9)	314	369	—
Émission d'actions ordinaires.....	15	18	11
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 13)	(65)	—	—
Autres	<u>(7)</u>	<u>(7)</u>	<u>(11)</u>
	(274)	(180)	1 178
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations			
Exploration, mise en valeur et autres.....	(604)	(894)	(885)
Acquisitions de propriétés prouvées.....	(8)	(56)	(20)
Acquisitions (note 3)	(91)	—	(1 680)
Produit de cession d'éléments d'actif.....	85	533	471
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 13)	250	(186)	54
Autres	<u>(28)</u>	<u>11</u>	<u>(2)</u>
	(396)	(592)	(2 062)
Incidence des variations des taux de change sur les espèces et quasi-espèces			
	<u>—</u>	<u>2</u>	<u>19</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces.....			
	46	(74)	12
Encaisse et placements à court terme – au début de l'exercice.....			
	<u>47</u>	<u>121</u>	<u>109</u>
Encaisse et placements à court terme – à la fin de l'exercice.....			
	<u>93 \$</u>	<u>47 \$</u>	<u>121 \$</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.
ÉTAT CONSOLIDÉ DES CAPITAUX PROPRES
POUR LES TROIS EXERCICES DE LA PÉRIODE TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 1999

	<u>Titres privilégiés</u> (note 9)	<u>Actions ordinaires</u> (note 9)	<u>Surplus d'apport</u>	<u>Bénéfices non répartis</u>	<u>Gains ou pertes de change cumulatifs</u>
	(en millions de dollars)				
Au 31 décembre 1996.....	–	\$ 314	\$ 14	\$ 715	\$ 80
Levée d'options d'achat d'actions.....	–	2	–	–	–
Émission d'actions ordinaires.....	–	9	–	–	–
Bénéfice net.....	–	–	–	139	–
Dividendes sur actions ordinaires.....	–	–	–	(41)	–
Gains ou pertes de change.....	–	–	–	–	18
Au 31 décembre 1997.....	–	325	14	813	98
Émission de titres privilégiés.....	399	–	–	–	–
Levée d'options d'achat d'actions.....	–	3	–	–	–
Émission d'actions ordinaires.....	–	15	–	–	–
Perte.....	–	–	–	(110)	–
Dividendes sur titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices.....	–	–	–	(4)	–
Frais d'émission de titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices.....	–	–	–	(7)	–
Dividendes sur actions ordinaires.....	–	–	–	(41)	–
Gains ou pertes de change.....	–	–	–	–	(46)
Au 31 décembre 1998.....	399	343	14	651	52
Émission de titres privilégiés.....	325	–	–	–	–
Levée d'options d'achat d'actions.....	–	3	–	–	–
Émission d'actions ordinaires.....	–	12	–	–	–
Bénéfice net.....	–	–	–	100	–
Dividendes sur titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices.....	–	–	–	(37)	–
Frais d'émission de titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices.....	–	–	–	(7)	–
Dividendes sur actions ordinaires.....	–	–	–	(41)	–
Gains ou pertes de change.....	–	–	–	–	(16)
Au 31 décembre 1999.....	<u>724</u>	<u>358</u>	<u>14</u>	<u>666</u>	<u>36</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
(Les montants des tableaux sont exprimés en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés sont dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. La préparation des états financiers exige que la direction procède à des estimations et à des hypothèses qui ont une incidence sur les montants d'actif et de passif déclarés et sur la divulgation des éléments d'actif et de passif éventuels en date des états financiers consolidés et des produits et des charges de la période couverte. Les résultats réels pourraient différer des résultats estimés.

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Canadian Occidental Petroleum Ltd. et de ses filiales et des sociétés de personnes dans lesquelles elle détient une participation majoritaire (« CanadianOxy » ou la « Société »). Toutes les filiales sont la propriété exclusive de la Société. Les sociétés de personnes consolidées du secteur des produits chimiques sont détenues à 85 % (voir la note 16). Les comptes et les opérations intersociétés de nature importante ont été éliminés. La presque totalité des activités d'exploration, de mise en valeur et de production se rapportant au pétrole, au gaz et à la coentreprise Syncrude est menée conjointement avec d'autres parties; par conséquent, les postes ne tiennent compte que de la participation proportionnelle de CanadianOxy dans ces activités.

Stocks et fournitures

Les stocks et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Les coûts sont établis selon la méthode de l'épuisement successif ou du coût moyen.

Immobilisations corporelles

CanadianOxy emploie la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour comptabiliser les activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz. Le coût d'acquisition des propriétés de ressources, les coûts des forages d'exploration et tous les frais de mise en valeur sont capitalisés. Les coûts des puits d'exploration qui se révèlent secs et tous les autres frais d'exploration sont passés en charges.

Les coûts capitalisés des propriétés et installations de ressources, des puits productifs et de l'usine Syncrude sont amortis ou sujets à déplétion selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement, sur la valeur des réserves prouvées restantes. Le coût des autres immobilisations corporelles est capitalisé et amorti selon la méthode linéaire en fonction de la durée de vie utile estimative des éléments d'actif; cette durée varie principalement de 3 ans à 25 ans. Les améliorations visant à accroître la capacité ou à prolonger la durée de vie utile de ces éléments d'actif sont capitalisées. Les propriétés non prouvées sont amorties à des taux déterminés selon l'expérience. Toutes les immobilisations corporelles sont évaluées périodiquement et, si les conditions le justifient, une provision pour perte de valeur est constituée.

Les frais futurs de démontage et de restauration des propriétés de ressources, des installations, des plates-formes de production et des pipelines, des installations de fabrication de produits chimiques et de la coentreprise Syncrude font l'objet d'une provision sur la durée de vie restante estimative des propriétés ou des réserves prouvées associées à ces installations. Les coûts sont établis à partir d'estimations d'ingénierie sur la méthode prévue et l'étendue des restaurations des lieux conformément à la législation actuelle, aux pratiques du marché et aux coûts. La provision annuelle pour les frais de démontage et de restauration des lieux est constatée au poste « Amortissement et déplétion ».

Participation passive

La production émanant du projet de mise en valeur du bloc Masila (« le projet ») au Yémen est divisée conformément à l'entente sur la production et l'exploration de pétrole (« l'entente ») entre le gouvernement du Yémen (« le gouvernement »), CanadianOxy et les autres participants du bloc Masila. La production se divise en deux segments : la part attribuable au recouvrement des coûts et la part attribuable au bénéfice. La part attribuable au recouvrement des coûts représente le montant de recouvrement des charges d'exploitation et des frais d'exploration et de mise en valeur établi selon une formule et se restreint à un maximum de 40 % de la production durant chaque exercice. Les coûts qui ne sont pas recouverts lors d'un exercice peuvent être reportés au cours des exercices suivants, et sont inclus dans les immobilisations corporelles au bilan consolidé.

La part attribuable au bénéfice représente le reliquat de la production une fois déduite la part attribuable au recouvrement des coûts. La part attribuable au bénéfice à remettre au gouvernement et aux participants du bloc Masila est établie selon une base d'échelle mobile calculée sur les taux de production. La participation directe de CanadianOxy dans le projet correspond au pourcentage de la part attribuable au bénéfice lui revenant sur la durée du projet, calculée selon la méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

La participation présumée du gouvernement représente la part attribuable au bénéfice qui lui revient. Elle comprend un montant pour les impôts sur les bénéfices que CanadianOxy et les autres participants du bloc Masila doivent payer au Yémen, en vertu des lois du Yémen.

Aux termes de cette entente, CanadianOxy et les autres participants du bloc Masila financent la part des frais d'exploration et de mise en valeur et des charges d'exploitation du gouvernement. La part attribuable au recouvrement des coûts revenant à CanadianOxy comprend une participation passive à même laquelle CanadianOxy recouvrera la part des frais d'exploration et de mise en valeur et des charges d'exploitation, engagés par CanadianOxy pour le compte du gouvernement. Les montants reçus ayant trait à la participation passive du gouvernement sont inclus aux produits de CanadianOxy et on y impute les recouvrements réels qui représentent en premier lieu la part du gouvernement dans les charges d'exploitation de l'exercice en cours et deuxièmement, la part du gouvernement dans les frais d'exploration et de mise en valeur. Le recouvrement des frais capitalisés au titre de la participation passive est inscrit comme amortissement ou dépréciation.

Enlèvements excédentaires et déficitaires de production

Les enlèvements excédentaires et déficitaires de pétrole brut et de gaz naturel désignent les quantités de gaz naturel et de pétrole brut enlevées et vendues par CanadianOxy qui sont supérieures ou inférieures à sa participation directe dans les propriétés de ressources. Les produits sont comptabilisés selon la méthode des droits en vertu de laquelle les enlèvements excédentaires représentent des éléments de passif et les enlèvements déficitaires, des éléments d'actif. Le règlement s'effectue en nature lorsque les enlèvements s'équilibrent ou en espèces lorsque la production cesse.

Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode du report d'impôts fixe selon laquelle la provision pour impôts sur les bénéfices est fondée sur les résultats d'exploitation inscrits dans les comptes. L'écart entre la provision pour impôts sur les bénéfices et les impôts exigibles est porté au compte Impôts sur les bénéfices reportés. Ces impôts sur les bénéfices reportés résultent principalement des écarts temporaires entre les frais d'exploration, de mise en valeur, de démontage et de restauration des lieux, déduits aux fins des impôts sur les bénéfices et les frais d'amortissement et de dépréciation correspondants qui sont comptabilisés aux états financiers.

Les retenues d'impôts étrangers reportées sur les bénéfices non répartis des filiales étrangères constituées en société ne sont pas comptabilisées parce que CanadianOxy prévoit réinvestir ces bénéfices de façon permanente dans les pays étrangers.

Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire

Le bénéfice net (perte nette) par action ordinaire est déterminé en utilisant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de chaque exercice et le bénéfice net (perte nette), moins les dividendes sur titres privilégiés, déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Conversion de devises

Les éléments d'actif et de passif des établissements étrangers qui sont considérés comme autonomes sur le plan financier et de l'exploitation sont convertis en dollars canadiens depuis leurs devises fonctionnelles, aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges sont convertis selon les taux de change moyens de l'exercice. Les gains et les pertes découlant de cette conversion sont reportés et inclus dans le poste « Gains ou pertes de change cumulatifs » aux capitaux propres.

Les opérations et les soldes monétaires libellés dans une monnaie autre que la devise fonctionnelle sont convertis en devise fonctionnelle aux taux de change en vigueur à la fin du mois. Les gains et les pertes découlant de cette conversion sont portés aux résultats.

Les éléments monétaires du passif à long terme des établissements canadiens qui sont libellés en monnaie étrangère sont convertis aux taux de change en vigueur à la date des bilans. CanadianOxy a désigné sa dette nette libellée en dollars américains à titre de couverture de son investissement net en dollars américains dans les établissements étrangers autonomes.

Les gains et les pertes de change résultant de cette conversion de la dette nette sont reportés et inclus dans le poste « Gains ou pertes de change cumulatifs » aux capitaux propres.

Intérêts capitalisés

Les intérêts relatifs à des biens admissibles sont capitalisés jusqu'à leur mise en service, selon le taux d'intérêt des emprunts liés expressément aux biens ou, en l'absence d'emprunts spécifiques, selon le taux d'intérêt moyen pondéré de tous les autres emprunts.

Instruments financiers dérivés et contrats de marchandises dérivés

CanadianOxy utilise des instruments financiers dérivés et des contrats de marchandises dérivés (appelés collectivement « instruments dérivés ») pour des fins commerciales et autres.

CanadianOxy utilise des instruments dérivés pour des fins non commerciales afin de gérer les risques liés aux variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt, décrits à la note 7. La comptabilité de couverture est utilisée lorsqu'il y a une grande corrélation entre les variations des prix des instruments dérivés et la position exposée à un risque. Les gains et les pertes découlant d'instruments dérivés utilisés pour des fins de couverture sont constatés dans l'état des résultats au cours de la même période et de la même façon que la position exposée. Si la corrélation n'existe plus, la comptabilité de couverture cesse d'être utilisée et toute variation future de la valeur marchande des instruments dérivés est constatée à titre de gain ou de perte au cours de la période où la variation a lieu.

Le secteur Commercialisation de CanadianOxy a recours à des contrats à terme normalisés, à des contrats à terme de gré à gré, à des contrats d'échange et à des options dans le secteur de l'énergie pour gérer le risque se rapportant aux fluctuations des prix des marchandises, pour répondre aux besoins de la clientèle et pour des fins commerciales. Ces instruments dérivés sont comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur marchande, c'est-à-dire que les variations de la valeur marchande des instruments dérivés sont comptabilisés à titre de gains ou de pertes au poste Commercialisation, intérêts et autres produits de l'état des résultats au cours de la période où la variation a lieu.

L'incidence des instruments dérivés sur les flux de trésorerie est constatée dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'état des flux de trésorerie. Voir la note 7 pour de plus amples informations sur l'utilisation des instruments dérivés par CanadianOxy.

Avantages sociaux des employés

La Société comptabilise ses obligations en matière des régimes d'avantages sociaux des employés. La charge au titre des prestations de retraite acquises par les employés dans le cadre des régimes de retraite à prestations déterminées est déterminée par un calcul actuariel établi selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et des meilleures estimations de la direction sur le rendement des placements du régime, l'indexation des salaires et l'âge des employés à leur retraite. Pour les fins du calcul du rendement prévu des actifs du régime, ceux-ci sont évalués à leur juste valeur. Le coût des services passés découlant des modifications apportées au régime, ainsi que les gains et les pertes actuariels nets qui excèdent 10 % du plus élevé de l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs du régime sont amortis selon la méthode linéaire sur le reste de la période moyenne prévue d'activité du groupe d'employés.

Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme comprennent des instruments financiers avec échéance de trois mois ou moins lors de l'achat.

2. SOCIÉTÉS DU MÊME GROUPE

Occidental Petroleum Corporation et ses filiales (« Occidental ») possèdent environ 29 % des actions ordinaires de CanadianOxy. Après la clôture de l'exercice, Occidental a conclu une convention visant la vente de la totalité de sa participation à un tiers et à la Société, tel que décrit à la note 16.

Dans le cours normal des affaires, CanadianOxy conclut des opérations de vente et d'achat de produits et services aux prix du marché avec Occidental. En 1999, 1998 et 1997, ces opérations n'ont pas représenté une valeur importante, et, aux 31 décembre 1999 et 1998, aucun montant significatif n'était dû à Occidental ou à recevoir de celle-ci.

3. ACQUISITIONS

a) Secteur des produits chimiques

Le 17 décembre 1999, CanadianOxy a acquis une installation de chlore de sodium et de chlore alcalin, située au Brésil, pour une contrepartie en espèces de 61 millions de dollars US (91 millions de dollars). Les résultats d'exploitation sont consolidés depuis cette date.

b) Wascana Energy Inc. (« Wascana »)

Le 14 avril 1997, CanadianOxy a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Wascana. Le montant total requis pour l'achat de toutes les actions ordinaires et pour le paiement des honoraires et des dépenses connexes s'est établi à environ 1,7 milliard de dollars. L'acquisition a été financée au moyen de facilités de crédit à long terme.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple en vertu de laquelle les résultats d'exploitation ont été pris en compte à partir du 15 avril 1997, et les éléments d'actif acquis et les éléments de passif pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur. La ventilation du prix d'achat s'établit comme suit :

Actif à court terme (dont une encaisse de 42 millions de dollars).....	256 \$
Immobilisations corporelles	2 091
Autres éléments d'actif.....	10
Passif à court terme.....	(192)
Dette à long terme.....	(393)
Provision pour démontage et restauration des lieux	(20)
Autres crédits reportés et éléments de passif.....	<u>(30)</u>
	<u>1 722 \$</u>

Les renseignements financiers pro forma non vérifiés ci-après combinent les résultats d'exploitation consolidés de CanadianOxy et de Wascana comme si l'acquisition était survenue le 1^{er} janvier 1997, compte tenu de certains ajustements, dont l'augmentation de l'amortissement et de la dépréciation afin de traduire la valeur attribuée aux immobilisations corporelles de Wascana, l'augmentation des intérêts débiteurs se rapportant à l'émission de la dette servant à financer l'acquisition, et les incidences fiscales. Ces renseignements financiers pro forma ne traduisent pas nécessairement les résultats d'exploitation qui auraient été obtenus si CanadianOxy avait contrôlé Wascana durant ces exercices et ils ne sont pas nécessairement indicatifs des résultats futurs.

	<u>1997</u>
Produits.....	1 882 \$
Bénéfice net selon les principes comptables canadiens	104 \$
Bénéfice net par action ordinaire selon les principes comptables canadiens	0,76 \$
Bénéfice net selon les principes comptables américains	101 \$
Bénéfice net par action ordinaire selon les principes comptables américains.....	0,74 \$

4. DÉBITEURS

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Comptes clients	399 \$	307 \$
Autres débiteurs.....	<u>20</u>	<u>234</u>
	419	541
Provision pour créances douteuses	<u>(1)</u>	<u>(3)</u>
	<u>418 \$</u>	<u>538 \$</u>

Au 31 décembre 1998, les autres débiteurs comprenaient une somme de 210 millions de dollars provenant de la vente d'éléments d'actif de pétrole et de gaz au Royaume-Uni.

