



## **NOTICE ANNUELLE**

**Le 19 février 2003**

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
<b>REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS</b> .....	1
<b>RUBRIQUE 2 : STRUCTURE DE L'ENTREPRISE</b> .....	2
Dénomination sociale et constitution .....	2
Liens intersociétés .....	3
<b>RUBRIQUE 3 : DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ</b> .....	4
Continent nord-américain .....	4
Activités extracôtières et internationales .....	5
Exploration extracôtière et des nouvelles entreprises .....	5
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	6
<b>RUBRIQUE 4 : DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ</b> .....	7
Groupe en amont .....	7
Continent nord-américain .....	7
Activités extracôtières et internationales .....	12
Exploration extracôtières et de nouvelles entreprises .....	13
Activités de forage .....	15
Emplacement des puits .....	16
Participation dans des actifs importants .....	17
Réserves .....	18
Historique — Volume des ventes quotidiennes et résultats par unité d'exploitation .....	24
Historique — Acquisitions et dépenses en immobilisations .....	30
Engagements futurs .....	32
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	32
Activités intermédiaires .....	32
Commercialisation .....	35
Généralités .....	36
<b>RUBRIQUE 5 : PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES</b> .....	38
<b>RUBRIQUE 6 : ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE</b> .....	39
<b>RUBRIQUE 7 : MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES</b> .....	39
<b>RUBRIQUE 8 : ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS</b> .....	39
<b>RUBRIQUE 9 : RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES</b> .....	43

*Tous les montants en dollars de la présente notice annuelle sont en dollars canadiens,  
à moins d'indication contraire.*

## REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient certains énoncés de nature prospective selon le sens qui est donné à l'expression *forward-looking statements* dans la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Les énoncés de nature prospective se distinguent généralement par des mots tels que « prévoit », « croit », « est d'avis », « s'attend », « devrait », « compte » ou des mots semblables qui laissent entendre des résultats ou des déclarations futurs relativement à une perspective. Les énoncés de nature prospective contenus dans la présente notice annuelle comprennent, entre autres, des énoncés concernant les sujets suivants : les coûts, le moment et le parachèvement fructueux de la construction du pipeline Oleoducto de Crudos Pesados, les sources de paiement et de répartition de ces coûts et la quote-part de ceux-ci que devra acquitter EnCana, le niveau des investissements en capitaux et leur répartition, les programmes de forage, le moment où ils seront exécutés et leur emplacement, les niveaux de production et les délais requis pour atteindre ces niveaux, la capacité des pipelines, l'évaluation des réserves, les prix du pétrole et du gaz naturel, les délais et les coûts du parachèvement de l'agrandissement de l'une des usines d'extraction des liquides de gaz naturel à Empress, les délais du parachèvement des agrandissements des installations de stockage de gaz de Wild Goose et de celles de Foster Creek, le délai de parachèvement de l'installation de stockage de Countess, le moment et l'ampleur des activités à Christina Lake, la capacité de stockage, le niveau des dépenses importantes en vue de respecter des règlements sur l'environnement, les coûts de remise en état des sites, la stratégie de la société de personnes Petrovera, le moment et la conclusion fructueuse de la vente de Syncrude, le délai d'obtention des approbations réglementaires pertinentes, le moment et la conclusion d'autres acquisitions, les résultats d'exploitation à venir et les différents éléments s'y rapportant.

Les lecteurs sont avertis de ne pas se fier indûment aux renseignements prospectifs, car il n'est pas certain que les projets, les intentions ou les attentes sur lesquels ils reposent se réaliseront. De par leur nature, les renseignements prospectifs font appel à de nombreuses hypothèses et à de nombreux risques et incertitudes connus et inconnus, tant généraux que précis, qui font en sorte que les prévisions, les projections et autres énoncés de nature prospective pourraient ne pas se produire. Même si EnCana estime que les attentes représentées par ces énoncés de nature prospective sont raisonnables, il n'est pas certain qu'elles s'avéreront exactes. Certains risques et autres facteurs, qui pourraient faire en sorte que les résultats soient considérablement différents de ceux présentés dans les énoncés de nature prospective figurant dans la présente notice annuelle, comprennent, entre autres : la volatilité des prix du gaz et du pétrole, les fluctuations des monnaies et des taux d'intérêt, l'offre et la demande de produits, la concurrence sur le marché, les risques inhérents aux activités intermédiaires de la société liées au pétrole et au gaz en Amérique du Nord et à l'étranger et à ses activités de commercialisation, l'imprécision de l'évaluation des réserves, la capacité d'EnCana à remplacer et à accroître ses réserves de pétrole et de gaz, à produire suffisamment de flux de trésorerie liés à l'exploitation pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures ou à avoir accès à des sources externes de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, la conjoncture économique et commerciale, la capacité d'EnCana de conclure ou de renouveler des conventions de location, le moment de la construction de puits et de pipelines et les coûts connexes, la capacité d'EnCana de faire des investissements de capitaux et leur montant, l'imprécision de l'évaluation du moment, des coûts et des niveaux de production et de forage, les résultats d'exploration, de mise en valeur et de forage, l'imprécision de l'évaluation de la capacité de production future, la capacité d'EnCana de garantir le transport adéquat des produits, l'incertitude à l'égard des montants et du moment des versements de redevances, l'imprécision de l'estimation des ventes de produits, les modifications apportées à la réglementation en matière d'environnement et autres règlements, la conjoncture économique et politique dans les pays où la société exerce ses activités, y compris l'Équateur, la difficulté d'obtenir les approbations gouvernementales prescrites et tous les autres risques et incertitudes qui sont présentés à l'occasion dans les rapports et les documents d'EnCana qui sont déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières canadiens et de la Securities and Exchange Commission aux États-Unis (la « SEC »). Les énoncés relatifs aux « réserves » ou aux « ressources » sont réputés être des énoncés de nature prospective, car ils supposent une évaluation implicite fondée sur certaines estimations et hypothèses, selon lesquelles les ressources et les réserves décrites peuvent être produites de façon rentable à l'avenir. Les lecteurs sont avertis que la liste de facteurs importants susmentionnée n'est pas exhaustive. De plus, les lecteurs sont avertis de ne pas se fier indûment aux énoncés de nature prospective que contient la présente notice annuelle qui sont en date des présentes, et EnCana ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser tout renseignement prospectif, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour d'autres raisons. Les énoncés de nature prospective contenus dans la présente notice annuelle sont expressément donnés sous réserve de la présente mise en garde.