5. STOCKS ET FOURNITURES

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Produits finis.....	40 \$	12 \$
Produits en cours	5	4
Fournitures de champs.....	<u>76</u>	<u>94</u>
	<u>121 \$</u>	<u>110 \$</u>

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	1999			1998		
	Coût	Amortissement et dépréciation cumulés	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement et dépréciation cumulés	Valeur comptable nette
Pétrole et gaz						
Yémen	520 \$	374 \$	146 \$	532 \$	357 \$	175 \$
Yémen - Participation passive	885	803	82	889	796	93
Canada	2 513	871	1 642	2 423	669	1 754
États-Unis	1 062	597	465	1 077	531	546
Nigeria	193	80	113	193	50	143
Autres pays	187	30	157	93	24	69
Commercialisation.....	126	30	96	124	19	105
	<u>5 486</u>	<u>2 785</u>	<u>2 701</u>	<u>5 331</u>	<u>2 446</u>	<u>2 885</u>
Coentreprise Syncrude.....	410	125	285	358	115	243
Produits chimiques.....	614	231	383	508	209	299
Non sectoriel et autres.....	<u>62</u>	<u>22</u>	<u>40</u>	<u>48</u>	<u>16</u>	<u>32</u>
	<u>6 572 \$</u>	<u>3 163 \$</u>	<u>3 409 \$</u>	<u>6 245 \$</u>	<u>2 786 \$</u>	<u>3 459 \$</u>

Aucun amortissement ou dépréciation n'est calculé sur les coûts capitalisés relatifs aux propriétés non prouvées et aux projets en construction ou en développement. Le tableau ci-dessus contient des éléments d'actif de pétrole et de gaz totalisant 203 millions de dollars (128 millions de dollars en 1998) à l'égard desquels aucun amortissement ou dépréciation n'a été calculé.

Une partie des éléments d'actif des secteurs du pétrole et du gaz et des produits chimiques de CanadianOxy est située à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Ces éléments d'actif et les activités d'exploitation y afférentes sont exposées aux risques que représentent les décisions des autorités gouvernementales et les actions des groupes d'insurgés. La politique de CanadianOxy est de mener ses affaires de manière à minimiser ces risques.

7. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES FINANCIERS

La nature des activités de CanadianOxy et l'émission de dette à long terme exposent la Société aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêts et des prix des marchandises. CanadianOxy gère sa position de façon à réduire les risques dans la mesure du possible ainsi qu'au moyen d'instruments financiers dérivés utilisés périodiquement. En outre, le secteur Commercialisation de CanadianOxy a recours à des contrats à terme normalisés, à des contrats à terme de gré à gré, à des contrats d'échange et à des options dans le secteur de l'énergie pour gérer le risque se rapportant aux fluctuations des prix des marchandises, pour répondre aux besoins de la clientèle et pour des fins commerciales. Le comité des finances du conseil d'administration passe en revue les résultats des opérations faisant appel à des instruments dérivés et toutes les positions non réglées de façon régulière.

a) Gestion du risque de fluctuations des prix des marchandises

CanadianOxy vend généralement son pétrole brut et son gaz naturel en vertu de contrats à court terme basés sur les prix du marché. De temps en temps, la Société a recours à des instruments financiers dérivés afin de couvrir les risques liés aux fluctuations des prix dans le cadre d'opérations de vente de pétrole brut et de gaz naturel. Au cours de 1999, 1998 et 1997, CanadianOxy a fait appel à différents instruments dérivés pour fixer les prix et autres écarts sur les ventes de pétrole brut et de gaz naturel, toutefois ces opérations n'ont pas eu un effet important sur les résultats. Au 31 décembre 1999, CanadianOxy détenait des instruments financiers dérivés visant à fixer les écarts sur 12 000 barils par jour de production de pétrole lourd pour 2000. Au 31 décembre 1999, la juste valeur de ces instruments s'élevait à (8) millions de dollars ((22) millions de dollars en 1998).

Dans le but d'améliorer ses activités dans les domaines du pétrole et du gaz, CanadianOxy s'affaire dans de nombreuses activités de commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel qui touchent la satisfaction de la clientèle et la diversification des marchés, des économies d'échelle et de meilleures conditions de transport. La Société s'engage par contrats à acheter et à vendre du pétrole brut et du gaz naturel afin d'assurer son contrôle sur des quantités supérieures à ce que lui procure sa propre

production. Ces activités exposent la Société aux risques associés aux prix des marchandises entre les dates d'achat et de vente des volumes acquis par contrat. Le secteur Commercialisation de CanadianOxy a recours à des contrats à terme normalisés, à des contrats à terme de gré à gré, à des contrats d'échange et à des options dans le secteur de l'énergie pour gérer le risque se rapportant aux fluctuations des prix des marchandises, pour répondre aux besoins de la clientèle et pour des fins commerciales. L'importance du risque couru relativement à ces activités est assujéti à certaines limites prescrites et à une surveillance au jour le jour par un calcul de la valeur à risque engagée. Pour 1999, le produit net de ces opérations, en tenant compte des instruments dérivés s'y rapportant, a été de 28 millions de dollars (34 millions de dollars en 1998, 17 millions de dollars en 1997) et au 31 décembre 1999, la valeur à risque engagée était de 3 millions de dollars (8 millions de dollars en 1998).

b) Gestion du risque de change

Une partie importante des activités de CanadianOxy se transigent ou sont exprimées en dollars américains. Les produits, charges, dépenses en immobilisations et éléments d'actif net connexes des établissements situés à l'extérieur du Canada sont principalement libellés en dollars américains. Les prix du pétrole brut et d'une partie du gaz naturel obtenus des établissements canadiens sont exprimés en dollars américains. CanadianOxy contracte aussi ses emprunts à court et à long terme en dollars américains. Son risque lié à des devises hautement inflationnistes n'est toutefois pas important.

CanadianOxy gère le risque de fluctuations du taux de change du dollars américain en dollars canadiens en administrant ses opérations de sorte à éviter la conversion entre les deux devises. Elle utilise les produits nets des établissements étrangers, ainsi que les emprunts libellés en dollars américains pour financer les dépenses en immobilisations et les remboursements de dette à long terme libellés en dollars américains. De plus, elle a occasionnellement recours à des instruments financiers dérivés, pour convertir ses flux monétaires futurs du dollar canadien au dollar américain et vice versa.

Aux 31 décembre 1999 et 1998, CanadianOxy détenait les investissements nets, les dettes à long terme et les titres privilégiés en devises qui suivent :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Libellés en dollars américains		
Investissements nets dans des établissements étrangers	744 \$ US	662 \$ US
Dette à long terme	462 \$ US	412 \$ US
Titres privilégiés.....	476 \$ US	259 \$ US

Au 31 décembre 1999, CanadianOxy détenait les instruments financiers dérivés libellés en devises qui suivent :

Contrat d'échange de devises relatif à la dette à long terme

	<u>Montant à recevoir</u>	<u>Montants à payer</u>	<u>Date d'échéance</u>
Contrat d'échange de devises.....	50 \$ CAN	37 \$ US	novembre 2006

Ce contrat d'échange de devises représente l'obligation pour CanadianOxy et sa contrepartie de s'échanger les montants du principal et des intérêts. Les modalités de ce contrat, ainsi que les obligations y afférentes, sont décrites à la note 8.

Contrats d'échange de devises relatifs à des ventes futures en 2000

Montant des contrats de ventes futures.....	68 \$ US
Taux de change contractuel moyen pondéré (\$ US/\$ CAN).....	0,7073 \$

Ces contrats comportent une obligation d'échanger des dollars américains contre des dollars canadiens à des taux de change fixes.

c) Gestion du risque de taux d'intérêt

CanadianOxy gère sa position de taux d'intérêt au moyen d'une combinaison d'emprunts à taux fixe et à taux variable et par l'utilisation périodique d'instruments dérivés.

Au 31 décembre 1999, CanadianOxy avait fixé les taux d'intérêt sur 81 % (77 % en 1998) de sa dette à long terme à un taux effectif moyen de 7,2 % (7,1 % en 1998) au moyen d'emprunts à taux fixe et de l'instrument financier dérivé suivant :

	<u>Principal</u>	<u>Taux effectif</u>	<u>Date d'échéance</u>
Contrat d'échange de devises.....	37 \$ US6,75 %	novembre 2006	

Le contrat d'échange de devises représente une obligation pour CanadianOxy et sa contrepartie de s'échanger les montants de principal et d'intérêts.

d) Risque de crédit

Une tranche importante des débiteurs de la Société se rapporte à des clients du secteur du pétrole et du gaz et ils sont donc sujets aux risques normaux du secteur.

e) Juste valeur des instruments financiers, incluant les instruments dérivés

La juste valeur de la dette à long terme et des titres privilégiées au 31 décembre 1999 s'élève à 1 876 millions de dollars (1 733 millions de dollars en 1998). La juste valeur estimative de la dette à long terme et des titres privilégiés est basée sur les cours du marché s'ils sont disponibles ou, s'ils ne le sont pas, par référence à la valeur d'instruments négociés de façon semblable et ayant des caractéristiques similaires. La valeur comptable de l'encaisse et des placements à court terme, des débiteurs et des obligations à court terme se rapproche de leur juste valeur en raison de leur échéance à court terme. La juste valeur des instruments financiers dérivés non comptabilisés au 31 décembre 1999 était de (11) millions de dollars ((60) millions de dollars en 1998).

8. DETTE À LONG TERME ET EMPRUNTS À COURT TERME

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Facilités de crédit à terme syndiquées non garanties a).....	241 \$	421 \$
Débetures non garanties encaissables par anticipation, échéant en 1999 b)	-	26
Débetures non garanties d'un terme de dix ans, échéant en 2001 c).....	75	75
Emprunt à terme non garanti de cinq ans, échéant en 2001 d)	-	77
Billets non garantis rachetables, échéant en 2004 e)	325	-
Débetures non garanties remboursables par anticipation, d'un terme de dix ans, échéant en 2006 f)	103	107
Billets à moyen terme non garantis remboursables par anticipation, échéant en 2007 g).....	150	150
Billets à moyen terme non garantis remboursables par anticipation, échéant en 2008 h).....	125	125
Billets non garantis remboursables par anticipation, échéant en 2028 i)	289	307
Autres	-	90
	<u>1 308 \$</u>	<u>1 378 \$</u>

f) Facilités de crédit à terme syndiquées, non garanties (voir la note 16)

CanadianOxy dispose des facilités de crédit à terme non garanties suivantes :

- (i) Une facilité de crédit renouvelable de 1,1 milliard de dollars, dont 80 millions de dollars viennent à échéance le 31 juillet 2003 et le solde vient à échéance le 31 juillet 2005. La date d'échéance du montant de 945 millions de dollars dû en 2005 peut être reportée pour des termes de deux ans au gré des prêteurs, à compter de juillet 2000. Au 31 décembre 1999, l'encours de cette facilité était de 211 millions de dollars (204 millions dollars en 1998) et de néant dollar US (125 millions de dollars US en 1998). L'intérêt est payable à un taux variable. En 1999, le taux d'intérêt moyen pondéré était de 5,5 % (5,7 % en 1998). En novembre 1997, la Société a conclu une série de contrats d'échange de taux d'intérêt qui

fixent le taux d'intérêt effectif sur des emprunts de 50 millions de dollars et de 100 millions de dollars US jusqu'en novembre 2007. En août 1999, CanadianOxy a mis fin aux contrats d'échange.

- (ii) Une facilité de crédit renouvelable de 460 millions de dollars, venant à échéance le 31 juillet 2005 et comportant un taux d'intérêt variable. Le montant dû en 2005 peut être reporté sur des périodes de deux ans au gré des prêteurs, à compter de juillet 2000. Aux 31 décembre 1999 et 1998, cette facilité n'était pas utilisée. Le taux d'intérêt moyen pondéré était de 5,5 % en 1999 (5,5 % en 1998).
- (iii) Une facilité de crédit renouvelable de 100 millions de dollars, venant à échéance le 30 septembre 2006 à moins d'une prolongation consentie par le prêteur, et comportant un taux d'intérêt variable. Au 31 décembre 1999, l'encours de cette facilité était de néant dollar (25 millions de dollars en 1998). Le taux d'intérêt moyen pondéré était de 5,5 % en 1999 (5,5 % en 1998).
- (iv) Une facilité de crédit renouvelable de 75 millions de dollars, venant à échéance le 31 juillet 2006, à moins d'une prolongation consentie par le prêteur, et comportant un taux d'intérêt variable. Au 31 décembre 1999, l'encours de cette facilité était de 30 millions de dollars (néant dollar en 1998). Le taux d'intérêt moyen pondéré était de 5,5 % en 1999 (5,5 % en 1998).

g) *Débtures non garanties, encaissables par anticipation, échéant en 1999*

Au 31 décembre 1998, 26 millions de dollars de débtures non garanties encaissables par anticipation étaient en circulation (déduction faite des débtures rachetées à la valeur nominale de 28 millions de dollars). L'intérêt était payable à un taux de 6,625 %. Les débtures ont été remboursées à l'échéance en février 1999.

h) *Débtures non garanties, d'un terme de dix ans, échéant en 2001*

En 1991, CanadianOxy a émis 75 millions de dollars de débtures non garanties d'un terme de dix ans. L'intérêt est payable semestriellement à un taux de 10,85 % et le capital doit être remboursé en juin 2001.

i) *Emprunt à terme non garanti de cinq ans, échéant en 2001*

En 1996, CanadianOxy a conclu un emprunt à terme non garanti de cinq ans de 50 millions de dollars US avec une banque canadienne. L'intérêt était payable à un taux variable. L'emprunt à terme a été remboursé en mars 1999.

j) *Billets non garantis rachetables, échéant en 2004*

En février 1999, CanadianOxy a émis des billets pour un montant de capital de 225 millions de dollars US. L'intérêt est payable semestriellement à un taux de 7,125 % et le capital doit être remboursé en février 2004. Les billets sont rachetables, en totalité ou en partie, en tout temps au gré de la Société à un prix équivalant au plus élevé de la valeur au pair et du montant calculé pour obtenir un rendement égal au rendement d'un titre du Trésor américain dont le terme jusqu'à l'échéance correspond au terme restant des billets.

k) *Débtures non garanties, remboursables par anticipation, d'un terme de dix ans, échéant en 2006*

En 1996, CanadianOxy a émis 100 millions de dollars de débtures non garanties, remboursables par anticipation, d'un terme de dix ans. L'intérêt est payable semestriellement au taux de 6,85 % et le capital est remboursable en novembre 2006. En décembre 1996, 50 millions de dollars de cette obligation ont été convertis au moyen d'un contrat d'échange de devises et de taux d'intérêt auprès d'une banque canadienne en une dette de 37 millions de dollars US, assortie d'un taux d'intérêt effectif de 6,75 % pour le terme des débtures. Les débtures sont remboursables, en totalité ou en partie, en tout temps, au gré de la Société, à un prix égal au plus élevé de la valeur au pair et du montant nécessaire pour obtenir un rendement équivalant à celui des obligations du gouvernement du Canada dont le terme jusqu'à l'échéance correspond au terme restant des débtures, majoré de 0,10 %.

l) *Billets à moyen terme non garantis, remboursables par anticipation, échéant en 2007*

En juillet 1997, CanadianOxy a émis des billets pour un montant de capital de 150 millions de dollars. L'intérêt est payable semestriellement au taux de 6,45 % et le capital est remboursable en juillet 2007. Les billets sont remboursables en totalité ou en partie, en tout temps, au gré de la Société à un prix égal au plus élevé de la valeur au pair et du montant nécessaire pour

obtenir un rendement équivalant à celui des obligations du gouvernement du Canada dont le terme jusqu'à l'échéance correspond au terme restant des billets, majoré de 0,125 %.

m) Billets à moyen terme non garantis, remboursables par anticipation, échéant en 2008

En octobre 1997, CanadianOxy a émis des billets pour un montant de capital de 125 millions de dollars. L'intérêt est payable semestriellement au taux de 6,30 % et le capital est remboursable en juin 2008. Les billets sont remboursables en totalité ou en partie, en tout temps, au gré de la Société à un prix égal au plus élevé de la valeur au pair et du montant nécessaire pour obtenir un rendement équivalant à celui des obligations du gouvernement du Canada dont le terme jusqu'à l'échéance correspond au terme restant des billets, majoré de 0,125 %.

n) Billets non garantis, remboursables par anticipation, échéant en 2028

En avril 1998, CanadianOxy a émis des billets pour un montant de capital de 200 millions de dollars US. L'intérêt est payable semestriellement au taux de 7,40 % et le capital est remboursable en mai 2028. Les billets sont remboursables en totalité ou en partie, en tout temps, au gré de la Société à un prix égal au plus élevé de la valeur au pair et du montant nécessaire pour obtenir un rendement équivalant à celui d'un titre du Trésor américain dont le terme jusqu'à l'échéance correspond au terme restant des billets, majoré de 0,25 %.

o) Remboursements et intérêts

Les remboursements requis de la dette à long terme pour les cinq prochains exercices sont : néant dollars en 2000; 75 millions de dollars en 2001; néant dollars en 2002; 27 millions de dollars en 2003 et 325 millions de dollars en 2004. Les intérêts débiteurs sur la dette à long terme étaient respectivement de 103 millions de dollars, 139 millions de dollars et 103 millions de dollars en 1999, 1998 et 1997.

p) Clauses restrictives relatives à la dette

La majorité des titres d'emprunts contiennent des clauses restrictives relativement à la valeur nette de la Société, à certains ratios et à la capacité de donner des garanties. Au 31 décembre 1999, toutes les clauses avaient été respectées.

q) Emprunts à court terme

CanadianOxy a des facilités d'emprunts d'exploitation non garantis d'environ 200 millions de dollars et un programme autorisé de papier commercial de 500 millions de dollars, lié à des marges de crédit disponibles. L'intérêt est payable à des taux variables et les facilités sont sujettes à des revues périodiques.

En 1999 et 1998, le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts à court terme était de 5,3 % et de 5,2 % respectivement.

9. TITRES PRIVILÉGIÉS ET CAPITAL-ACTIONS

r) Titres privilégiés

En février 1999, CanadianOxy a émis des débetures subordonnées de second rang non garanties (« titres privilégiés ») pour un montant de 217 millions de dollars US. L'intérêt est payable sur une base trimestrielle à un taux de 9,375 % et le capital est remboursable en mars 2048. Les titres privilégiés sont remboursables en totalité ou en partie à la valeur au pair, au gré de la Société, à compter du 9 février 2004. CanadianOxy peut, sous réserve de certaines conditions, reporter jusqu'à 20 versements d'intérêts trimestriels consécutifs et s'acquitter de ses obligations au chapitre des intérêts, du capital et du remboursement par l'émission d'actions ordinaires.

En octobre 1998, CanadianOxy a émis des titres privilégiés pour un montant de 259 millions de dollars US. L'intérêt est payable sur une base trimestrielle à un taux de 9,75 % et le capital est remboursable en octobre 2047. Les titres privilégiés sont remboursables en totalité ou en partie à la valeur au pair, au gré de la Société, à compter du 30 octobre 2003. CanadianOxy peut, sous réserve de certaines conditions, reporter jusqu'à 20 versements d'intérêts trimestriels consécutifs et s'acquitter de ses obligations au chapitre des intérêts, du capital et du remboursement par l'émission d'actions ordinaires.

Comme la Société peut émettre un nombre illimité d'actions ordinaires pour s'acquitter de ses obligations au chapitre des intérêts, du capital et des remboursements, les titres privilégiés doivent être classés à titre de composante des capitaux propres. Le montant du capital est donc inclus dans les capitaux propres au bilan consolidé, et les versements d'intérêt, déduction faite des impôts sur les bénéfices, sont classés à titre de dividendes et imputés directement aux bénéfices non répartis. En outre, des frais de l'ordre de 16 millions de dollars engagés pour fixer une portion du taux d'intérêt avant l'émission ont été reportés et sont amortis sur la durée des titres privilégiés et imputés aux dividendes.

s) Capital autorisé

Le capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de catégorie A sans valeur nominale et pouvant être émises en séries.

t) Actions ordinaires émises et dividendes

	<u>1999</u>	<u>1998</u> (en milliers d'actions)	<u>1997</u>
Début de l'exercice.....	137 373	136 610	136 155
Levée d'options d'achat d'actions	136	190	112
Émission d'actions ordinaires contre espèces.....	<u>636</u>	<u>573</u>	<u>343</u>
Fin de l'exercice (voir la note 16)	<u>138 145</u>	<u>137 373</u>	<u>136 610</u>
Dividendes par action ordinaire	<u>0,30 \$</u>	<u>0,30 \$</u>	<u>0,30 \$</u>

En 1999, CanadianOxy a émis 636 292 actions ordinaires (375 694 actions en 1998 et 342 874 actions en 1997) pour une contrepartie en espèces de 12 millions de dollars (10 millions de dollars en 1998; 9 millions de dollars en 1997), dans le cadre d'un régime de réinvestissement des dividendes. Au 31 décembre 1999, 1 455 262 actions ordinaires étaient réservées pour fins d'émission dans le cadre de ce régime. En 1998, CanadianOxy a émis 197 175 actions ordinaires pour une contrepartie en espèces de 5 millions de dollars dans le cadre d'un programme d'actions accréditatives aux employés.

u) Options d'achat d'actions

Des options permettant l'achat d'actions ordinaires ont été accordées aux administrateurs, dirigeants et employés. En vertu du régime d'options d'achat d'actions, les options s'acquièrent sur une période de quatre ans et peuvent être levées de façon cumulative sur une période de dix ans. Au moment de l'octroi, le prix de levée correspond au prix du marché.

	<u>Options</u> (en milliers)	<u>Prix de levée moyen pondéré par action</u>
31 décembre 1996.....	1 150	18 \$
Options octroyées	1 135	26 \$
Options levées.....	(112)	16 \$
Options confisquées.....	<u>(58)</u>	24 \$
31 décembre 1997.....	2 115	22 \$
Options octroyées	2 853	22 \$
Options levées.....	(190)	18 \$
Options confisquées.....	<u>(117)</u>	24 \$
31 décembre 1998.....	4 661	23 \$
Options octroyées	1 793	27 \$
Options levées.....	(136)	18 \$
Options confisquées.....	<u>(112)</u>	25 \$
31 décembre 1999.....	<u>6 206</u>	24 \$
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice		
1997.....	847	20 \$
1998.....	1 314	23 \$
1999.....	2 352	22 \$

Les options en circulation ont été octroyées à des prix allant de 10 \$ à 38 \$ par action ordinaire et ont une durée moyenne pondérée restante de huit ans tel que prévu à leur contrat. Au 31 décembre 1999, 2 927 290 actions ordinaires étaient réservées en vue de l'octroi d'options supplémentaires.

10. ÉVENTUALITÉS

CanadianOxy est impliquée dans plusieurs poursuites et réclamations, incluant de nouvelles cotisations d'impôts décrites à la note 12. Le dénouement de ces litiges ne peut être déterminé à cette date. Les coûts sont comptabilisés dès qu'ils sont engagés ou qu'on peut les établir. La direction estime que le résultat de ces poursuites n'aura pas de conséquences défavorables importantes sur la situation financière ou sur les résultats d'exploitation consolidés de la Société.

11. RÉGIMES DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

En 1999, CanadianOxy a adopté la nouvelle convention comptable sur les avantages sociaux futurs des employés conformément à la norme émise par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. L'adoption de cette nouvelle norme comptable n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers de 1999 de la société. Elle a été appliquée prospectivement et par conséquent, les états financiers de 1997 et de 1998 n'ont pas été retraités.

La Société maintient des régimes de retraite contributifs et non contributifs à prestations déterminées et des régimes de retraite à cotisations déterminées qui englobent la quasi-totalité de ses employés. Les régimes de retraite à prestations déterminées prévoient le versement de prestations de retraite établies d'après le nombre d'années de service et le salaire moyen en fin de carrière. Les prestations versées dans le cadre de régimes à cotisations déterminées sont établies à partir des cotisations versées au régime.

La charge au titre des prestations acquises par les employés dans le cadre des régimes de retraite à prestations déterminées est établie selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et elle est passée en charges à mesure que les services sont rendus. Les régimes à prestations déterminées sont capitalisés en conformité avec les règlements fédéraux et provinciaux au moyen de cotisations versées dans des fonds en fiducie administrés par un fiduciaire indépendant. L'actif des caisses de retraite des régimes à prestations déterminées est investi dans des fonds de placement constitués principalement de titres participatifs et d'obligations.

CanadianOxy offre certains avantages complémentaires de retraite, dont un régime collectif d'assurance-vie et un régime supplémentaire de soins de santé aux employés admissibles et aux personnes à charge admissibles. Les coûts de ces avantages sont constatés à titre de rémunération différée gagnée au cours de la période de service des employés; toutefois, ces obligations futures ne sont pas capitalisées. Le passif futur n'a pas une incidence importante sur les activités courantes de la Société.

Le tableau suivant présente le rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture de l'obligation découlant des prestations des régimes à prestations déterminées de même que la juste valeur de l'actif des régimes, leur capitalisation et les hypothèses utilisées dans le calcul de l'obligation au titre des prestations prévues et de la charge de retraite nette.

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
Variations de l'obligation au titre des prestations		
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice.....	129 \$ ¹⁾	96 \$
Coût des services	6	5
Intérêts	8	7
Cotisations des participants aux régimes	2	2
Perte (gain) actuarielle	(9)	1
Prestations versées	(6)	(6)
Modifications apportées aux régimes	(10)	6
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice	<u>120 \$</u>	<u>111 \$</u>
Variations de la juste valeur de l'actif des régimes		
Juste valeur de l'actif des régimes au début de l'exercice	120 \$ ¹⁾	96 \$
Rendement réel de l'actif des régimes	7	12
Cotisations de l'employeur	5	6
Cotisations des participants aux régimes	2	2
Prestations versées	(6)	(6)
Modifications apportées aux régimes	(6)	-
Juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice	<u>122 \$</u>	<u>110 \$</u>

Note :

- 1) L'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes au début de 1999 sont différentes des soldes de fin d'exercice de 1998 en raison de l'application prospective de la nouvelle norme comptable des avantages sociaux futurs des employés, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1999.

Rapprochement de la capitalisation

Capitalisation	2 \$	(1)\$
Coût non amorti des prestations au titre des services passés	-	12
Obligation transitoire non amortie	2	-
Gains actuariels nets non amortis	<u>(8)</u>	<u>(8)</u>
Actif (passif) des régimes constaté dans le bilan consolidé	<u>(4)\$</u>	<u>3 \$</u>

Hypothèses

Taux d'escompte	6,25 %	7,00 %
Taux de croissance à long terme de la rémunération des employés	3,75 %	4,50 %
Taux de rendement annuel à long terme des actifs des régimes	7,00 %	7,00 %

Les obligations non constituées au titre des avantages supplémentaires sont comprises dans les montants mentionnés ci-dessus dans la mesure où les prestations en vertu du régime de retraite à prestations déterminées sont restreintes par des directives réglementaires. Au 31 décembre 1999, l'obligation au titre des prestations prévues dans le cadre des avantages supplémentaires se chiffrait à 12 millions de dollars (12 millions de dollars en 1998).

La charge de retraite nette des régimes de retraite à prestations déterminées se répartit comme suit :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Coût des prestations acquises par les employés au cours de l'exercice	6 \$	5 \$	4 \$
Intérêts de l'exercice sur les prestations acquises	8	7	6
Rendement prévu de l'actif des régimes de retraite	(8)	(7)	(6)
Gain sur règlement	(3)	-	-
Amortissement et éléments reportés, montant net	<u>(1)</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
Charge de retraite nette	<u>2 \$</u>	<u>6 \$</u>	<u>5 \$</u>

La charge de retraite découlant des régimes de retraite à cotisations déterminées de la Société s'est chiffrée à 2 millions de dollars en 1999 (2 millions de dollars en 1998 et en 1997).

12. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices provenant des établissements canadiens et étrangers se présente comme suit :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Canadiens	36 \$	(245)\$	(56)\$
Étrangers	<u>238</u>	<u>151</u>	<u>334</u>
	<u>274 \$</u>	<u>(94)\$</u>	<u>278 \$</u>

Les composantes canadiennes et étrangères de la provision pour impôts sur les bénéfices (recouvrement), selon le territoire où les bénéfices sont imposés, se présentent comme suit :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Exigibles			
Canadiens	6 \$	7 \$	(1)\$
Étrangers.....	<u>137</u>	<u>78</u>	<u>123</u>
	<u>143</u>	<u>85</u>	<u>122</u>
Reportés			
Canadiens	44	(70)	(4)
Étrangers.....	<u>(13)</u>	<u>1</u>	<u>21</u>
	<u>31</u>	<u>(69)</u>	<u>17</u>
Total			
Canadiens	50	(63)	(5)
Étrangers.....	<u>124</u>	<u>79</u>	<u>144</u>
Provision pour impôts sur les bénéfices.....	<u>174 \$</u>	<u>16 \$</u>	<u>139 \$</u>

La composante étrangère couvre principalement les activités au Yémen, aux États-Unis et au Royaume-Uni avant la cession des activités dans ce dernier pays.

La provision pour impôts sur les bénéfices à l'état consolidé des résultats diffère de la provision pour impôts sur les bénéfices calculé selon le taux d'impôt réglementaire canadien. Le tableau suivant fait le rapprochement des différences importantes :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices.....	<u>274 \$</u>	<u>(94)\$</u>	<u>278 \$</u>
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices selon le taux d'impôt réglementaire canadien	122 \$	(42)\$	124 \$
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale de :			
Redevances, locations et autres paiements similaires à des gouvernements provinciaux.....	48	34	41
Déduction pour ressources et dégrèvements provinciaux d'impôts.....	(41)	(24)	(39)
Taux d'imposition moins élevés sur les activités étrangères.....	(20)	(30)	(22)
Écarts permanents entre les valeurs comptables et fiscales des éléments d'actif et de passif	56	69	25
Impôt des grandes sociétés	6	7	7
Autres.....	<u>3</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
Provision pour impôts sur les bénéfices.....	<u>174 \$</u>	<u>16 \$</u>	<u>139 \$</u>

La provision pour impôts sur les bénéfices reportés résulte des écarts temporaires dans la constatation des produits et des charges pour fins d'impôts sur les bénéfices et pour fins d'états financiers. L'incidence fiscale de ces écarts se résume comme suit :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Immobilisations corporelles amortissables	21 \$	22 \$	(8)\$
Frais de démontage et de restauration des lieux	(5)	(9)	(7)
Produits reportés	25	22	37
Pertes fiscales reportées	(9)	(107)	(8)
Impôts étrangers	(1)	7	8
Autres	<u>-</u>	<u>(4)</u>	<u>(5)</u>
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices reportés	<u>31 \$</u>	<u>(69)\$</u>	<u>17 \$</u>

Au 31 décembre 1999, la Société dispose de pertes fiscales reportées inutilisées pour les fins de l'impôt canadien de 512 millions de dollars (350 millions de dollars en 1998), venant à échéance d'ici 2005.

Les déclarations de revenu de CanadianOxy sont sujettes à vérification par les autorités fiscales. Certaines vérifications sont présentement en cours et certains points sont mis en question, ce qui pourrait augmenter les impôts à payer de la Société. Il est trop tôt pour déterminer les conséquences de ces vérifications à ce moment-ci. La direction est d'avis que la provision pour impôts sur les bénéfices a été correctement établie selon l'information disponible.

Au moment de l'acquisition de Wascana, certains points d'ordre fiscal portant sur des années d'imposition antérieures demeuraient en suspens. Wascana était en désaccord avec les points soulevés et elle a déposé des avis d'opposition relativement à ces points. La valeur des catégories fiscales d'éléments d'actif au moment de l'acquisition tient compte de l'évaluation par la direction de l'incidence éventuelle de ces points.

13. FLUX DE TRÉSORERIE

v) Charges et crédits imputés aux résultats et n'affectant pas les espèces et quasi-espèces

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Amortissement et dépréciation	534 \$	713 \$	589 \$
Gain sur cession d'éléments d'actif	(26)	(135)	(12)
Impôts sur les bénéfices reportés	31	(69)	17
Part des actionnaires sans contrôle dans le bénéfice net	3	6	6
Amortissement des crédits reportés	-	-	(27)
Autres	<u>2</u>	<u>8</u>	<u>5</u>
	<u>544 \$</u>	<u>523 \$</u>	<u>578 \$</u>

w) Variations des éléments hors caisse du fonds de roulement

Les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement augmentent (diminuent) les espèces et quasi-espèces comme suit :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Débiteurs	120 \$	(63)\$	(11)\$
Stocks et fournitures	(11)	(31)	5
Charges payées d'avance	1	-	(3)
Créditeurs et charges à payer	7	(1)	86
Intérêts courus à payer	<u>6</u>	<u>4</u>	<u>1</u>
	123	(91)	78
Incidence des variations des taux de change sur les éléments hors caisse du fonds de roulement	<u>(2)</u>	<u>(3)</u>	<u>(1)</u>
	<u>121 \$</u>	<u>(94)\$</u>	<u>77 \$</u>

Ces variations se rapportent aux activités suivantes :

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Activités d'exploitation.....	(64)\$	92 \$	23 \$
Activités de financement	(65)	-	-
Activités d'investissement	<u>250</u>	<u>(186)</u>	<u>54</u>
	<u>121 \$</u>	<u>(94)\$</u>	<u>77 \$</u>

x) Autres informations sur les flux de trésorerie

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Intérêts payés	<u>97 \$</u>	<u>145 \$</u>	<u>112 \$</u>
Impôts sur les bénéfices payés.....	<u>140 \$</u>	<u>81 \$</u>	<u>112 \$</u>

14. INFORMATION SECTORIELLE ET CONNEXE

CanadianOxy exerce des activités reliées au pétrole, au gaz et aux produits chimiques dans divers secteurs géographiques et participe à la coentreprise Syncrude.