## RUBRIQUE 2 : STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

### Dénomination sociale et constitution

EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») a été formée par le regroupement des entreprises (la « fusion »), le 5 avril 2002, d'Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et de PanCanadian Energy Corporation (« PanCanadian »). La fusion a été réalisée au moyen d'un arrangement, pour ce qui est d'AEC, en vertu de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) et, pour ce qui est de PanCanadian, de certaines modifications d'entreprise. Aux termes de la fusion, PanCanadian a fait indirectement l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation d'AEC en contrepartie d'actions ordinaires émises par PanCanadian. La dénomination PanCanadian est devenue EnCana Corporation, et son conseil d'administration et sa haute direction ont été reconstitués. À la suite de la réalisation de la fusion, AEC a continué d'exister sous forme d'une filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana. Le 1<sup>er</sup> janvier 2003, AEC et une autre filiale ont fusionné avec EnCana. En conséquence de ces opérations, l'ancienne PanCanadian et l'ancienne AEC sont prorogées en une société appelée EnCana Corporation.

AEC a été constituée en société le 18 septembre 1973 en vertu de la loi intitulée *The Companies Act* (Alberta) et a été prorogée en vertu de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) le 30 septembre 1986.

PanCanadian a été constituée en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA »), le 26 juin 2001, pour être en mesure de participer à la restructuration (la « restructuration de CPL ») de Canadien Pacifique Limitée (« CPL ») au moyen d'un plan d'arrangement aux termes duquel, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2001, CPL a distribué aux porteurs de ses actions ordinaires la totalité des actions de cinq sociétés ouvertes détenant les actifs des cinq filiales principales en exploitation de CPL, y compris PanCanadian. Les porteurs des actions ordinaires de PanCanadian Petroleum Limited ont échangé leurs actions contre des actions ordinaires de PanCanadian. À la réalisation de la restructuration de CPL, PanCanadian Petroleum Limited est devenue une filiale en propriété exclusive de PanCanadian. PanCanadian Petroleum Limited et PanCanadian ont fusionné le 1<sup>er</sup> janvier 2002 et ont été prorogées sous la dénomination « PanCanadian Energy Corporation ». À la réalisation de la fusion avec AEC le 5 avril 2002, la dénomination PanCanadian est devenue « EnCana Corporation ».

Avant la restructuration de CPL, PanCanadian Petroleum Limited était une société ouverte détenue à 85 pour cent par CPL et à 15 pour cent par le public. Constituée à l'origine par CPL en 1958, sous la dénomination Canadian Pacific Oil and Gas Limited, PanCanadian Petroleum Limited a entrepris ses activités en utilisant des terrains en propriété inconditionnelle que le gouvernement du Canada avait transférés à CPL en contrepartie partielle de la construction, par CPL, du chemin de fer national pancanadien. PanCanadian Petroleum Limited est issue de la fusion, en vertu des lois du Canada, le 31 décembre 1971, de PanCanadian Petroleum Limited (constituée en société sous la dénomination Central Leduc Oils Limited en 1947) et de Canadian Pacific Oil and Gas Limited (constituée en société en 1958). PanCanadian Petroleum Limited a été prorogée en vertu de la LCSA le 9 avril 1980.

Le siège social et bureau de la direction d'EnCana est situé au 1800, 855 – 2<sup>nd</sup> Street Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5.

## Liens intersociétés

Le tableau suivant indique le nom, le pourcentage de titres comportant droit de vote dont EnCana est propriétaire et le territoire de constitution, de prorogation ou de formation des principales filiales et sociétés de personnes d'EnCana dont les actifs globaux consolidés dépassent 10 pour cent des actifs globaux consolidés d'EnCana ou dont les produits d'exploitation dépassent 10 pour cent des produits d'exploitation consolidés d'EnCana en date du 31 décembre 2002 et pour l'exercice terminé à cette date.

<u>Filiales et sociétés de personnes</u>	<u>Pourcentage de propriété<sup>1)</sup></u>	<u>Territoires de formation ou de constitution</u>
Alberta Energy Company Ltd. <sup>2)</sup> .....	100	Canada
EnCana West Ltd. ....	100	Alberta
Alenco Inc. ....	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc. ....	100	Delaware
EnCana Energy Holdings Inc. ....	100	Delaware
EnCana Oil & Gas Partnership .....	100	Alberta
EnCana Midstream & Marketing <sup>3)</sup> .....	100	Alberta
Marquest Limited Partnership .....	100	Alberta

Notes :

- 1) Comprend une participation indirecte.
- 2) A fusionné avec EnCana le 1<sup>er</sup> janvier 2003.
- 3) Auparavant, EnCana Resources.

Le tableau précédent ne comprend pas toutes les filiales et sociétés de personnes d'EnCana. Les actifs et les produits d'exploitation des filiales et des sociétés de personnes dont les noms ne sont pas mentionnés ne dépassaient pas globalement 20 pour cent du total des actifs consolidés ou des produits d'exploitation consolidés d'EnCana au 31 décembre 2002 et pour l'exercice terminé à cette date.

Dans les rubriques suivantes, à moins d'indications contraires ou à moins que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois à « EnCana » et à « société » incluent un renvoi aux filiales et aux participations dans des sociétés de personnes détenues par EnCana Corporation et ses filiales, et un renvoi à « EnCana » ou à la « société » pour les périodes antérieures à la fusion renvoie aux sociétés à l'origine d'EnCana, PanCanadian et AEC, ainsi qu'à leurs filiales et leurs participations dans des sociétés de personnes.

### **RUBRIQUE 3 : DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ**

EnCana est la plus importante société indépendante de production et d'exploration de pétrole et de gaz naturel au Canada en termes de propriétés foncières et de production au 31 décembre 2002. Les avoirs fonciers clés d'EnCana sont situés dans l'Ouest canadien, dans les Rocheuses américaines, en Équateur, dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, au large de la côte est du Canada et dans le golfe du Mexique. EnCana détient des participations dans des activités et dans des actifs intermédiaires, y compris des installations de stockage et de traitement de gaz naturel et des pipelines. EnCana produit et commercialise du gaz naturel, du pétrole brut et des liquides de gaz naturel (« LGN ») au Canada et aux États-Unis et procède à de l'exploration à cet égard. EnCana exerce également des activités d'exploration et de production à l'échelle internationale, y compris la production de l'Équateur et du centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni.

À la conclusion de la fusion, le 5 avril 2002, l'entreprise d'EnCana a été structurée en quatre divisions d'exploitation : continent nord-américain, activités extracôtières et internationales, exploration extracôtière et de nouvelles entreprises et activités intermédiaires et commercialisation. Le texte qui suit fait état des opérations et des événements importants au cours des trois dernières années visant les entreprises maintenant exploitées au sein de ces divisions.

#### **Continent nord-américain**

La division du continent nord-américain dirige les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz naturel d'EnCana dans ses deux plus importantes plate-formes de croissance de base, l'Ouest canadien et les Rocheuses américaines.

Dans l'Ouest canadien, l'un des objectifs principaux d'EnCana est d'augmenter les volumes de gaz naturel. EnCana cherche à découvrir du gaz naturel dans des horizons à faible et à grande profondeur principalement en Alberta et en Colombie-Britannique et a fait plusieurs découvertes au cours des trois dernières années.

L'exploration du méthane de houille, gaz naturel tiré des filons houillers, au cours des trois dernières années a entraîné le lancement de projets pilotes visant le méthane de houille situé dans le bloc Palliser dans le sud de l'Alberta et dans les régions d'Elk Valley et de Grizzly Valley dans l'est de la Colombie-Britannique.

EnCana se concentre également sur des projets de mise en valeur du pétrole brut dans l'Ouest canadien, y compris les activités thermiques à Foster Creek et à Christina Lake dans le nord-est de l'Alberta. La production commerciale a débuté à Foster Creek au quatrième trimestre de 2001, et la production pilote a débuté à Christina Lake à la fin du troisième trimestre de 2002. À Weyburn, en Saskatchewan, la première phase du projet d'injection de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») miscible a débuté vers la fin de 2000, après le parachèvement d'un pipeline visant à livrer le CO<sub>2</sub> jusqu'au projet.

En février 2003, EnCana a convenu de vendre une participation de 10 pour cent dans la coentreprise Syncrude (« Syncrude ») à Canadian Oil Sands Limited (« COS ») en contrepartie d'environ 1,07 milliard de dollars. La société a également accordé à COS une option visant l'achat, selon des modalités analogues et avant la fin de 2003, de la quote-part restante de 3,75 pour cent d'EnCana et d'une redevance dérogatoire. Si elle est levée par COS, l'option permettrait de réaliser un produit supplémentaire d'environ 417 millions de dollars. Chaque opération est soumise à l'approbation réglementaire, à l'exécution d'autres conditions de clôture et aux rajustements de clôture habituels. La vente de la participation de 10 pour cent dans Syncrude devrait être conclue vers le 28 février 2003.

La mise en valeur des Rocheuses américaines en tant que région principale a débuté en juin 2002 lorsqu'EnCana Oil & Gas (USA) Inc., une filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a fait l'acquisition de la totalité des actions de McMurry Oil Company et d'autres participations privées (« McMurry ») en contrepartie d'environ 1,1 milliard de dollars. Les principales propriétés de production de McMurry sont situées dans le champ de gaz naturel Jonah situé dans le bassin Green River dans le sud-ouest du Wyoming.

En octobre 2000, EnCana a augmenté ses participations dans les Rocheuses américaines en faisant l'acquisition des divisions d'exploration, de production, des activités intermédiaires et de commercialisation de The Montana Power Company (« Montana Power ») en contrepartie d'environ 689 millions de dollars. Les propriétés en production de The Montana Power U.S. sont situées au Colorado, au Wyoming et au Montana.

En février 2001, EnCana Oil & Gas (USA) Inc., par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a fait l'acquisition de la totalité des actions de Ballard Petroleum LLC (« Ballard ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 328 millions de dollars. Les principales propriétés en production de Ballard sont situées dans le champ de gaz naturel de Mamm Creek situé dans le bassin Piceance, dans le nord-ouest du Colorado.

En conséquence de l'acquisition de McMurry en juin 2000 et d'un regroupement de certaines des filiales américaines d'EnCana en décembre 2000, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. possédait indirectement l'ensemble des participations de commanditaires dans la société en commandite Jonah Gas Gathering Company du Wyoming qui était propriétaire du réseau de collecte de gaz Jonah. En septembre 2001, la participation indirecte d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc. dans Jonah Gas Gathering Company a été vendue pour un produit d'environ 568 millions de dollars.

En mai 2002, les filiales en propriété exclusive d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc. ont fait l'acquisition de la production et des réserves de gaz naturel et des LGN connexes et d'une superficie de filiales d'El Paso Corporation (« El Paso ») en contrepartie d'environ 420 millions de dollars. Les principales propriétés en production acquises des filiales d'El Paso sont situées dans le bassin Piceance dans le nord-ouest du Colorado.

En juillet 2002, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a fait l'acquisition de la production et des réserves de gaz naturel et des LGN connexes et d'une superficie d'une filiale de The Williams Companies (« Williams ») en contrepartie d'environ 550 millions de dollars. Les principales propriétés en production acquises de la filiale de Williams sont situées dans le champ de gaz naturel Jonah dans le sud-ouest du Wyoming.

### **Activités extracôtières et internationales**

La division des activités extracôtières et internationales d'EnCana met en valeur les réserves relatives aux découvertes extracôtières et internationales pour mettre en place de nouvelles activités de production et améliorer ces activités au moyen d'acquisitions et de l'amélioration permanente des actifs du portefeuille. Parmi les régions qui sont actuellement mises en valeur ou qui produisent ou qui présentent un grand potentiel de mise en valeur ou de production, on compte l'Équateur, le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, la côte est du Canada et le golfe du Mexique.

EnCana est arrivée en Équateur en 1999 par suite de l'acquisition de Pacalta Resources Ltd. en contrepartie d'environ 1,0 milliard de dollars et elle se livre à l'exploration, à la mise en valeur et à la production principalement dans le bassin Oriente. La société a accru ses activités en Équateur par une prise d'intérêt au cours du quatrième trimestre de 2000 et par une acquisition en janvier 2003, aux termes de laquelle EnCana a fait l'acquisition de réserves et d'une production additionnelles de Vintage Petroleum, Inc. en contrepartie d'environ 137,4 millions de dollars américains (y compris le fonds de roulement, et sous réserve des rajustements d'après clôture).

Au cours du premier trimestre de 2000, EnCana a conclu l'achat de participations de 13,5 pour cent et de 20,2 pour cent dans les champs Scott et Telford, respectivement, dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, en contrepartie d'environ 259 millions de dollars.

Au printemps 2001, la société a fait une importante découverte de pétrole brut dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni à Buzzard.

En février 2003, EnCana a demandé d'ajourner le processus d'approbation réglementaire relatif à sa découverte de gaz Deep Panuke, en 1999, au large de la Nouvelle-Écosse, sur la côte est du Canada. EnCana a entrepris un examen exhaustif de son projet Deep Panuke afin de consolider les aspects économiques du projet prévus.

Dans le golfe du Mexique, EnCana a participé à la découverte de pétrole Llano en 1998. Depuis, trois puits complémentaires ont été forés.

### **Exploration extracôtière et des nouvelles entreprises**

La division de l'exploration extracôtière et des nouvelles entreprises d'EnCana recherche des réserves sur lesquelles fonder de nouvelles plate-formes de croissance dans des bassins extracôtiers et terrestres à l'échelle internationale en vue d'assurer une croissance additionnelle à moyen et à long terme. Les efforts d'exploration extracôtière de la société ont été fructueux dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni (découverte

Buzzard), dans le golfe du Mexique (découvertes Llano et Tahiti) et sur la côte est du Canada (découverte Deep Panuke).