Les activités reliées au pétrole et au gaz comprennent l'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole brut, du gaz naturel et des produits connexes à l'échelle mondiale. En général, les établissements sont gérés en fonction du pays où ils sont situés afin de tenir compte de la réglementation et des facteurs de risques propres à chaque pays. Les principaux établissements terrestres se situent au Yémen et au Canada, et les établissements extracôtiers, dans le golfe du Mexique des États-Unis et au Nigeria. Les autres établissements sont principalement situés en Australie, en Colombie, en Indonésie et en Équateur. Les éléments d'actif reliés au pétrole et au gaz situés dans le secteur de la Mer du Nord au Royaume-Uni ont été vendus avec prise d'effet au 31 décembre 1998. Les activités reliées au pétrole et au gaz incluent aussi le transport et la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel que la Société produit ou achète à des tiers.

Les activités reliées à la coentreprise Syncrude portent sur la mise en valeur et la production du pétrole brut synthétique provenant des sables pétrolifères du nord de l'Alberta au Canada.

Les activités reliées aux produits chimiques comprennent la fabrication, la commercialisation et la distribution des produits chimiques industriels, principalement le chlorate de sodium, le chlore et la soude caustique. Le chlorate de sodium est produit dans cinq usines situées au Canada, une usine aux États-Unis et une autre au Brésil. Le chlore et la soude caustique sont produits dans des usines de chlore alcalin situées au Canada et au Brésil.

Les conventions comptables des secteurs d'exploitation sont les mêmes que celles décrites à la note 1. Le bénéfice net des secteurs d'exploitation ne comprend pas les intérêts créditeurs et débiteurs, les charges non sectorielles non réparties et les gains et pertes de change. Les éléments d'actif sectoriels sont ceux utilisés dans les établissements des secteurs.

Notes se rapportant aux tableaux suivants :

- (a) Tient compte des résultats d'exploitation des activités de production en Équateur (voir la note 16).
- (b) Comprend les résultats d'exploitation liés à la vente d'asphalte et de sous-produits connexes au Canada.
- (c) Comprend les ventes réalisées au Canada de 99 millions de dollars et aux États-Unis de 141 millions de dollars (109 millions de dollars au Canada et 149 millions de dollars aux États-Unis en 1998; 108 millions de dollars au Canada et 152 millions de dollars aux États-Unis en 1997). En outre, les établissements canadiens vendent des produits finis aux établissements américains aux prix du marché déduction faite d'un montant pour frais de vente.
- (d) Les ventes et le coût des ventes reliés à l'achat et à la vente de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisés à la valeur nette et sont inclus au poste « Commercialisation, intérêts et autres produits » à l'état consolidé des résultats. Les ventes et le coût des ventes ont été de 4 568 millions de dollars et de 4 540 millions de dollars (3 318 millions de dollars et 3 284 millions de dollars en 1998; 2 196 millions de dollars et 2 179 millions de dollars en 1997) respectivement. Les ventes nettes au Canada et de la coentreprise Syncrude reflètent les ventes au secteur de la commercialisation. Environ 11 % (11 % en 1998 et 21 % en 1997) et 3 % (4 % en 1998 et 6 % en 1997) du coût des ventes de ce secteur ont respectivement trait à l'achat de produits du Canada et de la coentreprise Syncrude.
- (e) Comprend les activités d'exploration exercées principalement en Colombie, en Australie et en Indonésie.
- (f) La provision (le recouvrement) des impôts sur les bénéfices des établissements étrangers est fondée sur les impôts sur les bénéfices étrangers des pays. Pour les installations de gaz et de pétrole où il n'y a aucune activité d'exploitation, la provision est établie selon le territoire fiscal de l'entité qui entreprend l'activité.
- (g) Comprend une moins-value de 40 millions de dollars.

- (h) Comprend les activités d'exploration exercées principalement en Indonésie, en Australie et en Colombie.
- (i) Comprend l'incidence de l'acquisition de Wascana à compter du 15 avril 1997.
- (j) Comprend les résultats d'exploitation des activités de production en Équateur et au Venezuela avant leur cession en décembre 1997.
- (k) Comprend les activités d'exploration exercées principalement en Indonésie, en Australie, en Colombie et au Vietnam.
- (l) Les ventes au Canada provenant de tous les secteurs ont été de 419 millions de dollars (502 millions de dollars en 1998; 627 millions de dollars en 1997) et les immobilisations corporelles situées au Canada étaient de 2 274 millions de dollars au 31 décembre 1999 (2 350 millions de dollars en 1998; 2 648 millions de dollars en 1997).

Secteurs géographiques et d'activités – 1999

	Pétrole et gaz					Commer- cialisation	Coentreprise Syncrude	Produits chimiques	Non sectoriels (b)	Total
	Yémen	Canada	États- Unis	Nigeria	Autres pays (a)					
Ventes nettes	499 \$	385 \$	203 \$	51 \$	19 \$	- \$	162 \$	240 \$ (c)	52 \$	1 611 \$
Gain sur cession d'actifs	-	25	1	-	-	-	-	-	-	26
Commercialisation, intérêts et autres produits	4	8	1	-	3	28 (d)	-	2	11	57
Total des produits	503	418	205	51	22	28	162	242	63	1 694
Charges d'exploitation	52	113	51	19	5	-	74	177	43	534
Frais de vente, d'administration et autres	5	26	5	1	15	9	2	16	31	110
Amortissement et dépréciation	96	212	120	36	8	12	12	29	9	534
Frais d'exploration	11	23	31	19	52 (e)	-	-	-	-	136
Intérêts, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	106	106
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	339	44	(2)	(24)	(58)	7	74	20	(126)	274
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices (f)	129	85	-	(4)	(19)	3	25	8	(53)	174
Bénéfice net (perte nette)	210 \$	(41)\$	(2)\$	(20)\$	(39)\$	4 \$	49 \$	12 \$	(73)\$	100 \$
Éléments d'actif sectoriels	331 \$	1 783 \$	539 \$	120 \$	176 \$	313 \$	294 \$	449 \$	100 \$	4 105 \$
Ajouts d'immobilisations corporelles										
Dépenses de mise en valeur et autres	68 \$	136 \$	51 \$	17 \$	98 \$	3 \$	54 \$	18 \$	13 \$	458 \$
Dépenses d'exploration	6	32	37	15	56	-	-	-	-	146
Acquisitions de propriétés prouvées	-	2	6	-	-	-	-	-	-	8
Ajouts d'immobilisations	74 \$	170 \$	94 \$	32 \$	154 \$	3 \$	54 \$	18 \$	13 \$	612 \$
Immobilisations corporelles										
Coût	1 405 \$	2 513 \$	1 062 \$	193 \$	187 \$	126 \$	410 \$	614 \$	62 \$	6 572 \$
Amortissement et dépréciation cumulés	1 177	871	597	80	30	30	125	231	22	3 163
Valeur comptable nette	228 \$	1 642 \$	465 \$	113 \$	157 \$	96 \$	285 \$	383 \$	40 \$	3 409 \$

Secteurs géographiques et d'activités - 1998

	Pétrole et gaz							Coentreprise Syncrude	Produits chimiques	Non sectoriels (b)	Total
	Yémen	Canada	États- Unis	Mer du Nord	Nigeria	Autres pays (a)	Commer- cialisation				
Ventes nettes	399 \$	367 \$	183 \$	64 \$	8 \$	13 \$	- \$	115 \$	258 \$ (c)	33 \$	1 440 \$
Gain (perte) sur cession d'actifs	-	31	1	101	-	-	(1)	3	-	-	135
Commercialisation, intérêts et autres produits	5	-	8	10	1	-	34 (d)	-	3	14	75
Total des produits	404	398	192	175	9	13	33	118	261	47	1 650
Charges d'exploitation	49	151	49	21	4	6	-	75	166	27	548
Frais de vente, d'administration et autres	4	33	7	3	2	15	9	3	17	55	148
Amortissement et dépréciation	175	277	112	38	50 (g)	4	11	13	24	9	713
Frais d'exploration	22	36	24	1	9	95 (h)	-	-	-	-	187
Intérêts, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	148
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	154	(99)	-	112	(56)	(107)	13	27	54	(192)	(94)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices (f)	63	33	-	10	(4)	(48)	5	9	23	(75)	16
Bénéfice net (perte nette)	91 \$	(132) \$	- \$	102 \$	(52) \$	(59) \$	8 \$	18 \$	31 \$	(117) \$	(110) \$
Éléments d'actif sectoriels	355 \$	1 882 \$	587 \$	- \$	163 \$	344 \$	183 \$	255 \$	339 \$	118 \$	4 226 \$
Ajouts d'immobilisations corporelles											
Dépenses de mise en valeur et autres	85 \$	229 \$	78 \$	4 \$	74 \$	19 \$	6 \$	36 \$	17 \$	14 \$	562 \$
Dépenses d'exploration	39	51	107	2	32	101	-	-	-	-	332
Acquisitions de propriétés prouvées	-	11	45	-	-	-	-	-	-	-	56
Ajouts d'immobilisations	124 \$	291 \$	230 \$	6 \$	106 \$	120 \$	6 \$	36 \$	17 \$	14 \$	950 \$
Immobilisations corporelles											
Coût	1 421 \$	2 423 \$	1 077 \$	- \$	193 \$	93 \$	124 \$	358 \$	508 \$	48 \$	6 245 \$
Amortissement et dépréciation cumulés	1 153	669	531	-	50	24	19	115	209	16	2 786
Valeur comptable nette	268 \$	1 754 \$	546 \$	- \$	143 \$	69 \$	105 \$	243 \$	299 \$	32 \$	3 459 \$

Secteurs géographiques et d'activités - 1997

	Pétrole et gaz						Coentreprise Syncrude	Produits chimiques	Non sectoriels (b)	Total	
	Yémen	Canada (i)	États- Unis	Mer du Nord	Nigeria	Autres pays (j)					Commer- cialisation
Ventes nettes	497 \$	449 \$	212 \$	69 \$	- \$	24 \$	- \$	140 \$	260 \$ (c)	30 \$	1 681 \$
Gain sur cession d'actifs	-	11	1	-	-	-	-	-	-	-	12
Commercialisation, intérêts et autres produits	-	-	14	5	1	2	17 (d)	-	3	18	60
Total des produits	497	460	227	74	1	26	17	140	263	48	1 753
Charges d'exploitation	41	142	42	15	-	10	-	75	160	18	503
Frais de vente, d'administration et autres	1	34	8	3	-	17	5	3	21	29	121
Amortissement et dépréciation	176	221	91	33	-	15	8	13	26	6	589
Frais d'exploration	-	46	26	2	1	73 (k)	-	-	-	-	148
Intérêts, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	114
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	279	17	60	21	-	(89)	4	49	56	(119)	278
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices (f)	110	41	21	9	-	(30)	1	16	23	(52)	139
Bénéfice net (perte nette)	169 \$	(24)\$	39 \$	12 \$	- \$	(59)\$	3 \$	33 \$	33 \$	(67)\$	139 \$
Éléments d'actif sectoriels	413 \$	2 146 \$	472 \$	250 \$	77 \$	121 \$	358 \$	234 \$	375 \$	101 \$	4 547 \$
Ajouts d'immobilisations corporelles											
Dépenses de mise en valeur et autres	49 \$	327 \$	109 \$	19 \$	52 \$	16 \$	3 \$	26 \$	18 \$	9 \$	628 \$
Dépenses d'exploration	-	101	45	11	3	97	-	-	-	-	257
Acquisitions de propriétés prouvées	-	8	12	-	-	-	-	-	-	-	20
Ajouts d'immobilisations	49 \$	436 \$	166 \$	30 \$	55 \$	113 \$	3 \$	26 \$	18 \$	9 \$	905 \$
Immobilisations corporelles											
Coût	1 222 \$	2 478 \$	833 \$	394 \$	67 \$	76 \$	123 \$	325 \$	491 \$	43 \$	6 052 \$
Amortissement et dépréciation cumulés	903	412	426	159	-	22	8	106	186	16	2 238
Valeur comptable nette	319 \$	2 066 \$	407 \$	235 \$	67 \$	54 \$	115 \$	219 \$	305 \$	27 \$	3 814 \$

15. DIFFÉRENCES ENTRE LES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Les principales différences avec les principes américains sont présentées ci-après :

- Conformément aux principes américains, les titres privilégiés sont classés à titre de composante de la dette à long terme et non des capitaux propres. Par conséquent, les dividendes avant impôts sont imputés aux intérêts débiteurs et les impôts sur les bénéfices y afférents sont compris dans la provision pour impôts sur les bénéfices de l'état des résultats consolidés. Les frais d'émission avant impôts y afférents sont inclus dans les frais reportés et autres éléments d'actif et les gains et pertes de change sont compris dans l'autre résultat global au bilan consolidé. Les dividendes avant impôts sont compris dans les activités d'exploitation de l'état des flux de trésorerie.
- Selon les principes américains, les impôts sur les bénéfices reportés sont comptabilisés aux taux en vigueur, pour tenir compte des conséquences futures des reports fiscaux et des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. De plus, les actifs et les passifs des entreprises acquises sont redressés, afin d'éliminer ces reports nets d'impôts liés à ces actifs et passifs, résultant en une valeur comptable plus élevée de ces éléments d'actif et des impôts sur les bénéfices reportés.

Les incidences de ces différences sur les états financiers consolidés sont les suivantes :

État des résultats consolidé

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Bénéfice net (perte nette) déclaré(e) selon les principes canadiens	100 \$	(110)\$	139 \$
(a) Dividendes sur titres privilégiés	(65)	(6)	-
Moins : Impôts sur les bénéfices reportés y afférents	28	2	-
(b) Impôts sur les bénéfices			
Ventes nettes.....	-	1	12
Amortissement.....	(58)	(71)	(44)
Impôts sur les bénéfices reportés.....	58	69	30
Bénéfice net (perte nette) selon les principes américains	<u>63 \$</u>	<u>(115)\$</u>	<u>137 \$</u>
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire selon les principes américains	<u>0,46 \$</u>	<u>(0,84)\$</u>	<u>1,00 \$</u>

Au 31 décembre 1999, le bénéfice net par action ordinaire diluée est antidilutif selon les principes américains ((0,84 \$) en 1998 et 1,00 \$ en 1997).

État consolidé du résultat global

Selon les principes comptables américains, les gains et pertes de change découlant de la conversion de l'investissement net de la Société dans des établissements étrangers autonomes et d'éléments de passif monétaire à long terme sont inclus dans le résultat global qui est ajouté au bénéfice net pour établir le résultat global. Les montants cumulés font partie du résultat global cumulé autre paraissant au bilan consolidé. Selon les principes canadiens, ces montants font partie du poste gains ou pertes de change cumulatifs aux capitaux propres au bilan consolidé. En 1999, le montant du poste gains ou pertes de change, déduction faite des impôts sur les bénéfices reportés, était de 19 millions de dollars ((46) millions de dollars en 1998; 18 millions de dollars en 1997) et le résultat (la perte) global(e) était de 82 millions de dollars ((161) millions de dollars en 1998; 155 millions de dollars en 1997).

Bilan consolidé

	<u>1999</u>		<u>1998</u>	
	<u>Principes canadiens</u>	<u>Principes américains</u>	<u>Principes canadiens</u>	<u>Principes américains</u>
Immobilisations corporelles, montant net.....	3 409 \$	3 752 \$	3 459 \$	3 858 \$
Frais reportés et autres éléments d'actif.....	46 \$	70 \$	53 \$	66 \$
Actif d'impôts reportés	-	450 \$	-	387 \$
Dette à long terme.....	1 308 \$	1 997 \$	1 378 \$	1 777 \$
Passif d'impôts reportés.....	108 \$	904 \$	113 \$	898 \$
Titres privilégiés	724 \$	-	399 \$	-
Bénéfices non répartis.....	666 \$	687 \$	651 \$	665 \$
Gains ou pertes de change cumulatifs.....	36 \$	-	52 \$	-
Résultat global cumulé autre.....	-	71 \$	-	52 \$

État consolidé des flux de trésorerie

Conformément aux principes américains, les dividendes sur titres privilégiés d'un montant de 65 millions de dollars (6 millions de dollars en 1998 et néant dollars en 1997), compris dans les activités de financement, auraient été constatés dans les activités d'exploitation à l'état des flux de trésorerie consolidés.

Conformément aux principes américains, les coûts de géologie et de géophysique, d'un montant de 37 millions de dollars (45 millions de dollars en 1998; 45 millions de dollars en 1997), imputés aux frais d'exploration, auraient été inclus dans les activités d'exploitation plutôt que dans les activités d'investissement.