Le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni est devenu une région d'exploration d'EnCana en 1996 au moyen d'une prise d'intérêt visant des blocs multiples avec un exploitant existant. La société a continué à mettre l'accent sur ses activités dans le centre de la mer du Nord en accumulant les zones d'intérêt par sa participation à des sessions de délivrance de licences, en procédant à des échanges et à des prises d'intérêt.

La société a augmenté ses avoirs fonciers dans le golfe du Mexique au moyen de ventes de baux, de prises d'intérêt, d'échanges et d'acquisitions. Divers puits d'exploration ont été forés au cours des trois dernières années, dont une participation dans une importante découverte de pétrole à Tahiti en 2002.

La société s'est taillé l'une des plus importantes positions en termes d'avoirs fonciers au large de la côte est du Canada. Depuis la découverte Deep Panuke, EnCana a mené un programme d'exploration actif, seule et avec des partenaires, et a participé à la découverte de la zone d'intérêt Annapolis, laquelle nécessite des forages supplémentaires pour en établir le caractère commercial.

EnCana recherche de nouveaux débouchés au-delà de ses régions géographiques principales et explore activement des occasions éventuelles dans le delta du MacKenzie au Canada, en Alaska, en Australie, au Brésil, en Afrique centrale et occidentale, au Moyen-Orient et au Groenland.

### **Activités intermédiaires et de commercialisation**

Les activités intermédiaires d'EnCana se composent principalement de trois unités d'exploitation : stockage de gaz, liquides de gaz naturel et électricité.

En décembre 2001, EnCana Pipelines (Cold Lake) Ltd. a vendu la totalité de sa participation dans Alberta Oilsands Pipeline Ltd., propriétaire du réseau de pipelines des sables bitumineux de l'Alberta, en contrepartie d'environ 218 millions de dollars.

En juillet 2002, après un examen stratégique des actifs de la société, EnCana a commencé à rechercher des acheteurs pour sa participation indirecte de 70 pour cent dans le réseau de pipelines Cold Lake (« Cold Lake ») et pour sa participation indirecte de 100 pour cent dans le réseau de pipelines Express (« Express »). En janvier 2003, EnCana a conclu la vente de sa participation dans Cold Lake en contrepartie d'environ 425 millions de dollars (sous réserve des rajustements d'après clôture). La société a conservé une capacité de transport du pétrole sur Cold Lake visant sa production au moyen de ses contrats à long terme existants. La vente de la participation dans Express a également été conclue en janvier 2003, en contrepartie d'environ 1,175 milliard de dollars (sous réserve des rajustements après clôture), ce qui comprend la prise en charge d'une dette d'environ 599 millions de dollars par l'acheteur. EnCana a conservé une capacité de transport du pétrole sur Express au moyen de ses contrats à long terme existants.

EnCana dispose toujours de participations dans des pipelines en Amérique du Sud. Elle fait partie d'un consortium qui construit le pipeline Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP ») en Équateur. En janvier 2003, le pipeline était parachevé à 85 pour cent et, à son parachèvement, actuellement prévu pour le troisième trimestre de 2003, il devrait avoir une capacité d'environ 450 000 barils de pétrole par jour. EnCana a une participation indirecte de 31,4 pour cent dans le projet.

L'unité d'exploitation de commercialisation d'EnCana vend directement la majeure partie de la production de la société et gère le risque lié aux marchandises énergétiques. Le service de commercialisation du pétrole brut d'EnCana Crude Oil fournit des services de commercialisation à un certain nombre de tiers en contrepartie d'une rémunération. L'unité de commercialisation d'EnCana achètera et prendra également livraison de produits d'autres personnes et les livrera à des clients aux termes d'ententes de transport qui ne sont pas utilisées à l'égard de la production propre de la société.

Après la fusion, EnCana a décidé de mettre fin aux activités de négociant d'énergie à Houston de sa société remplacée, PanCanadian. Au 31 décembre 2002, la liquidation de cette entreprise était essentiellement terminée.



## RUBRIQUE 4 : DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

*Sous cette rubrique, à moins d'indications contraires, les renseignements statistiques et les descriptions des résultats d'exploitation d'EnCana pour 2002 et les périodes antérieures sont présentés en regroupant les résultats de PanCanadian et d'AEC pour les périodes antérieures à la fusion.*

AEC exerce ses activités au sein de deux groupes industriels principaux : le groupe en amont et le groupe intermédiaire et de commercialisation. Le groupe en amont se compose des divisions continent nord-américain, activités extracôtières et internationales et exploration extracôtière et des nouvelles entreprises.

### **GROUPE EN AMONT**

EnCana se livre à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans la région des plaines située dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ainsi que du gaz naturel et des LGN situés à moyenne et à grande profondeur dans les contreforts des Rocheuses dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans l'ouest de l'Alberta, à la récupération thermique de pétrole à Foster Creek et à Christina Lake dans le nord-est de l'Alberta et dans des formations de gaz naturel en profondeur difficilement acidifiables dans les Rocheuses américaines. EnCana a commencé la mise en valeur commerciale du méthane de houille dans le sud de l'Alberta et évalue le potentiel de mise en valeur du méthane de houille dans l'est de la Colombie-Britannique. Les activités à l'échelle internationale se concentrent principalement sur l'exploration et la mise en valeur dans le bassin Oriente en Équateur, dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, sur la côte est du Canada et dans le golfe du Mexique. Les groupes des nouvelles entreprises explorent de nouvelles plate-formes de croissance éventuelles sur la côte est du Canada, dans le delta du Mackenzie au Canada, dans le golfe du Mexique, en Alaska, en Australie, au Brésil, en Afrique centrale et occidentale, au Moyen-Orient et au Groenland.

### **Continent nord-américain**

#### *Ouest canadien*

Dans l'Ouest canadien, EnCana exerce des activités dans quatre régions. La région des contreforts des Rocheuses cible le gaz naturel à moyenne et à grande profondeur dans les contreforts des Rocheuses dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans l'ouest de l'Alberta. Les régions centre et sud des plaines du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ciblent l'exploration et la mise en valeur du gaz naturel et du pétrole. La région des sables bitumineux cible la mise en valeur du pétrole, y compris les projets de récupération thermique à Foster Creek et à Christina Lake par l'utilisation d'un procédé de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») et un projet d'injection de CO<sub>2</sub> miscible à Weyburn.

L'Ouest canadien constitue l'assise principale d'EnCana, surtout en raison de sa position de chef de file au sein de l'industrie pour ce qui est de ses avoirs fonciers d'environ 25,4 millions d'acres bruts (environ 21,6 millions d'acres nets, dont environ 15,3 acres nets ne sont pas mis en valeur). Les droits miniers visant environ un quart de ces terrains correspondent à une superficie détenue en propriété inconditionnelle par EnCana, ce qui signifie que la production est assujettie à une taxe minière qui est généralement inférieure aux redevances de la Couronne imposées sur la production des terrains dont le gouvernement détient les droits miniers.

En 2003, les investissements de capitaux d'EnCana dans les programmes principaux visant des projets de gaz naturel dans l'Ouest canadien devraient représenter environ 2 milliards de dollars, dont quelque 200 millions de dollars pour l'exploration et environ 1,8 milliard de dollars pour la mise en valeur. Le forage d'environ 4 000 puits bruts de gaz naturel est prévu. En 2003, les investissements de capitaux dans les programmes principaux visant les projets de pétrole dans l'Ouest canadien devraient représenter environ 800 millions de dollars, y compris un investissement de quelque 160 millions de dollars pour les projets de DGMV et le forage d'environ 700 puits bruts de pétrole. En outre, en 2003, EnCana prévoit investir jusqu'à 120 millions de dollars à l'égard de sa quote-part résiduelle des dépenses en immobilisations prévues pour Syncrude, sous réserve de l'aliénation éventuelle de sa participation restante.

#### *Région du sud des plaines*

Les principales régions de production dans la région du sud des plaines sont Brooks, Calgary et Suffield en Alberta.

## Brooks

Au 31 décembre 2002, EnCana détenait une participation moyenne de 95 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant une superficie d'environ 1,1 million d'acres bruts (environ 1,0 million d'acres nets, dont environ 130 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) dans la région de Brooks en Alberta, située à l'est de Calgary. EnCana possédait des participations dans 7 063 puits bruts de gaz naturel en production (6 545 puits nets) et dans 476 puits bruts de pétrole en production (472 puits nets) au 31 décembre 2002. La production d'EnCana en 2002 s'est établie en moyenne à 426 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 16 636 barils par jour de pétrole brut et de LGN (427 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 17 000 barils par jour de pétrole brut et de LGN en 2001).

## Calgary

Au 31 décembre 2002, EnCana détenait une participation moyenne de 94 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant une superficie d'environ 1,3 million d'acres bruts (environ 1,2 million d'acres nets, dont quelque 279 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) dans la région de Calgary. EnCana avait des participations dans 1 920 puits bruts de gaz naturel en production (1 833 puits nets) et dans 157 puits bruts de pétrole en production (150 puits nets) au 31 décembre 2002. La production moyenne en 2002 dans cette région s'est élevée à 349 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 8 369 barils par jour de pétrole brut et de LGN (308 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 6 938 barils de pétrole brut et de LGN en 2001).

## Suffield

Au 31 décembre 2002, EnCana détenait une participation moyenne de 99 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 1,2 million d'acres bruts (environ 1,2 million d'acres nets, dont quelque 284 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) des horizons gazéifères peu profonds et des formations en profondeur productives du Crétacé supérieur compris dans la région de Suffield dans le sud-est de l'Alberta.

La région de Suffield se compose principalement du bloc Suffield. Les activités sur le bloc Suffield sont exécutées par EnCana en collaboration avec les Forces armées canadiennes selon les principes directeurs définis par les accords conclus avec le gouvernement du Canada. Au 31 décembre 2002, il y avait un total de 6 118 puits bruts de gaz naturel peu profond en production (5 711 puits nets). Il y avait également 73 puits bruts de gaz naturel (73 puits nets) tirant leur production de formations en profondeur. La production d'EnCana tirée du bloc Suffield en 2002, y compris le gaz naturel dissous conservé, a été en moyenne de 222 millions de pieds cubes par jour de gaz sec non corrosif (222 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en 2001).

EnCana exploite et détient une participation de 100 pour cent dans des propriétés situées le long du côté ouest du bloc Suffield, qui produisent du pétrole lourd classique. Au 31 décembre 2002, on comptait 613 puits bruts de pétrole (613 puits nets) en production, dont 222 puits bruts (222 puits nets) étaient des puits horizontaux. En 2002, la production de pétrole brut d'EnCana tirée de la région de Suffield a atteint en moyenne 28 733 barils par jour (23 250 barils par jour en 2001).

## *Région centrale des plaines*

Les principales régions de production de la région centrale des plaines sont le bloc Primrose et Pelican Lake, en Alberta, et les régions en Alberta et en Saskatchewan détenues par l'intermédiaire de la société de personnes Petrovera Resources (la « société de personnes Petrovera »).

## Bloc Primrose

Au 31 décembre 2002, EnCana détenait une participation moyenne de 97 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 872 000 acres bruts (environ 846 000 acres nets, dont quelque 587 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) situés dans le bloc Primrose. Au 31 décembre 2002, EnCana avait des participations dans 481 puits bruts de gaz naturel (461 puits nets) qui étaient en production. En 2002, la production d'EnCana tirée de Primrose a été en moyenne de 232 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel (230 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en 2001), traitée en entier par des installations de compression qu'elle contrôle en totalité et dont elle est l'exploitante exclusive.

## Pelican Lake

Au 31 décembre 2002, EnCana détenait une participation de 100 pour cent dans des droits sur le bitume brut visant environ 206 000 acres bruts (environ 206 000 acres nets, dont quelque 149 000 acres nets ne sont pas mis en

valeur) à Pelican Lake au centre-nord de l'Alberta. EnCana détient également une participation de 38 pour cent dans un pipeline de pétrole brut de 20 pouces de diamètre et s'étendant sur 70 milles qui relie la région de Pelican Lake à un important pipeline acheminant du pétrole brut du nord de l'Alberta à divers marchés de pétrole brut. La production d'EnCana en 2002 tirée de cette région a atteint en moyenne 13 879 barils par jour de pétrole brut (14 469 barils par jour de pétrole brut en 2001), au moyen de participations dans 458 puits bruts de pétrole (458 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2002.

#### Petrovera

Le 1<sup>er</sup> mai 1999, EnCana et une société remplacée par ConocoPhillips Canada ont formé la société de personnes Petrovera, qui détient et gère certains actifs de pétrole lourd des deux sociétés afin de réaliser des synergies au niveau de l'exploitation et des coûts. EnCana détient une participation de 53,3 pour cent dans la société de personnes Petrovera au moyen de son apport de certains actifs de production de pétrole lourd classique. Les actifs d'apport des associés sont situés dans une région se situant environ entre Bonnyville, en Alberta et Kindersley, en Saskatchewan, inclusivement. La société de personnes a foré 214 puits en 2002 et a mis en œuvre un programme d'injection d'eau sur certaines propriétés afin d'améliorer la récupération du pétrole brut. La quote-part de la production d'EnCana en 2002 s'est établie en moyenne à 18 269 barils par jour de pétrole brut (18 431 barils par jour de pétrole brut en 2001).