Information supplémentaire

- (a) Les écarts temporaires qui donnent lieu à des actifs et passifs d'impôts reportés, selon les principes comptables américains aux 31 décembre 1999 et 1998 sont répartis comme suit :

	Actifs d'impôts reportés		Passifs d'impôts reportés	
	1999	1998	1999	1998
Immobilisations corporelles	116 \$	111 \$	728 \$	711 \$
Provision pour le démontage et la restauration des lieux	57	68	–	–
Report des pertes	225	201	–	–
Produit reporté	–	–	148	164
Change	2	–	26	14
Impôts à recouvrer	66	42	–	–
Autres	10	5	2	9
	<u>476</u>	<u>427</u>	<u>904</u>	<u>898</u>
Provision pour moins-value	(26)	(40)	–	–
	<u>450 \$</u>	<u>387 \$</u>	<u>904 \$</u>	<u>898 \$</u>

La provision pour moins-value de l'actif d'impôt reporté est liée aux reports de crédits d'impôts étrangers.

- (b) La Société offre une rémunération sous forme d'options d'achat d'actions aux administrateurs, dirigeants et employés. Au moment de l'octroi, le prix de levée correspond au prix du marché et, par conséquent, aucune charge de rémunération n'est comptabilisée conformément aux conventions comptables adoptées par la Société. En vertu des principes américains, une charge de rémunération est déterminée à la date de l'octroi à partir d'une méthode fondée sur la juste valeur, qui fait appel à un modèle d'évaluation du prix des options. Les sociétés qui choisissent de ne pas comptabiliser la charge de rémunération à partir de la méthode fondée sur la juste valeur doivent présenter des informations pro forma sur le bénéfice net et le bénéfice net par action, comme si cette méthode avait été utilisée. Si CanadianOxy avait utilisé la méthode fondée sur la juste valeur, le bénéfice net (perte nette) selon les principes américains aurait été de 53 millions de dollars ((120) millions de dollars en 1998; 134 millions de dollars en 1997) et le bénéfice net (perte nette) par action ordinaire aurait été de 0,38 \$ ((0,87)\$ en 1998; 0,98 \$ en 1997).

Faits récents concernant les normes comptables américaines

En juin 1998, le Financial Accounting Standards Board a publié le Statement No. 133 « Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities ». Selon cette prise de position, une entité doit évaluer tous ses instruments dérivés à leur juste valeur et les présenter à titre d'éléments d'actif ou de passif au bilan. La constatation d'une plus-value ou d'une moins-value dépendra de l'usage auquel l'instrument est destiné. La norme doit être adoptée au plus tard à la fin du premier trimestre de l'an 2001. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de cette modification sur ses états financiers.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS AU 31 DÉCEMBRE 1999

Le 1^{er} mars 2000, la Société, le Conseil du régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario (le « conseil ») et Occidental ont conclu une convention (la « convention »), en vertu de laquelle Occidental vendrait sa participation de 29 % dans CanadianOxy. Le conseil achètera 20,2 millions d'actions ordinaires à raison de 29,61 \$ l'action. La Société rachètera 20 millions d'actions ordinaires au même prix pour la somme totale approximative de 592 millions de dollars. CanadianOxy a également consenti à échanger ses activités reliées au pétrole et au gaz en Équateur contre la participation de 15 % de Occidental dans son propre secteur des produits chimiques. Cette opération est sujette à l'approbation de la majorité des actionnaires de CanadianOxy, autres que Occidental et le conseil, lors de l'assemblée des actionnaires qui aura lieu le 17 avril 2000.

La Société prévoit financer le rachat au moyen de ses liquidités disponibles et de ses facilités de crédit existantes. Au moment du rachat, les actions ordinaires seront annulées, entraînant une réduction des actions ordinaires de 52 millions de dollars, du surplus d'apport de 14 millions de dollars et des bénéfices non répartis de 526 millions de dollars au bilan consolidé. Cette opération n'aura pas une incidence importante sur les résultats d'exploitation.

INFORMATION FINANCIÈRE SUPPLÉMENTAIRE (non vérifiée)

Données financières trimestrielles conformément aux PCGR canadiens et américains

Sommaire des données financières trimestrielles de 1999 et 1998

(en millions à l'exception des données par action)

	Trimestre terminé le							
	31 mars		30 juin		30 septembre		31 décembre	
	1999	1998	1999	1998	1999	1998	1999	1998
Ventes nettes.....	288 \$	355 \$	358 \$	357 \$	460 \$	352 \$	505 \$	376 \$
Bénéfice (perte) d'exploitation								
Pétrole et gaz ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾	4 \$	(6)\$	37 \$	(1)\$	130 \$	3 \$	135 \$	21 \$
Coentreprise Syncrude ⁽⁴⁾	6	(1)	15	12	26	9	27	7
Produits chimiques.....	10	15	4	10	6	15	-	14
	20	8	56	21	162	27	162	42
Charges non sectorielles et intérêts ⁽⁵⁾	38	41	31	48	24	41	33	62
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices.....	28	(29)	15	(12)	74	5	57	52
Bénéfice net (perte nette) selon les PCGR canadiens.....	(46)	(4)	10	(15)	64	(19)	72	(72)
Redressement selon les PCGR américains.....	(9)	-	(9)	-	(9)	-	(10)	(5)
Bénéfice net (perte nette) selon les PCGR américains.....	(55)\$	(4)\$	1 \$	(15)\$	55 \$	(19)\$	62 \$	(77)\$
Par action ordinaire :								
Bénéfice net (perte nette) (PCGR canadiens)	(0,40)\$	(0,03)\$	0,01 \$	(0,11)\$	0,40 \$	(0,14)\$	0,45 \$	(0,55)\$
Bénéfice net (perte nette) (PCGR américains).....	(0,40)\$	(0,03)\$	0,01 \$	(0,11)\$	0,40 \$	(0,14)\$	0,45 \$	(0,56)\$
Dividendes déclarés ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$	0,075 \$
Prix des actions ordinaires :								
Bourse de Toronto								
Haut.....	19,45 \$	32,45 \$	23,85 \$	32,60 \$	30,75 \$	32,20 \$	32,00 \$	26,90 \$
Bas.....	13,10 \$	25,00 \$	16,60 \$	27,80 \$	23,65 \$	18,00 \$	25,80 \$	15,25 \$
American Stock Exchange								
Haut (\$ US).....	12,88 \$	22,81 \$	16,19 \$	22,68 \$	20,19 \$	21,81 \$	21,88 \$	17,25 \$
Bas (\$ US).....	8,69 \$	17,50 \$	11,00 \$	19,50 \$	16,00 \$	11,69 \$	17,50 \$	9,88 \$

Notes :

- (1) Un gain de 25 millions de dollars a été constaté sur la cession de propriétés de ressources canadiennes au cours du premier trimestre de 1999. Un gain de 1 million de dollars a été constaté sur la cession de propriétés de ressources américaines au cours du deuxième trimestre de 1999.
- (2) Des gains (pertes) de 14 millions de dollars, 5 millions de dollars, 17 millions de dollars et (2) millions de dollars ont été enregistrés sur la cession de propriétés de ressources canadiennes au cours des premier, deuxième, troisième et quatrième trimestres de 1998 respectivement. Un gain de 101 millions de dollars a été constaté sur la cession des propriétés dans la mer du Nord au cours du quatrième trimestre de 1998.
- (3) Comprend la moins-value de 40 millions de dollars constatée à l'égard des éléments d'actif au Nigeria au quatrième trimestre de 1998.
- (4) La mise au point annuelle de l'usine s'est produite au cours du deuxième trimestre de 1999 et du premier trimestre de 1998.
- (5) Comprend les indemnités de cessation d'emploi de 20 millions de dollars constatées au quatrième trimestre de 1998.
- (6) En février 2000, le conseil d'administration a déclaré un dividende régulier trimestriel de 0,075 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2000 aux actionnaires inscrits le 10 mars 2000.
- (7) La Loi de l'impôt sur le revenu du Canada exige que la Société retienne à la source un impôt sur les dividendes versés à des non-résidents. Conformément à la convention fiscale Canada-États-Unis, la retenue à la source est de 15 % des dividendes remis par la Société à des résidents américains, à l'exception des sociétés affiliées, pour lesquelles la retenue à la source est de 5 %.
- (8) Au 31 décembre 1999, 1 397 détenteurs d'actions ordinaires étaient inscrits et 138 145 237 actions ordinaires étaient en circulation.
- (9) Certaines données trimestrielles de 1998 ont été reclassées pour fins de comparaison.

Activités de production pétrolières et gazières

L'information sur le pétrole et le gaz qui suit est fournie conformément au Statement of Financial Accounting Standards Number 69 – « Disclosures about Oil and Gas Producing Activities » des États-Unis.

A. Information sur les quantités de réserves

Les réserves de pétrole se composent de condensats et de liquides de gaz naturel. L'estimation des réserves de pétrole brut classique et de gaz naturel est établie à l'aide d'analyses géologiques et de données d'ingénierie, qui ont démontré avec un degré de certitude raisonnable qu'elles peuvent être recouvrables à partir des champs pétrolifères et gazéifères connus, en se fondant sur les conditions économiques et d'exploitation telles qu'elles existent au 31 décembre de chaque exercice. Le calcul des réserves de pétrole brut synthétique du projet Syncrude est fondé sur la participation de CanadianOxy dans le permis de production.

Les réserves nettes prouvées de pétrole brut et de gaz naturel sont établies déduction faite de la part de redevances des détenteurs du minerai ou du gouvernement ou des deux et elles sont calculées en se fondant sur les règlements sur les redevances en vigueur.

Le paiement à la province de l'Alberta de sa part du bénéfice net de la coentreprise Syncrude est fondé sur les bénéfices nets présumés; par conséquent, les estimations des réserves nettes comprennent des hypothèses sur les prix futurs du pétrole brut et les coûts futurs d'exploitation des usines. Les données sur les réserves ne comprennent pas les réserves des sables pétrolifères autres que celles attribuables à la participation de CanadianOxy dans la coentreprise Syncrude.

Les réserves suivantes sont les réserves nettes de CanadianOxy, après redevances, et proviennent d'estimations préparées ou vérifiées par des ingénieurs indépendants. Les réserves de pétrole sont en millions de barils et celles de gaz naturel sont en milliards de pieds cubes.

	Total		Yémen ⁽¹⁾	Canada		États-Unis		Mer du Nord	Nigeria	Autres pays ⁽²⁾	
	Pétrole	Gaz	Pétrole	Pétrole	Gaz	Pétrole	Gaz	Gaz	Pétrole	Pétrole	
Réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur :											
31 décembre 1996	177	520	156	110	36	261	17	158	101	-	14
Révision des estimations précédentes	65	(112)	-	57	3	(116)	1	4	-	4	-
Achats de réserves en place ⁽³⁾	142	546	-	-	141	545	1	1	-	-	-
Ventes de réserves en place ⁽⁴⁾	(42)	(71)	-	-	(37)	(66)	(1)	(5)	-	-	(4)
Expansions et découvertes	50	55	-	25	21	30	4	25	-	-	-
Production	(60)	(128)	(4)	(36)	(19)	(85)	(4)	(29)	(14)	-	(1)
31 décembre 1997	332	810	152	156	145	569	18	154	87	4	9
Révision des estimations précédentes	73	100	23	55	8	90	2	11	(1)	3	5
Achats de réserves en place ⁽⁵⁾	4	48	-	-	3	21	1	27	-	-	-
Ventes de réserves en place ⁽⁶⁾	(10)	(278)	-	-	(10)	(204)	-	-	(74)	-	-
Expansions et découvertes	31	89	-	15	15	78	1	11	-	-	-
Production	(61)	(131)	(5)	(38)	(17)	(84)	(4)	(35)	(12)	(1)	(1)
31 décembre 1998	369	638	170	188	144	470	18	168	-	6	13
Révision des estimations précédentes	37	37	24	29	4	27	2	10	-	1	1
Achats de réserves en place	3	2	-	-	2	-	1	2	-	-	-
Ventes de réserves en place ⁽⁷⁾	(2)	(59)	-	-	(2)	(59)	-	-	-	-	-
Expansions et découvertes	44	81	-	27	16	67	1	14	-	-	-
Production	(60)	(85)	(6)	(40)	(14)	(50)	(3)	(35)	-	(2)	(1)
31 décembre 1999	391	614	188	204	150	455	19	159	-	5	13
Réserves prouvées mises en valeur :											
31 décembre 1997	271	648	141	124	127	472	14	108	68	4	2
31 décembre 1998	279	597	143	135	116	432	17	165	-	6	5
31 décembre 1999	305	535	171	153	117	395	17	140	-	5	13

Notes :

- (1) Jusqu'à 40 % des réserves de pétrole brut au Yémen sont réservées pour le recouvrement des coûts engagés ou à engager par CanadianOxy au nom de CanadianOxy et du gouvernement du Yémen. Le solde des réserves est partagé entre CanadianOxy et le gouvernement du Yémen selon le niveau de production, avec la participation de CanadianOxy variant entre 20 % et 33,3 % et la part du gouvernement du Yémen variant entre 66,7 % et 80 %. La part du gouvernement du Yémen couvre le paiement de tous les impôts sur les bénéfices payables au Yémen.
- (2) Comprend les réserves en Australie et en Équateur.
- (3) Les achats de réserves en place en 1997 consistent en l'acquisition de Wascana, en échanges de propriétés au Canada et en l'acquisition d'une participation additionnelle dans une propriété aux États-Unis.
- (4) Les ventes de réserves en place en 1997 consistent en l'échange de propriétés au Canada et en cessions de propriétés au Canada, aux États-Unis et au Kazakhstan.
- (5) Les achats de réserves en place en 1998 consistent en l'échange de propriétés au Canada et en l'acquisition du bloc 18 d'Eugene Island dans le Golfe du Mexique.
- (6) Les ventes de réserves en place en 1998 consistent en un échange de propriétés au Canada et en cessions de propriétés au Canada et dans la mer du Nord.
- (7) Les ventes de réserves en place en 1999 consistent en cessions de propriétés au Canada.

B. Coûts capitalisés (en millions de dollars)

	Propriétés prouvées	Propriétés non prouvées	Amortissement et déplétion cumulés	Coûts capitalisés
31 décembre 1999				
Yémen.....	1 392 \$	13 \$	1 177 \$	228 \$
Canada.....	2 345	168	871	1 642
États-Unis.....	976	86	597	465
Nigeria.....	159	34	80	113
Autres pays.....	161	26	30	157
Coentreprise Syncrude (pétrole brut synthétique).....	364	46	125	285
Total.....	5 397 \$	373 \$	2 880 \$	2 890 \$
31 décembre 1998				
Yémen.....	1 404 \$	17 \$	1 153 \$	268 \$
Canada.....	2 242	181	669	1 754
États-Unis.....	984	93	531	546
Nigeria.....	150	43	50	143
Autres pays.....	65	28	24	69
Coentreprise Syncrude (pétrole brut synthétique).....	337	21	115	243
Total.....	5 182 \$	383 \$	2 542 \$	3 023 \$
31 décembre 1997				
Yémen.....	1 222 \$	- \$	903 \$	319 \$
Canada.....	2 241	237	412	2 066
États-Unis.....	809	24	426	407
Mer du Nord.....	394	-	159	235
Nigeria.....	67	-	-	67
Autres pays.....	43	33	22	54
Coentreprise Syncrude (pétrole brut synthétique).....	317	8	106	219
Total.....	5 093 \$	302 \$	2 028 \$	3 367 \$

C. Frais engagés (en millions de dollars)

	Total		Pétrole et gaz					
	Pétrole et gaz	Coentre-prise Syncrude	Yémen	Canada	États-Unis	Mer du Nord	Nigeria	Autres pays
Exercice terminé le 31 décembre 1999								
Frais d'acquisition de propriétés								
Prouvées.....	8 \$	- \$	- \$	2 \$	6 \$	- \$	- \$	- \$
Non prouvées.....	6	-	-	2	4	-	-	-
Frais d'exploration.....	140	-	6	30	33	-	15	56
Frais de mise en valeur.....	370	54	68	136	51	-	17	98
	<u>524 \$</u>	<u>54 \$</u>	<u>74 \$</u>	<u>170 \$</u>	<u>94 \$</u>	<u>- \$</u>	<u>32 \$</u>	<u>154 \$</u>
Exercice terminé le 31 décembre 1998								
Frais d'acquisition de propriétés								
Prouvées.....	56 \$	- \$	- \$	11 \$	45 \$	- \$	- \$	- \$
Non prouvées.....	59	-	-	6	53	-	-	-
Frais d'exploration.....	273	-	39	45	54	2	32	101
Frais de mise en valeur.....	489	36	85	229	78	4	74	19
	<u>877 \$</u>	<u>36 \$</u>	<u>124 \$</u>	<u>291 \$</u>	<u>230 \$</u>	<u>6 \$</u>	<u>106 \$</u>	<u>120 \$</u>
Exercice terminé le 31 décembre 1997								
Frais d'acquisition de propriétés								
Prouvées.....	20 \$	- \$	- \$	8 \$	12 \$	- \$	- \$	- \$
Non prouvées.....	48	-	-	34	14	-	-	-
Frais d'exploration.....	209	-	-	67	31	11	3	97
Frais de mise en valeur.....	572	26	49	327	109	19	52	16
Acquisitions ⁽¹⁾	1 948	-	-	1 948	-	-	-	-
	<u>2 797 \$</u>	<u>26 \$</u>	<u>49 \$</u>	<u>2 384 \$</u>	<u>166 \$</u>	<u>30 \$</u>	<u>55 \$</u>	<u>113 \$</u>

Note :

- (1) Comprend les coûts attribués aux immobilisations corporelles de pétrole et de gaz provenant de l'acquisition de Wascana, incluant 207 millions de dollars se rapportant à des propriétés non prouvées.

D. Résultats d'exploitation des activités de production (en millions)

	Total		Pétrole et gaz					
	Pétrole et gaz	Coentre-prise Syncrude	Yémen	Canada	États-Unis	Mer du Nord	Nigeria	Autres pays
Exercice terminé le 31 décembre 1999								
Ventes nettes.....	1 157 \$	162 \$	499 \$	385 \$	203 \$	- \$	51 \$	19 \$
Frais de production	240	74	52	113	51	-	19	5
Frais d'exploration	136	-	11	23	31	-	19	52
Amortissement et dépréciation	472	12	96	212	120	-	36	8
Autres charges (produits) d'exploitation	10	2	1	(7)	3	-	1	12
	299	74	339	44	(2)	-	(24)	(58)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices	191	25	129	85	-	-	(4)	(19)
Résultats d'exploitation	108 \$	49 \$	210 \$	(41) \$	(2) \$	- \$	(20) \$	(39) \$
Exercice terminé le 31 décembre 1998								
Ventes nettes.....	1 034 \$	115 \$	399 \$	367 \$	183 \$	64 \$	8 \$	13 \$
Frais de production	280	75	49	151	49	21	4	6
Frais d'exploration	187	-	22	36	24	1	9	95
Amortissement et dépréciation	656	13	175	277	112	38	50	4
Autres charges (produits) d'exploitation	(93)	-	(1)	2	(2)	(108)	1	15
	4	27	154	(99)	-	112	(56)	(107)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices	54	9	63	33	-	10	(4)	(48)
Résultats d'exploitation	(50) \$	18 \$	91 \$	(132) \$	- \$	102 \$	(52) \$	(59) \$
Exercice terminé le 31 décembre 1997								
Ventes nettes.....	1 251 \$	140 \$	497 \$	449 \$	212 \$	69 \$	- \$	24 \$
Frais de production	262	75	41	154	42	15	-	10
Frais d'exploration	148	-	-	46	26	2	1	73
Amortissement et dépréciation	536	13	176	221	91	33	-	15
Autres charges (produits) d'exploitation	17	3	1	11	(7)	(2)	(1)	15
	288	49	279	17	60	21	-	(89)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices	151	16	110	41	21	9	-	(30)
Résultats d'exploitation	137 \$	33 \$	169 \$	(24) \$	39 \$	12 \$	- \$	(59) \$

E. Mesure normalisée des flux de trésorerie nets actualisés futurs et des changements y afférents

Pour les fins des données qui suivent, des estimations ont été faites relativement aux quantités de réserves prouvées et aux périodes au cours desquelles elles devraient être mises en production. Les flux de trésorerie futurs ont été calculés en appliquant les prix de fin d'exercice à la part de CanadianOxy dans la production annuelle future estimative des réserves prouvées de gaz et de pétrole classiques (à l'exclusion du pétrole brut synthétique), déduction faite des redevances. Les coûts futurs de mise en valeur et de production ont été établis en estimant les coûts à engager, en fonction des prix à la fin de l'exercice, pour produire puis mettre en valeur les réserves prouvées. Les impôts sur les bénéfices futurs ont été calculés en appliquant de façon générale les taux d'imposition réglementaires de fin d'exercice, après avoir appliqué les déductions reportées, les crédits et déductions d'impôts aux flux monétaires nets futurs estimatifs avant impôts. Un facteur d'actualisation de 10 % a été utilisé. Les calculs sont basés sur la poursuite des conditions économiques, contractuelles et d'exploitation actuelles. Toutefois, ces hypothèses arbitraires se sont avérées erronées dans le passé. D'autres hypothèses tout aussi valables pourraient donner des résultats très différents.

La direction estime que cette information n'est aucunement un reflet de la valeur économique actuelle des propriétés productives de gaz et de pétrole ou de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs estimatifs puisqu'aucune valeur économique n'est attribuée aux réserves possibles et probables, que l'utilisation d'un taux d'actualisation de 10 % est arbitraire et que les prix changent constamment par rapport à leur niveau de fin d'exercice.

	Total	Yémen	Canada	États-Unis	Mer du Nord	Nigeria	Autres pays
	(en millions)						
Au 31 décembre 1999							
Flux de trésorerie futurs	11 026 \$	3 512 \$	5 686 \$	1 234 \$	- \$	184 \$	410 \$
Frais futurs de production et de mise en valeur ...	2 956	580	1 769	445	-	52	110
Impôts sur les bénéfices futurs	2 441	954	1 319	123	-	11	34
Flux de trésorerie nets futurs	5 629	1 978	2 598	666	-	121	266
Taux d'actualisation – 10 %	1 828	543	1 090	148	-	21	26
Mesure normalisée	3 801 \$	1 435 \$	1 508 \$	518 \$	- \$	100 \$	240 \$
Au 31 décembre 1998							
Flux de trésorerie futurs	5 690 \$	1 736 \$	2 886 \$	803 \$	- \$	155 \$	110 \$
Frais futurs de production et de mise en valeur ...	2 711	647	1 506	380	-	117	61
Impôts sur les bénéfices futurs	636	335	202	99	-	-	-
Flux de trésorerie nets futurs	2 343	754	1 178	324	-	38	49
Taux d'actualisation – 10 %	702	195	416	60	-	-	31
Mesure normalisée	1 641 \$	559 \$	762 \$	264 \$	- \$	38 \$	18 \$
Au 31 décembre 1997							
Flux de trésorerie futurs	6 891 \$	2 110 \$	3 168 \$	985 \$	356 \$	127 \$	145 \$
Frais futurs de production et de mise en valeur ...	3 085	661	1 717	336	156	126	89
Impôts sur les bénéfices futurs	817	440	184	125	59	7	2
Flux de trésorerie nets futurs	2 989	1 009	1 267	524	141	(6)	54
Taux d'actualisation – 10 %	707	242	310	93	34	(2)	30
Mesure normalisée	2 282 \$	767 \$	957 \$	431 \$	107 \$	(4) \$	24 \$

Variations de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés

Les variations importantes de la mesure normalisée des flux de trésorerie nets futurs actualisés sont les suivantes :

	<u>1999</u>	<u>1998</u> (en millions)	<u>1997</u>
Au début de l'exercice.....	1 641 \$	2 282 \$	2 109 \$
Ventes et transferts de gaz et de pétrole produits, déduction faite des frais de production.....	(607)	(836)	(1 290)
Variations des frais futurs estimatifs de mise en valeur.....	(180)	(46)	(342)
Variation nette des prix et des frais de production liés à la production future	2 122	(766)	(797)
Expansions, découvertes et hausse des recouvrements, moins les frais connexes.....	708	76	589
Frais de mise en valeur engagés au cours de la période, ayant réduit les frais de mise en valeur futurs	375	468	66
Révision des estimations de quantités antérieures	673	301	397
Augmentation de l'actualisation	209	269	272
Achats de réserves en place	42	56	1 221
Ventes de réserves en place	(53)	(212)	(303)
Variation nette des impôts sur les bénéfices.....	<u>(1 129)</u>	<u>49</u>	<u>360</u>
À la fin de l'exercice.....	<u><u>3 801</u></u> \$	<u><u>1 641</u></u> \$	<u><u>2 282</u></u> \$

**RUBRIQUE 9. MODIFICATIONS APPORTÉES À LA DIVULGATION D'INFORMATION
COMPTABLE ET FINANCIÈRE ET DIVERGENCES D'OPINIONS AVEC DES
COMPTABLES À CET ÉGARD**

Aucun.

PARTIE III

RUBRIQUE 10. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION DE LA PERSONNE INSCRITE

ADMINISTRATEURS DE LA PERSONNE INSCRITE

Les statuts de fusion de la société prévoient que le nombre d'administrateurs ne soit pas inférieur à trois ni supérieur à quinze. Conformément au règlement de la société, les administrateurs ont décidé, le 25 février 2000, que le conseil d'administration serait composé de dix personnes jusqu'à nouvel ordre.

Tous les administrateurs ont été élus à la dernière assemblée annuelle. Tous les administrateurs sont mis en nomination par la direction pour l'élection au conseil d'administration pour 2000 à l'exception de M. Feick qui ne se présentera pas à l'élection. Le règlement prévoit que les administrateurs doivent être élus chaque année et doivent demeurer en poste jusqu'à ce que leur successeur soit dûment élu à la prochaine assemblée annuelle, des actionnaires. Cependant, si la convention est adoptée par les actionnaires à l'assemblée annuelle, MM. Irani et Laurance démissionneront du conseil d'administration. Le tableau indique la fonction ou le poste principal des administrateurs au cours des cinq dernières années, ainsi que les fonctions et les postes importants de ceux-ci au sein de la société ou de sociétés du groupe, de même que les autres mandats d'administrateurs qu'ils détenaient au sein de sociétés ouvertes en date du 31 janvier 2000.

<u>Nom et âge</u>	<u>Fonction principale et autres mandats d'administrateur</u>	<u>Poste au sein de la société</u>	<u>Administrateur depuis</u>
John E. Feick (56)	Président et chef de la direction de Matrix Solutions Inc. (auparavant 3-D Reclamation Inc.), Calgary (Alberta). Ex-président et chef de l'exploitation de Novacor Chemicals. Administrateur de Fort Chicago Energy Partners L.P. et administrateur de Occidental Petroleum Corporation.	Membre des comités de direction, de vérification et de révision et de la régie d'entreprise et des nominations.	1996
David A. Hentschel (66)	Ex-vice-président à la direction, pétrole et gaz, de Occidental Oil and Gas Corporation, Bakersfield, Californie (filiale de Occidental Petroleum Corporation). Ex-président et chef de la direction de la société.	Membre des comités de vérification et de révision, de l'environnement, de la santé et de la sécurité, et des finances.	1985
Ray R. Irani (65)	Président du conseil, chef de la direction et administrateur de Occidental Petroleum Corporation, Los Angeles, Californie.	Président honoraire du conseil et membre des comités de direction, de la rémunération, de la régie d'entreprise et des nominations.	1984
Kevin J. Jenkins (43)	Président, chef de la direction et administrateur de The Westaim Corporation, Calgary (Alberta). Auparavant, président, chef de la direction et administrateur de	Président du comité de vérification et de révision et membre des comités de direction, de la rémunération, de la régie d'entreprise et des	1997

<u>Nom et âge</u>	<u>Fonction principale et autres mandats d'administrateur</u>	<u>Poste au sein de la société</u>	<u>Administrateur depuis</u>
	Canadian Airlines Corporation.	nominations, et des finances.*	
Dale R. Laurance (54)	Président et administrateur de Occidental Petroleum Corporation, Los Angeles, Californie.	Membre des comités de direction, de la rémunération, de la régie d'entreprise et des nominations et des finances.	1986
Francis M. Saville, c.r. (61)	Vice-président du conseil d'administration et associé principal de Fraser Milner, avocats, Calgary (Alberta). Administrateur de Mullen Transportation Inc.	Président du comité de la régie d'entreprise et du comité des nominations, et membre des comités de direction, de vérification et de révision, et de l'environnement, de la santé et de la sécurité.*	1994
Richard M. Thomson (66)	Président du conseil et chef de la direction à la retraite de La Banque Toronto-Dominion, Toronto (Ontario). Administrateur de La Banque Toronto-Dominion, de la Prudentielle d'Amérique, Compagnie d'Assurance, de INCO Limitée, de The Thomson Corporation et de CGC Inc.	Président du conseil et président des comités de direction et des finances. Membre des comités de la rémunération et de l'environnement, de la santé et de la sécurité.*	1998
John M. Willson (60)	Vice-président du conseil de Placer Dome Inc., Vancouver (Colombie-Britannique). Auparavant, président et chef de la direction de Pegasus Gold Inc.	Président du comité de la rémunération et membre des comités de la régie d'entreprise et des nominations, de l'environnement, de la santé et de la sécurité, et des finances.*	1997
Gordon R. Wittman (69)	Ex-président, chef de l'exploitation et administrateur de Dupont Canada Inc., Mississauga (Ontario).	Président du comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité, et membre des comités de direction, de vérification et de révision, de la rémunération et de la régie d'entreprise et des nominations.*	1995
Victor J. Zaleschuk (56)	Président et chef de la direction de la société, Calgary (Alberta). Auparavant, vice-président principal, finances et directeur des finances de la société.	Président et chef de la direction.	1998

Nota : L'astérisque indique les administrateurs qui sont membres du comité indépendant.

Comités du conseil

Le **comité de direction** exerce tous les pouvoirs du conseil pendant que celui-ci ne siège pas, sous réserve des restrictions, règlements, limites ou directives que le conseil peut imposer à l'occasion, sauf en ce qui a trait aux mesures qui, en droit, ne doivent être prises que par les administrateurs. Le comité est composé de R.M. Thomson, président, J.E. Feick, R.R. Irani, K.J. Jenkins, D.R. Laurance, F.M. Saville, c.r., et G.R. Wittman. Le comité s'est réuni une fois en 1999.

Le **comité de vérification et de révision** présente ses recommandations au conseil d'administration concernant le choix des vérificateurs indépendants, passe en revue, avec ceux-ci, l'étendue de la vérification, revoit, avec les vérificateurs et la direction de la société, les principes, les politiques et les procédures comptables, examine les états financiers consolidés vérifiés et intermédiaires avant qu'ils soient présentés au conseil d'administration à des fins d'approbation, vérifie si le contrôle comptable, financier et de gestion de la société est approprié, revoit l'ampleur et le bien-fondé des activités de vérification interne de la société, passe en revue les opérations entre apparentées et accomplit les autres tâches qui peuvent lui être déléguées. Ce comité est composé de K.J. Jenkins, président, J.E. Feick, D.A. Hentschel, F.M. Saville, c.r., et G.R. Wittman. Le comité s'est réuni cinq fois en 1999.

Le **comité de la rémunération** fait des recommandations concernant les salaires, les primes et les autres formes de rémunération (incluant les options d'achat d'actions) devant être versés aux administrateurs, membres de la direction et au personnel de la société. Le comité est composé de J.M. Willson, président, R.R. Irani, K.J. Jenkins, D.R. Laurance, R.M. Thomson et G.R. Wittman. Le comité s'est réuni cinq fois en 1999.

Le **comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité** revoit l'état de la conformité aux lois en matière d'environnement, de santé et de sécurité, notamment la sécurité des procédés, s'assure que la société aborde judicieusement les problèmes liés à l'environnement, la santé et la sécurité et revoit et suit de près le rôle que la société joue en matière d'environnement, de santé et de sécurité selon ce qu'il juge approprié, à son entière discrétion. Le comité est composé de G.R. Wittman, président, D.A. Hentschel, F.M. Saville, c.r., R.M. Thomson et J.M. Willson. Le comité s'est réuni deux fois en 1999.

Le **comité des finances** conseille le conseil d'administration sur les questions financières et s'acquitte des autres tâches et responsabilités qui lui sont déléguées à l'occasion par le conseil d'administration. Le comité est composé de R.M. Thomson, président, D.A. Hentschel, K.J. Jenkins, D.R. Laurance et J.M. Willson. Le comité s'est réuni six fois en 1999.

Le **comité de la régie d'entreprise et des nominations** élabore et met en œuvre le mode de régie d'entreprise de la société, étudie ce mode de régie d'entreprise et recommande des modifications à son sujet, évalue la taille, la composition, le fonctionnement et l'efficacité du conseil, ainsi que le nombre, la composition, le mandat et l'efficacité des comités du conseil et fait des recommandations sur ces plans, établit une procédure permettant d'examiner le rendement et la participation de chaque administrateur, autorise les administrateurs individuels à retenir les services de conseillers externes, trouve, évalue et recommande des candidats pouvant être élus au conseil et à ses comités et élabore et met en œuvre un programme d'orientation à l'intention des nouveaux administrateurs. Le comité étudie aussi les candidatures proposées par les actionnaires. Un actionnaire peut recommander un candidat en faisant parvenir les renseignements à son sujet au président du comité aux bureaux de la société. Le comité est composé de F.M. Saville, c.r., président, J.E. Feick, R.R. Irani, K.J. Jenkins, D.R. Laurance, J.M. Willson et G.R. Wittman. Le comité s'est réuni trois fois en 1999.