#### *Région des contreforts des Rocheuses*

Les principales régions de production dans la région des contreforts des Rocheuses comprennent la grande région de la sierra et Ladyfern, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et Sexsmith/Hythe/Saddle Hills et Ferrier dans le nord-ouest de l'Alberta.

#### Grande région de la sierra

Au 31 décembre 2002, dans la grande région de la sierra située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, EnCana détenait une participation moyenne de 82 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 3,1 millions d'acres bruts (environ 2,5 millions d'acres nets, dont quelque 2,2 millions d'acres nets ne sont pas mis en valeur). EnCana détenait une participation moyenne de 92 pour cent dans huit installations de production de la région qui étaient mesure de traiter environ 246 millions de pieds cube par jour de gaz naturel au 31 décembre 2002. EnCana avait des participations dans 351 puits bruts de gaz naturel en production (284 puits nets) au 31 décembre 2002. La production d'EnCana en 2002 a atteint en moyenne 145 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 668 barils par jour de LGN (106 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 372 barils par jour de LGN en 2001).

#### Sexsmith/Hythe/Saddle Hills

Au 31 décembre 2002, dans la région Sexsmith/Hythe/Saddle Hills, EnCana détenait une participation moyenne de 75 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 563 000 acres bruts (environ 423 000 acres nets, dont quelque 251 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) et détenait une participation dans 216 puits bruts de gaz naturel (175 puits nets) et dans 57 puits bruts de pétrole (43 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2002. La production d'EnCana en 2002 s'est établie en moyenne à 125 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 4 028 barils par jour de pétrole brut et de LGN (123 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 4 540 barils par jour de pétrole brut et de LGN en 2001).

EnCana exploite et possède une participation de 62 pour cent dans une usine de traitement de gaz naturel acide et de liquides d'une capacité de 210 millions de pieds cubes par jour et une participation de 85 pour cent dans une usine de gaz naturel non corrosif d'une capacité de 50 millions de pieds cubes par jour dans la région de Sexsmith. EnCana exploite et contrôle en exclusivité l'usine de gaz naturel de Hythe, qui a une capacité d'environ 170 millions de pieds cubes par jour. Cette dernière usine et l'usine de gaz naturel acide de Sexsmith sont reliées par pipeline afin d'offrir de plus grandes efficacités au niveau de l'exploitation. EnCana est également le propriétaire et l'exploitant d'un réseau de collecte de gaz naturel de 150 milles dans la région.

#### Ladyfern

Au 31 décembre 2002, dans la région de Ladyfern située dans le nord-est de la Colombie-Britannique, EnCana détenait une participation moyenne de 80 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 59 000 acres bruts (environ 47 000 acres nets, dont 34 000 acres nets ne sont pas mis en valeur). EnCana avait des participations dans 15 puits bruts de gaz (14 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2002. La production

d'EnCana en 2002 a atteint en moyenne 104 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel (93 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en 2001).

#### Ferrier

Au 31 décembre 2002, dans la région de Ferrier, en Alberta, EnCana détenait une participation moyenne de 72 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 78 000 acres bruts (environ 56 000 acres nets, dont quelque 39 000 acres ne sont pas mis en valeur). EnCana avait des participations dans 31 puits bruts de gaz naturel (22 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2002. La production d'EnCana en 2002 s'est établie en moyenne à 48 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 2 148 barils par jour de LGN (21 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 584 barils par jour de LGN en 2001).

#### *Région des sables bitumineux*

Les principaux secteurs de production dans la région des sables bitumineux sont les activités thermiques à Foster Creek et à Christina Lake, les entreprises de sables bitumineux intégrées à Syncrude, toutes situées dans le nord-est de l'Alberta, et les activités de récupération assistée et d'injection de CO<sub>2</sub> miscible à Weyburn, dans le sud-est de la Saskatchewan.

#### Foster Creek

EnCana a obtenu du gouvernement du Canada des droits d'accès de surface pour l'exploration, la mise en valeur et le transport du pétrole, du gaz naturel et des sables bitumineux de secteurs du bloc Primrose (polygone de tir aérien de Cold Lake). EnCana a acquis des concessions de sables bitumineux et possède certains droits d'acquisition visant de telles concessions lorsque des gisements de pétrole lourd sont découverts dans les secteurs visés par les droits sur les concessions de pétrole et de gaz naturel. EnCana exploite actuellement un projet de pétrole lourd dans le secteur de Foster Creek du bloc Primrose en utilisant la technologie de DGMV. Bien que la production commerciale de Foster Creek ait débuté au quatrième trimestre de 2001, certaines difficultés visant principalement le secteur de réutilisation de l'eau de l'usine sont survenues et ont ralenti l'accélération de la production. Ces difficultés ont été résolues au cours de 2002 et le taux de production à la fin de l'année 2002 était d'environ 19 600 barils par jour, les ventes moyennes atteignant 13 197 barils par jour de pétrole (2 648 barils par jour de pétrole en 2001). La construction de la phase I de l'agrandissement du projet de Foster Creek devrait être parachèvement d'ici le quatrième trimestre de 2003. Cette phase I est conçue pour augmenter la production et la porter à environ 30 000 barils par jour en 2004.

EnCana construit une centrale de cogénération de 80 mégawatts dans le cadre de l'entreprise de DGMV à Foster Creek. Elle est actuellement mise en service et devrait amorcer la production au printemps 2003. Environ 20 pour cent de l'électricité produite sera consommée par l'entreprise à Foster Creek tandis que l'électricité restante sera vendue au Power Pool de l'Alberta. La vapeur produite sera utilisée par l'entreprise de DGMV et offrira une capacité suffisante pour la phase I de l'agrandissement.

#### Christina Lake

EnCana a parachèvement la construction d'une installation pilote de DGMV à Christina Lake au cours du deuxième trimestre de 2002 et a entrepris la production à la fin du troisième trimestre de 2002. La production était d'environ 3 300 barils par jour à la fin de l'année 2002.

#### Recherche et développement visant la récupération thermique

EnCana continue de rechercher et de développer des technologies pour augmenter la récupération et diminuer les coûts d'extraction du bitume des sables bitumeux.

Un domaine cible est la réduction de la dépendance par rapport à la vapeur dans la production du bitume. À cette fin, EnCana expérimente deux technologies utilisant des solvants dans le procédé d'extraction. Le procédé assisté de solvants ou « PAS » fait appel à une combinaison d'une petite quantité de solvants avec la vapeur pour améliorer la récupération, alors que le procédé Vapex utilise du solvant au lieu de la vapeur. Après avoir expérimenté avec succès le PAS à Senlac, en Saskatchewan, en 2002, EnCana mènera une entreprise pilote à Christina Lake en 2003. Le projet pilote Vapex à Foster Creek a entrepris ses activités en 2002. Un autre domaine cible est le pompage artificiel pour lequel EnCana cherche des conceptions de pompes qui devraient permettre à la société de mettre en œuvre la technologie de DGMV à faible pression et de diminuer le coût des investissements à l'installation.