Le **comité indépendant** a été constitué en juillet 1999 à titre de comité spécial du conseil d'administration chargé d'examiner toute question concernant CanadianOxy découlant de l'annonce par Occidental de la révision de sa participation dans la société et chargé de faire des recommandations sur ces questions. Le comité est autorisé à faire appel à des conseillers financiers indépendants, à superviser les négociations, à faire des recommandations, à tenir compte du régime de droits des actionnaires, à étudier les ententes d'emploi, à examiner les modifications du régime d'achat d'actions dans le cadre d'un changement de contrôle, à retenir les services d'autres conseillers selon qu'il le juge nécessaire ou souhaitable et à prendre d'autres mesures que le comité indépendant juge nécessaires ou souhaitables pour formuler des recommandations appropriées au conseil d'administration. Le comité est composé de F.M. Saville, c.r., président, K.J. Jenkins, R.M. Thomson, J.M. Willson et G.R. Wittman. Le comité s'est réuni onze fois en 1999.

Le conseil d'administration s'est réuni sept fois en 1999.

Rémunération des administrateurs

En 1999, tous les administrateurs qui n'étaient pas employés de la société ont touché une provision annuelle de 26 500 \$ et des jetons de présence de 1 700 \$ pour chaque réunion du conseil à laquelle ils ont assisté. Le président du conseil a reçu une provision annuelle de 72 800 \$ US. Tous les administrateurs qui n'étaient pas des employés de la société ont reçu une provision annuelle de 8 600 \$ pour les services qu'ils ont rendus au sein de chaque comité, ainsi que des jetons de présence de 1 700 \$ pour chaque réunion d'un comité à laquelle ils ont assisté. Une provision annuelle de 5 000 \$ a été versée au président de chaque comité.

Depuis le 1^{er} janvier 2000, tous les administrateurs qui ne sont pas employés de la société touchent une provision annuelle de 28 100 \$ et des jetons de présence de 1 800 \$ pour chaque réunion du conseil à laquelle ils assistent. Le président du conseil reçoit une provision annuelle de 108 000 \$. Tous les administrateurs qui ne sont pas des employés de la société reçoivent une provision annuelle de 9 100 \$ pour les services qu'ils rendent au sein de chaque comité, ainsi que des jetons de présence de 1 800 \$ pour chaque réunion d'un comité à laquelle ils assistent. Une provision annuelle de 5 800 \$ est versée au président de chaque comité.

Les administrateurs du comité indépendant reçoivent une provision annuelle de 8 600 \$ et des jetons de présence de 3 400 \$ pour chaque réunion du comité à laquelle ils assistent. Le président du comité touche une provision annuelle de 15 000 \$. Des honoraires supplémentaires, qui doivent être déterminés par le conseil d'administration sur recommandation des membres du comité de la rémunération, doivent être versés à tous les membres du comité indépendant qui sont tenus d'entreprendre les activités supplémentaires au nom du comité à l'égard de toute opération qui sera à terme proposée.

En décembre 1999, tous les administrateurs qui ne sont pas des employés de la société ont reçu 10 000 options d'achat d'actions, à l'exception du président du conseil qui en a reçu 15 000. Le prix de levée de l'option était le cours de l'action ordinaire à la Bourse de Toronto au moment de l'attribution.

Certaines relations commerciales

M. Francis M. Saville, c.r., administrateur, est un associé principal du cabinet d'avocats Fraser Milner, Calgary (Alberta). La société a retenu les services juridiques de ce cabinet au cours des trois dernières années.

M. John Feick, administrateur, est président et chef de la direction de Matrix Solutions Inc. Cette entreprise a fourni à la société des services de consultation sur des questions environnementales reliées aux sols et aux eaux souterraines pendant chacune des deux dernières années.

M. Richard Thomson, administrateur, est administrateur de La Banque Toronto-Dominion. Cette banque participe à titre d'agent et de prêteur de facilités de crédit à terme non garanties de la société.

MEMBRES DE LA DIRECTION DE LA PERSONNE INSCRITE

<u>Nom</u>	<u>Postes au sein de la société</u>	<u>Âge</u>	<u>Membre de la direction depuis</u>
Victor J. Zaleschuk	Président et chef de la direction et administrateur	56	1986
Charles W. Fischer	Vice-président à la direction et chef de l'exploitation	49	1994
Laurence Murphy	Vice-président principal, Pétrole et gaz – International	49	1998
John B. McWilliams	Vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire	52	1987
Douglas B. Otten	Vice-président principal, Pétrole et gaz – États-Unis	57	1997

Marvin F. Romanow	Vice-président principal, Finances et chef de la direction des finances	44	1997
Thomas A. Sugalski	Vice-président principal, Produits Chimiques	56	1988
Roger D. Thomas	Vice-président principal, Pétrole et gaz – Canada	48	1998
David B. Wartman	Vice-président principal, Ressources humaines et services internes	52	1998
Graeme G. Phipps	Vice-président, planification d'entreprise et expansion commerciale	47	1999
Kevin J. Reinhart	Trésorier	41	1994
Una M. Power	Contrôleuse et directrice, Gestion des risques	35	1998

Le conseil d'administration détermine la durée du mandat de chaque membre de la direction.

Tous les membres de la direction ci-dessus occupent le même poste au sein de la société depuis plus de cinq ans, à l'exception de MM. V.J. Zaleschuk, C.W. Fischer, L. Murphy, D.B. Otten, M.F. Romanow, R.D. Thomas, D.B. Wartman, G.G. Phipps, K.J. Reinhart et de M^{me} U.M. Power.

M. Zaleschuk a été nommé président et chef de la direction le 1^{er} juin 1997. Il était auparavant vice-président principal, finances et chef de la direction des finances.

M. Fischer a été nommé vice-président à la direction et chef de l'exploitation le 1^{er} juin 1997. Auparavant, il était vice-président principal, Exploration et production, Amérique du Nord. Avant le 14 février 1994, il était président et chef de la direction de Encor Inc., société de ressources naturelles.

M. Murphy a été nommé vice-président principal, Pétrole et gaz – International, le 1^{er} janvier 1999. Auparavant, il était vice-président, exploitation – division internationale. Antérieurement, il avait été président et directeur général des activités au Yémen.

M. Otten a été nommé vice-président principal, Pétrole et gaz – États-Unis, le 19 février 1999. Auparavant, il était vice-président principal de la société. Antérieurement, il était président de CXY Energy Inc., filiale, un poste qu'il occupe toujours.

M. Romanow a été nommé vice-président principal, finances, le 19 février 1999, et chef de la direction des finances le 27 février 1998. Auparavant, il était vice-président, finances. Antérieurement, il avait été vice-président, Production et exploration de Wascana Energy Inc.

M. Thomas a été nommé vice-président principal, Pétrole et gaz – Canada, le 19 février 1999. Auparavant, il était vice-président de la société et il occupe toujours le poste de président et chef de la direction de Wascana Energy Inc., auquel il a été nommé le 1^{er} janvier 1998. Antérieurement, il avait été vice-président divisionnaire, planification d'entreprise. Avant août 1996, il était vice-président divisionnaire, Commercialisation du pétrole et du gaz.

M. Wartman a été nommé vice-président principal, ressources humaines et services internes, le 19 février 1999. Auparavant, il était vice-président, Ressources humaines et services internes. Antérieurement, il était directeur des ressources humaines Corporation de blé de la Saskatchewan.

M. Phipps a été nommé vice-président, planification d'entreprise et expansion commerciale, le 19 février 1999. Auparavant, il était vice-président divisionnaire, planification d'entreprise et expansion commerciale.

Antérieurement, il avait été vice-président divisionnaire, pétrole et gaz – Canada. Avant février 1994, il était le directeur de la mise en valeur de nouveaux gisements de Esso Ressources.

M. Reinhart a été nommé trésorier le 20 octobre 1998. Il était auparavant contrôleur et directeur, Gestion des risques. Avant le 1^{er} juin 1994, il était directeur principal chez KPMG Canada, cabinet d'experts comptables.

M^{me} Power a été nommée contrôlease et directrice, gestion des risques, le 15 décembre 1998. Auparavant elle était directrice, relations avec les investisseurs. Antérieurement, elle avait été directrice, Information financière.

RUBRIQUE 11. RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Sommaire de la rémunération

Le tableau suivant est un sommaire de la rémunération gagnée au cours de chacun des trois derniers exercices par le chef de la direction et les quatre membres de la haute direction les mieux rémunérés. Des aspects précis de cette rémunération sont présentés davantage en détail dans les tableaux qui suivent.

TABLEAU SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION

Nom et poste principal	Année	Rémunération annuelle			Rémunération à long terme		Toutes les autres formes de rémunération (\$)
		Salaire (\$)	Primes ¹⁾ (\$)	Autre rémunération annuelle (\$)	Gratifications		
					Titres visés par des options attribuées (nbre)	Actions subalternes ou unités d'actions subalternes (\$)	
V. J. Zaleschuk Président et chef de la direction	1999	525 000	100 000	-	100 000	-	31 512 ²⁾
	1998	518 750	325 000	-	180 000	-	31 134 ²⁾
	1997	421 250	220 000	-	60 000	-	25 278 ²⁾
C. W. Fischer Vice-président à la direction et chef de l'exploitation	1999	400 000	50 000	-	70 000	-	24 000 ²⁾
	1998	393 750	190 000	-	90 000	-	23 628 ²⁾
	1997	332 500	185 000	-	50 000	-	19 962 ²⁾
D.B. Owen Vice-président principal, Pétrole et gaz – États-Unis	1999	402 625	37 440	-	35 000	-	11 596 ^{2)/52 969³⁾}
	1998	387 200	135 000	-	60 000	-	11 407 ^{2)/55 235³⁾}
	1997	370 050	91 450	-	14 000	-	10 857 ^{2)/39 446³⁾}
T. A. Sugalski Vice-président principal, Produits chimiques	1999	369 930	34 468	-	30 000	-	14 263 ^{2)/50 796⁴⁾}
	1998	361 500	135 700	-	60 000	-	14 835 ^{2)/46 547⁴⁾}
	1997	315 600	110 000	-	30 000	-	13 200 ^{2)/49 133⁴⁾}
L. Murphy Vice-président principal Pétrole et gaz – International	1999	300 000	27 337	-	35 000	-	14 400 ²⁾
	1998	300 000	95 000	-	60 000	-	8 026 ²⁾
	1997	225 000	70 000	-	15 000	-	13 512 ²⁾

Notes :

- 1) Pour chaque année, les primes sont fixées en fonction du rendement au cours de l'année et sont versées à l'employé l'année suivante. Les primes indiquées représentent les montants réellement versés au cours de l'année mentionnée.
- 2) Les cotisations au régime d'épargne des employés.
- 3) La société a cotisé au régime de cotisations déterminées et de restauration de CXY Energy Inc. pour M. Otten.
- 4) La société a cotisé au régime de retraite complémentaire de la haute direction de Occidental Petroleum Corporation au nom de M. Sugalski et au régime de restauration de CXY Energy Inc.

Options d'achat d'actions

À l'occasion, le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations du comité de rémunération, attribue des options d'achat d'actions à des administrateurs, membres de la direction et personnel de la société aux termes du régime d'options d'achat d'actions de celle-ci. La société ne reçoit aucune contrepartie au moment de

l'attribution d'options d'achat d'actions. Aux termes de ce régime, le prix de levée des options correspond au cours de clôture des actions ordinaires de la société à la Bourse de Toronto au moment de l'attribution de l'option, la durée de chacune d'entre elles est de 10 ans et elles sont acquises à raison de 20 pour cent du nombre attribué six mois après cette attribution, puis à raison de 20 pour cent à chaque anniversaire de leur date d'attribution au cours des quatre années qui suivent. Le chef de la direction peut modifier les périodes d'acquisition et de levée dans certains cas. En cas d'événement donnant lieu à un changement de contrôle (au sens défini dans le régime d'options d'achat d'actions), toutes les options émises mais non acquises deviennent généralement acquises à certaines fins sauf pour permettre la levée d'options qui ne pourraient pas être levées par ailleurs ce qui ne rendrait pas CanadianOxy admissible pour le traitement comptable du groupement des intérêts dans le cadre du changement de contrôle.

Le tableau qui suit présente les options d'achat d'actions ordinaires de la société attribuées à chaque membre de la haute direction désigné au cours de l'exercice terminé au 31 décembre 1999.

OPTIONS ATTRIBUÉES AU COURS DU DERNIER EXERCICE TERMINÉ

Nom (a)	Titres visés par des options attribuées (nombre) (b)	Pourcentage du total des options attribuées à des employés au cours de l'exercice (c)	Prix de levée ou de base (\$/titre) (d)	Valeur boursière des titres visés par les options à la date d'attribution (\$/titre) (e)	Date d'échéance (f)
V. J. Zaleschuk	100 000	5,9	27,25	27,25	13 décembre 2009
C. W. Fischer	70 000	4,1	27,25	27,25	13 décembre 2009
D.B. Otten	35 000	2,1	27,25	27,25	13 décembre 2009
L. Murphy	35 000	2,1	27,25	27,25	13 décembre 2009
T. A. Sugalski	30 000	1,8	27,25	27,25	13 décembre 2009

Le tableau suivant présente le nombre d'actions ordinaires acquises par la levée d'options en 1999, la valeur globale réalisée à la levée de ces options (calculée en fonction du cours au moment de la levée moins le prix de levée), le nombre d'options non levées en fin d'exercice, ainsi que la valeur des options dans le cours non levées en fin d'exercice.

TOTAL DES OPTIONS LEVÉES AU COURS DU DERNIER EXERCICE TERMINÉ ET VALEUR DES OPTIONS À LA FIN DE L'EXERCICE

Nom (a)	Titres acquis à la levée (nombre) (b)	Valeur globale réalisée (\$) (c)	Options non levées en fin d'exercice (nombre) Pouvant être levées/ ne pouvant être levées (d)	Valeur des options dans le cours non levées à la fin de l'exercice (\$) Pouvant être levées/ ne pouvant être levées (e)
V. J. Zaleschuk	-	-	181 600/237 200	1 302 425/866 550
C.W. Fisher	-	-	122 800/149 600	908 800/505 100
D.B. Otten	-	-	100 240/78 960	1 069 415/310 585
T.A. Sugalski	-	-	84 000/88 200	612 525/326 000
L. Murphy	21 400	108 750	36 400/79 400	190 350/312 700

Régimes à prestations déterminées ou actuariels

Tous les membres de la haute direction désignés (sauf MM. Sugalski et Otten) participent au régime de retraite à prestations déterminées de la société. Les participants à ce régime doivent cotiser trois pour cent de leur rémunération brute habituelle, à concurrence d'un maximum autorisé, au régime de retraite. Aux termes du régime à prestations déterminées, chaque employé qui prend sa retraite reçoit une prestation correspondant à 1,7 % de sa rémunération moyenne pendant les 36 mois consécutifs où son salaire a été le plus élevé au cours des dix années avant sa retraite, multipliée par le nombre d'années décomptées. Le régime de retraite est intégré au Régime de pensions du Canada, afin que la déduction maximale corresponde à la moitié des prestations en vertu de celui-ci. Les prestations de retraite accumulées après le 31 décembre 1992 seront indexées d'un montant correspondant à 75 pour cent de la hausse de l'indice des prix à la consommation pour le Canada, moins un pour cent jusqu'à un maximum de cinq pour cent ou à 25 pour cent de la hausse de cet indice, selon le plus élevé des deux montants. Les prestations accumulées avant le 1^{er} janvier 1993 seront indexées selon les circonstances. Le régime de retraite à l'intention de la haute direction donne droit à des prestations supplémentaires dans la mesure où les prestations aux termes du régime de retraite sont limitées par les lignes directrices de certaines lois. La société a versé 5 millions de dollars au régime de retraite à prestations déterminées en 1999.

Le tableau suivant présente les prestations annuelles estimatives qu'un membre de la haute direction prenant sa retraite le 31 décembre 1999 à l'âge normal de la retraite pourrait recevoir, y compris les prestations du régime de retraite à prestations déterminées et du régime de retraite à l'intention de la haute direction, en supposant que le montant indiqué dans le tableau de rémunération est égal au salaire moyen final du membre de la haute direction aux fins du régime de retraite. Suivant ce régime, les prestations sont habituellement versées sous forme de rente réversible et 66 2/3 pour cent de ces prestations sont versées au conjoint survivant.

MM. Zaleschuk, Fischer et Murphy ont respectivement 13,25, 15,58 et 13,67 années décomptées.

TABLEAU DU RÉGIME DE RETRAITE

Rémunération	Années de service						
	5	10	15	20	25	30	35
125 000 \$	9 971 \$	19 942 \$	29 913 \$	39 884 \$	49 855 \$	59 826 \$	69 798 \$
150 000 \$	12 096 \$	24 192 \$	36 288 \$	48 384 \$	60 480 \$	72 576 \$	84 673 \$
175 000 \$	14 221 \$	28 442 \$	42 663 \$	56 884 \$	71 105 \$	85 326 \$	99 548 \$
200 000 \$	16 346 \$	32 692 \$	49 038 \$	65 384 \$	81 730 \$	98 076 \$	114 423 \$
225 000 \$	18 471 \$	36 942 \$	55 413 \$	73 884 \$	92 355 \$	110 826 \$	129 298 \$
250 000 \$	20 596 \$	41 192 \$	61 788 \$	82 384 \$	102 980 \$	123 576 \$	144 173 \$
300 000 \$	24 846 \$	49 692 \$	74 538 \$	99 384 \$	124 230 \$	149 076 \$	173 923 \$
350 000 \$	29 096 \$	58 192 \$	87 288 \$	116 384 \$	145 480 \$	174 576 \$	203 673 \$
400 000 \$	33 346 \$	66 692 \$	100 038 \$	133 384 \$	166 730 \$	200 076 \$	233 423 \$
450 000 \$	37 596 \$	75 192 \$	112 788 \$	150 384 \$	187 980 \$	225 576 \$	263 173 \$
500 000 \$	41 846 \$	83 692 \$	125 538 \$	167 384 \$	209 230 \$	251 076 \$	292 923 \$
550 000 \$	46 096 \$	92 192 \$	138 288 \$	184 384 \$	230 480 \$	276 576 \$	322 673 \$
600 000 \$	50 346 \$	100 692 \$	151 038 \$	201 384 \$	251 730 \$	302 076 \$	353 423 \$
650 000 \$	54 596 \$	109 192 \$	163 788 \$	218 384 \$	272 980 \$	327 576 \$	382 173 \$

Pour calculer la rémunération moyenne d'un membre de la haute direction aux fins du régime, la rémunération ne comprend que le salaire déclaré de cette personne.

Régime d'épargne du personnel

Tous les membres du personnel permanents peuvent participer à un régime d'épargne du personnel. Chaque mois, ils peuvent cotiser à ce régime, par des retenues à la source, un pourcentage de leur rémunération habituelle

afin d'acheter des actions ordinaires de la société et (ou) des parts de fonds communs de placement. La société verse un montant égal à celui de l'employé jusqu'à un maximum de six pour cent de sa rémunération habituelle et le pourcentage versé dépend de l'option de placement choisie et de la durée de la participation de l'employé au régime. Le montant intégral de la cotisation de l'employeur est investi dans des actions ordinaires qui sont toutes immédiatement acquises. Les cotisations de l'employé et de l'employeur peuvent être versées dans des comptes enregistrés ou non enregistrés. Les cotisations de l'employeur versées pour le compte des membres de la haute direction désignés sont incluses dans le tableau sommaire de la rémunération.

Contrats de travail

Le 1^{er} juin 1997, M. Zaleschuck est devenu président et chef de la direction de la société. Aux termes d'un contrat de travail conclu avec la société, le salaire annuel de M. Zaleschuck est fixé à au moins 500 000 \$ par année. De plus, M. Zaleschuck a conclu une convention de changement de contrôle de la société décrite ci-dessous.

Conventions relatives au changement de contrôle

Le 22 octobre 1999, Canadian Occidental Petroleum Ltd. a conclu des conventions relatives au changement de contrôle avec MM. Zaleschuk, Fischer, Otten, Sugalski, Murphy et d'autres membres de la haute direction de la société. Ces conventions reconnaissent que les personnes mentionnées précédemment sont des membres de la haute direction et du personnel essentiels de la société, cruciaux pour la permanence de ses activités. Les conventions reconnaissent en outre la nécessité de conserver son personnel, de se protéger des perturbations en matière d'emploi à la suite d'un changement de contrôle et de traiter les cadres supérieurs d'une manière qui est juste, équitable et conforme aux normes de l'industrie.

En cas de changement de contrôle entraînant la cessation d'emploi, les cadres supérieurs auront le droit de recevoir un salaire et des avantages sociaux pendant une durée d'indemnisation précisée après la cessation d'emploi. Pour MM. Zaleschuk et Fischer, la durée d'indemnisation est de 36 mois. Pour MM. Otten, Sugalski et Murphy, cette durée est de 30 mois. De plus, MM. Zaleschuk et Fischer peuvent mettre fin à leur emploi de leur propre gré en cas de changement de contrôle avec des périodes d'indemnisation de 36 et de 30 mois, respectivement.

Les conventions relatives au changement de contrôle ont été déposées en annexe 10.38 du formulaire 10-Q de la société pour le trimestre terminé le 30 septembre 1999.

Assurance responsabilité des administrateurs et membres de la haute direction

Les administrateurs et membres de la haute direction de la société sont couverts par une police d'assurance responsabilité des administrateurs et membres de la haute direction contractée par la société. Pour la période du 31 juillet 1999 au 31 juillet 2000, la police assure à concurrence de 100 millions de dollars américains contre les coûts engagés pour défendre dans le cadre d'une réclamation présentée contre ses administrateurs et membres de la haute direction et pour régler celle-ci sous réserve d'une franchise de 1 million de dollars américains pour chaque réclamation ou événement.

Rapport du comité de la rémunération

Le comité administre le régime de rémunération par incitatif de la société, son régime d'options d'achat d'actions et son régime de retraite de la société et examine et approuve les recommandations du comité de direction concernant les salaires annuels, les primes et les attributions d'options d'achat d'actions. Le comité se compose d'administrateurs extérieurs qui relèvent du conseil d'administration, lequel donne son approbation définitive en matière de rémunération.

La société a retenu les services de différentes entreprises conseil en matière de rémunération pour effectuer des sondages qui lui ont permis de comparer, de temps à autre, ses pratiques de rémunération de la haute direction à celles d'autres sociétés. Le comité reconnaît comme groupes comparables de la société pour la rémunération des membres de la haute direction principalement les grandes sociétés pétrolières, gazières et chimiques canadiennes.

Politique du comité

Orientée par le comité, la société est attachée aux principes fondamentaux de la rémunération en fonction du rendement, de l'amélioration du rendement des actionnaires et de la compétitivité avec l'extérieur dans la conception, la mise au point et l'administration de ses régimes de rémunération.

Le comité considère que l'optimisation du rendement des actionnaires doit être le principal indicateur de réussite. Dans l'exploitation, cela se traduit principalement par la croissance du bénéfice net, la marge brute d'autofinancement et la valeur de l'actif net. Au siège social, cela découle d'une application couronnée de succès des changements stratégiques nécessaires. Pour atteindre ces objectifs, le comité reconnaît qu'il est nécessaire d'attirer et de conserver une direction stable et bien concentrée, en mesure de gérer l'exploitation, les finances et l'actif de la société. Selon les besoins, le comité reconnaît et rétribue les apports exceptionnels des collaborateurs par une rémunération très concurrentielle. Le programme de rémunération des cadres supérieurs de la société a trois composants – le salaire, une prime d'encouragement annuelle en espèces et une prime d'encouragement à long terme.

Salaires de base et prime d'encouragement annuels en espèces

Pour déterminer les salaires de base, la société s'est dotée d'une échelle administrative des emplois selon laquelle sont classés les postes en fonction de la comparabilité et des données du marché extérieur. En raison de la structure d'entreprise minimaliste de la société et de la croissance sur la scène internationale, l'objectif du comité est d'offrir une rémunération en espèces totale aux employés les plus performants, qui se situe généralement dans le quartile supérieur de comparaison de l'ensemble des sociétés, et qui tient aussi compte des différences avec ces entreprises.

Les primes d'encouragement en espèces annuelles sont accordées dans le cadre du régime de rémunération par encouragement approuvé par le conseil d'administration. La participation est déterminée selon le niveau du poste et vise à rétribuer les collaborateurs qui ont eu ou auront une incidence importante sur les résultats de l'entreprise. Le montant total des fonds disponibles pour les primes d'encouragement annuelles est déterminé par le comité par l'évaluation d'un ensemble de critères financiers et non financiers, dont le bénéfice net/bénéfice d'exploitation, la marge brute d'autofinancement et certains objectifs stratégiques précis. Les primes individuelles augmentent en fonction des responsabilités des postes de sorte que le ratio de la rémunération à risque par rapport à la rémunération fixe augmente avec la progression dans la hiérarchie. Les primes individuelles doivent traduire à la fois le rendement global de la société, le rendement individuel et celui de l'unité opérationnelle.

Actions et prime d'encouragement à long terme

Le conseil d'administration croit que chaque employé doit avoir un enjeu dans l'avenir de la société et que cet intérêt doit concorder avec celui des actionnaires de la société. Pour cela, la contribution à part égale de la société aux régimes d'épargne du personnel est effectuée en actions ordinaires de la société. De plus, le comité choisit ceux qui participent au régime d'options d'achat d'actions parmi les administrateurs, les membres de la haute direction et du personnel dont les décisions et les actions peuvent avoir le plus directement une incidence sur les résultats économiques.

Dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions, les administrateurs, membres de la haute direction et du personnel choisis pour participer au régime ont droit à des options d'achat d'actions qui sont attribuées sous réserve d'une période d'acquisition de quatre ans afin de créer un encouragement à long terme pour augmenter la valeur du placement des actionnaires. Les attributions d'options d'achat d'actions s'ajoutent au régime de prime d'encouragement en espèces et visent à augmenter la partie à risque de la rémunération de la haute direction.

Ont été soumis au nom du comité de la rémunération :

J.M. Willson, président
R.R. Irani
K.J. Jenkins
D.R. Laurance

R.M. Thomson
G.R. Wittman

Tableau du rendement des actions

Le tableau qui suit présente l'évolution au cours des cinq dernières années, jusqu'au 31 décembre 1999, de la valeur de 100 \$ placés dans des actions ordinaires de la société, de l'indice composite TSE 300 et des sous-indices gaz et pétrole du TSE et producteurs de gaz et de pétrole du TSE. Ces actions ordinaires de la société font partie de l'indice composite TSE 300 et du sous-indice pétrole et gaz du TSE.

	<u>1994</u>	<u>1995</u>	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>1998</u>	<u>1999</u>
Canadian Occidental	100,00	142,48	142,29	210,75	104,94	190,48
Producteurs de gaz et de pétrole – TSE	100,00	116,01	159,73	143,02	99,52	121,94
Gaz et pétrole – TSE.....	100,00	116,54	160,62	166,36	116,70	148,51
Indice composite TSE 300.....	100,00	114,53	146,99	169,01	166,33	219,08

Pour un placement de 100 \$ et le réinvestissement des dividendes.

RUBRIQUE 12. TITRES APPARTENANT À CERTAINS PROPRIÉTAIRES RÉELS ET MEMBRES DE LA DIRECTION

Titres appartenant à certains propriétaires réels et changement de contrôle

On ne connaît aucune personne ou groupe détenant à titre de propriétaire réel (selon les règles de la SEC) plus de cinq pour cent des actions comportant droit de vote de la société autre que Occidental Petroleum Corporation (*Occidental*) et CC&L Financial Services Group. Selon les informations que possède la société, le tableau suivant fait état du nombre d'actions comportant droit de vote de la société détenues en propriété réelle par chacune de ces personnes ou chacun de ces groupes au 31 décembre 1999.

<u>Catégorie d'actions</u>	<u>Nom et adresse du propriétaire réel</u>	<u>Nombre d'actions détenues par le propriétaire réel</u>	<u>Pourcentage de la catégorie</u>
Actions ordinaires	Occidental Chemical Investments 1 Inc. ¹⁾	35 764 388	25,9
Actions ordinaires	Occidental Chemical Investments 2 Inc. ¹⁾	<u>4 459 232</u>	<u>3,2</u>
		40 223 620	29,1
Actions ordinaires	CC&L Financial Services Group ²⁾	11 438 638	8,3

Notes :

- 1) L'adresse de Occidental et de ses filiales en propriété exclusive mentionnées ci-dessus est a/s de Occidental Petroleum Corporation, 10889 Wilshire Boulevard, Los Angeles, Californie, 90024.
- 2) L'adresse de CC&L Financial Services Group est 1200 Cathedrale Place, 925 West Georgia Street, Vancouver (Colombie-Britannique) V6C 3L2.

En juillet 1999, le président du conseil et chef de la direction d'Occidental a informé le conseil d'administration de CanadianOxy qu'Occidental a décidé de revoir sa participation dans CanadianOxy et Occidental a déposé une annexe 13-D auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

En attendant l'approbation de la convention en avril 2000, Occidental ne détiendra plus aucune action ordinaire de la société et le Conseil du Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario sera propriétaire d'environ 22,4 millions d'actions de CanadianOxy. Cela représentera environ 19 pour cent des actions ordinaires de la société en circulation, après annulation des actions rachetées par CanadianOxy. La convention est déposée sous forme d'annexe 4.29 du présent rapport sur formulaire 10-K.

Titres détenus par des membres de la direction

Le tableau qui suit fait état des propriétaires réels des actions ordinaires de la société au 31 janvier 2000 (ces actions étant la seule catégorie de titres comportant droit de vote de la société) détenues par chaque administrateur, certains membres de la direction, et par tous ses administrateurs et membres de la direction collectivement :

<u>Nom du propriétaire réel</u> ¹⁾	<u>Montant et nature de la propriété réelle</u>	<u>Pourcentage de la catégorie</u>
J.E. Feick.....	3 000	*
D.A. Hentschel.....	4 016 ²⁾	*
R.R. Irani.....	- ³⁾	-
K.J. Jenkins.....	3 000	*
D.R. Laurance.....	3 000	*
F.M. Saville, c.r.....	3 150	*
R.M. Thomson.....	3 000	*
J.M. Willson.....	3 000	*
G.R. Wittman.....	3 000	*
V.J. Zaleschuk.....	11 170 ⁴⁾	*
C.W. Fischer.....	10 938 ⁵⁾	*
L. Murphy.....	18 673 ⁶⁾	*
D.B. Otten.....	24 577 ⁷⁾	*
T.A. Sugalski.....	1 719 ⁸⁾	*
Tous les administrateurs et membres de la direction regroupés (21 personnes)	136 023 ⁹⁾	*

*moins de 1 pour cent

Notes :

- 1) Ces données ne tiennent pas compte des 40 223 620 actions ordinaires dont, selon les règles de la SEC, R.R. Irani et D.R. Laurance, membres de la haute direction de Occidental Petroleum Corporation et des membres de son groupe qui détiennent une participation dans la société, sont considérés comme étant les propriétaires réels.
- 2) Excluant 170 000 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 3) Excluant 60 000 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 4) Excluant 181 600 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 5) Excluant 122 800 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 6) Excluant 36 400 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 7) Excluant 100 240 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 8) Excluant 84 000 options d'achat d'actions pouvant être levées.
- 9) Excluant 968 340 options d'achat d'actions pouvant être levées détenues par tous les administrateurs et membres de la direction regroupés.

RUBRIQUE 13. CERTAINS LIENS ET OPÉRATIONS CONNEXES

Opérations avec les membres de la direction et autres

Occidental offre à la société des services techniques, d'ingénierie, administratifs et de commercialisation de nature courante et celle-ci verse des redevances et des droits de licence liés aux procédés de fabrication pour ses activités gazières et pétrolières aux États-Unis et celles touchant les produits chimiques et les carburants de remplacement et elle doit aussi verser à Occidental sa part des coûts indirects et des autres coûts liés à ses coentreprises en Amérique du Sud. En outre, la société vend des produits et des services à Occidental ou en achète de celle-ci et, de temps à autre, conclut diverses autres opérations avec elle. Ces opérations sont conclues aux prix du marché.

Le tableau suivant fait état des frais payables à Occidental et ses filiales ou par celles-ci.

	<u>1999</u>	<u>1998</u>
	(en milliers de dollars)	
Ventes à Occidental.....	10 347 \$	6 387 \$
Services techniques, d'ingénierie, administratifs et de commercialisation achetés à Occidental.....	2 568 \$	3 733 \$
Frais de redevances, droits de licence et autres paiements au titre des biens exploités payables à Occidental	562 \$	372 \$
Achats de produits à Occidental	2 241 \$	2 622 \$

Le 1^{er} mars 2000, CanadianOxy a conclu une convention, sous réserve de l'approbation des actionnaires, visant le rachat de 20 millions de ses actions ordinaires détenues par Occidental au prix établi par un tiers indépendant participant à la convention.

Certains liens commerciaux

(Voir rubrique 10 – Administrateurs et membres de la haute direction).

Endettement des membres de la direction

Aucun.

SIGNATURES

En vertu des exigences de la Section 13 ou 15(d) de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, la société a dûment autorisé la signature de ce rapport en son nom par les soussignés ci-après, dûment autorisés.

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LTD.

« John E. Feick »

John E. Feick, Administrateur

« Victor J. Zaleschuk »

Victor J. Zaleschuk

Président, chef de la direction et administrateur (cadre supérieur principal)

« Kevin J. Jenkins »

Kevin J. Jenkins, Administrateur

« Charles W. Fisher »

Charles W. Fisher

Vice-président directeur et chef de l'exploitation

« Dale R. Laurance »

Dale R. Laurance, Administrateur

« John B. McWilliams »

John B. McWilliams

Vice-président principal, chef du contentieux et secrétaire

« Francis M. Saville »

Francis M. Saville, Administrateur

« Marvin F. Romanow »

Marvin F. Romanow

Vice-président principal, Finances et directeur des finances (principal responsable des finances)

« Richard M. Thomson »

Richard M. Thomson, Administrateur

« Una M. Power »

Una M. Power

Contrôleuse et directrice, Gestion des risques (responsable des services comptables)

« John M. Willson »

John M. Willson, Administrateur

« Gordon R. Wittman »

Gordon R. Wittman, Administrateur

Le 25 février 2000