## Syncrude

En février 2003, EnCana a convenu de vendre une participation de 10 pour cent dans Syncrude à COS en contrepartie d'environ 1,07 milliard de dollars. EnCana a également accordé à COS une option visant l'achat de la participation restante de 3,75 pour cent et d'une redevance dérogatoire de la société.

Syncrude possède Syncrude Canada Ltd. et fait appel aux services de cette dernière pour exploiter la plus grande installation de production de pétrole brut à partir des sables bitumeux au monde. Les sables bitumeux sont extraits en surface et le bitume est retiré du sable et amélioré par un procédé de raffinage pour en faire un pétrole brut léger (32° API à faible point d'écoulement) et non corrosif (0,1 pour cent de soufre) appelé Syncrude Sweet Blend. La part de la production à Syncrude revenant à EnCana s'est établie en moyenne à 31 556 barils par jour en 2002 (30 687 barils par jour en 2001).

## Weyburn

EnCana a une participation directe de 62 pour cent, ou un droit de participation de 50 pour cent, dans le champ Weyburn. EnCana est l'exploitant et s'attend à améliorer la récupération finale dans la zone de récupération assistée du pétrole au moyen d'un projet d'injection de CO<sub>2</sub> miscible. EnCana a accru sa participation dans le champ Weyburn pour la porter à environ 69 pour cent en 1997 pour s'assurer que le projet d'injection de CO<sub>2</sub> miscible proposé aille de l'avant. EnCana a vendu une participation directe de 7 pour cent dans l'unité Weyburn (l'« unité ») en juillet 2000 et un droit de redevance net supplémentaire de 11,7 pour cent dans l'unité en octobre 2000. Le volume des ventes de l'unité revenant à EnCana s'est établi en moyenne à 13 003 barils par jour en 2002 (11 982 barils par jour en 2001).

## *Méthane de houille*

EnCana a effectué du travail d'évaluation du méthane de houille à grande échelle sur des propriétés inconditionnelles dans le bloc Palliser dans le sud de l'Alberta. Au 31 décembre 2002, 100 puits de méthane de houille avaient été testés, et il a été décidé d'entreprendre le travail sur le premier projet commercial de méthane de houille de démonstration, ce qui devrait se faire au début de 2003. La première mise en valeur d'EnCana vise un bloc de neuf sections dans la zone Entice où 36 puits en production devraient fournir une analyse détaillée du potentiel du méthane de houille dans ce bloc en propriété inconditionnelle étroitement contrôlée par EnCana. Les taux de production initiaux devraient être de l'ordre de 30 000 à 250 000 pieds cubes par jour par puits. EnCana envisage actuellement une mise en valeur supplémentaire en 2003; la décision à cet égard devrait être prise au premier trimestre.

EnCana évalue aussi activement le méthane de houille dans d'autres régions du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les zones cibles comprennent Elk Valley, dans le sud-est de la Colombie-Britannique, où EnCana a foré 10 puits d'essai pilotes pour évaluer les filons de houille, et la zone de Grizzly Valley dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

## ***Rocheuses américaines***

Les activités d'EnCana dans la région des Rocheuses américaines se concentrent sur l'exploitation de formations de gaz naturel en profondeur, difficilement acidifiables et de longue durée dans le champ de gaz naturel non corrosif Jonah, situé dans le bassin Green River du sud-ouest du Wyoming et le champ de gaz naturel Mamm Creek, situé dans le bassin Piceance du nord-ouest du Colorado.

En 2003, l'investissement en capitaux dans les programmes principaux dans les Rocheuses américaines devrait représenter environ 700 millions de dollars et comprendre le forage d'environ 400 puits bruts de gaz naturel.

## *Jonah*

À Jonah, EnCana détenait une participation moyenne de 95 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 60 000 acres bruts de terrain (environ 57 000 acres nets, dont quelque 49 000 acres nets ne sont pas mis en valeur) et des participations dans 270 puits bruts de gaz naturel (223 puits nets) en production au 31 décembre 2002. En 2002, la production d'EnCana s'est établie en moyenne à 341 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 3 452 barils par jour de LGN (181 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 1 947 barils par jour en 2001).

En juillet 2002, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a conclu l'achat de la production, des réserves et d'une superficie liées au gaz naturel et aux LGN connexes dans le champ Jonah, dans le sud-ouest du Wyoming, auprès de Williams en

contrepartie d'environ 550 millions de dollars. L'acquisition a augmenté la capacité de production que la société tire de Jonah pour la porter à plus de 400 millions de pieds cubes d'équivalent gaz naturel par jour.

#### *Mamm Creek*

À Mamm Creek, EnCana détenait une participation moyenne de 91 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 185 000 acres bruts de terrain (environ 168 000 acres nets, dont quelque 132 000 acres ne sont pas mis en valeur) et avait des participations dans 306 puits bruts de gaz naturel (284 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2002. En 2002, la production d'EnCana s'est établie en moyenne à 66 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 461 barils par jour de LGN (36 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 345 barils par jour de LGN en 2001).

En mai 2002, EnCana a augmenté sa production et la superficie de ses avoirs fonciers dans le bassin Piceance avec l'achat de la production, des réserves et d'une superficie liées au gaz naturel et aux LGN connexes dans le nord-ouest du Colorado en contrepartie d'environ 420 millions de dollars. L'acquisition complète la production de gaz existante de la société dans le bassin Piceance à Mamm Creek et dans la région avoisinante à proximité de Rifle, au Colorado.

### **Activités extracôtières et internationales**

#### *Équateur*

En Équateur, EnCana est le plus important producteur de pétrole brut du secteur privé. Des filiales en propriété exclusive indirectes d'EnCana sont propriétaires de deux concessions dans le bassin Oriente appelées le bloc Tarapoa et le bloc 27. La société a une participation directe de 100 pour cent dans chacune de ces concessions. Les deux concessions sont exploitées aux termes de contrats de participation, qui permettent aux filiales d'explorer et d'exploiter le pétrole à leur risque et à leurs frais pendant la durée des contrats. Le contrat de participation visant le bloc Tarapoa a une durée initiale se terminant le 1<sup>er</sup> août 2015, et le contrat de participation visant le bloc 27 a une durée de production minimale de 20 ans à compter du début de la production commerciale, qui a commencé en 2000.

Au cours du quatrième trimestre de 2000, aux termes d'une prise d'intérêt, EnCana a acquis une participation sans exploitation de 40 pour cent dans le bloc 15 du bassin Oriente. La concession est exploitée aux termes de deux contrats de participation qui ont des durées initiales allant jusqu'en juillet 2012 et en juillet 2019.

En janvier 2003, EnCana a acquis de Vintage Petroleum, Inc. des réserves et une production supplémentaires en Équateur en contrepartie d'environ 137,4 millions de dollars américains (y compris le fonds de roulement, et sous réserve des rajustements d'après clôture). Les réserves sont situées dans les blocs 14 et 17 ainsi que dans le bloc Shiripuno du bassin Oriente.

Au 31 décembre 2002, 181 puits bruts de pétrole (146 puits nets) étaient en production, et 44 puits bruts de pétrole (40 puits nets) ont été fermés. La production de pétrole brut d'EnCana en 2002 a été de 50 980 barils par jour (51 862 barils par jour en 2001).

Avec le parachèvement du pipeline OCP en 2003, la société vise une production de pétrole brut s'établissant entre 60 000 et 80 000 barils par jour.

Les investissements en capitaux d'EnCana en 2003 dans les programmes principaux en Équateur devraient s'élever à environ 280 millions de dollars, avant les ajouts associés aux actifs acquis de Vintage Petroleum, Inc.

#### *Centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni*

EnCana possède une participation directe dans les champs Scott et Telford situés dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, à 117 milles au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. La participation directe d'EnCana dans Scott est de 13,5 pour cent tandis que dans Telford, elle est de 20,2 pour cent. Le pétrole produit provenant de ces deux champs est traité à la plate-forme Scott et transporté par pipeline au réseau de pipelines non exploité Forties. Les champs viennent compléter la superficie d'exploration existante d'EnCana dans le centre de la mer du Nord. La société a fait l'acquisition de ses participations dans ces champs en janvier 2000.

Au 31 décembre 2002, il y avait 10 puits bruts de pétrole (3 puits nets) en production. En 2002, la production moyenne de pétrole brut et de LGN s'est établie à 10 175 barils par jour (11 376 barils par jour en 2001). En 2002, la production moyenne de gaz naturel était d'environ 10 millions de pieds cubes par jour (environ 9 millions de pieds cubes par jour en 2001).

Le travail de mise en valeur à la découverte Buzzard dans le centre de la mer du Nord se poursuit avec l'adjudication de l'important contrat de conception technique. L'analyse du forage d'évaluation se poursuit, et EnCana envisage d'explorer des extensions possibles du champ et les structures géologiques adjacentes. Le début de la production est prévu pour 2006. EnCana est l'exploitant et possède 45 pour cent et 35 pour cent des deux blocs où Buzzard se situe.

#### ***Côte est du Canada***

Au large de la Nouvelle-Écosse, sur la côte est du Canada, EnCana possède une participation directe de 100 pour cent dans la découverte de gaz Deep Panuke, à environ 200 kilomètres au large de la côte de la Nouvelle-Écosse et à une profondeur d'environ 40 mètres. Une demande de plan de mise en valeur a été déposée en mars 2002. L'infrastructure de ce bassin relativement sous-exploité devra être agrandie, et les coûts de cet agrandissement doivent être pris en charge, du moins en partie, par le projet. En février 2003, EnCana a demandé d'ajourner le processus d'approbation réglementaire afin de prendre d'autres mesures pour améliorer les aspects économiques du projet.

#### ***Golfe du Mexique***

La société détient une participation directe de 22,5 pour cent dans la découverte Llano. Le travail de mise en valeur de Llano se poursuit, et la production à partir de la phase I devrait débuter en 2004. Des études sont en cours pour évaluer la phase II de la mise en valeur qui comporterait l'évaluation et la mise en valeur de zones profondes du gisement.

### **Exploration extracôtières et des nouvelles entreprises**

#### ***Centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni***

EnCana possède des participations dans 38 blocs d'exploration dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, ce qui lui donne une position en matière d'avois fonciers d'environ 1,0 million d'acres bruts (environ 352 000 acres nets). Les participations vont de 8,2 pour cent à 100 pour cent. De plus, la société continue d'avoir des participations dans trois blocs frontières en eaux profondes dans la marge atlantique, à l'ouest de la Grande-Bretagne, englobant environ 293 000 acres bruts (environ 62 000 acres nets). En 2003, EnCana s'attend à forer cinq à sept puits.

#### ***Côte est du Canada***

En 2002, la société a participé au forage du puits Annapolis, au large de la Nouvelle-Écosse, qui a permis de découvrir un gisement net de gaz de 30 mètres réparti en plusieurs zones. Des plans supplémentaires pour évaluer le potentiel de cette découverte sont en préparation. EnCana possède une participation de 26 pour cent dans la découverte.

Au 31 décembre 2002, EnCana avait une participation dans environ 4,9 millions d'acres bruts (environ 3,1 millions d'acres nets) au large de la Nouvelle-Écosse. Au 31 décembre 2002, la société avait également une participation dans quelque 4,3 millions d'acres bruts (environ 2,8 millions d'acres nets) situés à Terre-Neuve et au Labrador et au large de Terre-Neuve. EnCana exploite 21 de ses 27 licences d'exploration et possède une participation directe moyenne d'environ 64 pour cent.

En 2003, la société s'attend à forer jusqu'à six puits au Canada atlantique.

#### ***Golfe du Mexique***

EnCana possède une participation de 25 pour cent dans la découverte de pétrole Tahiti, située dans le bloc Green Canyon 640 en eaux profondes. Deux puits d'évaluation sont prévus au début de 2003 pour évaluer cette découverte.

EnCana possède une participation directe dans une superficie couvrant plus de 160 blocs englobant environ 937 000 acres bruts (environ 510 000 acres nets) dans le golfe du Mexique et possède des options visant l'ajout d'environ 160 blocs supplémentaires. Ces options ont été acquises au moyen d'importantes prises d'intérêt régionales et par l'entremise du programme d'acquisition de terrains permanent de la société.

#### ***Delta du Mackenzie***

EnCana possède une participation d'environ 38 pour cent dans deux blocs d'exploration englobant environ 529 000 acres bruts (environ 201 000 acres nets) dans la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest, au Canada. La société procède à des relevés sismiques dans ces blocs.

## ***Alaska***

EnCana possède des participations directes dans environ 4,2 millions d'acres bruts (environ 1,5 million d'acres nets) de terrains d'exploration en Alaska et au large de l'Alaska. À la fin de 2002, la société s'apprêtait à forer dans la zone d'intérêt extracôtière McCovey. En février 2003, la société a bouché le puits et abandonné le forage.

## ***Australie***

EnCana possède des participations directes dans environ 19,2 millions d'acres bruts (environ 6,7 millions d'acres nets) au large de l'Australie. La société concentre ses efforts d'exploration dans la région de la Grande Baie australienne, au sud de l'Australie, et s'attend à forer un puits d'exploration au deuxième trimestre de 2003.

## ***Brésil***

EnCana possède des participations directes dans trois blocs englobant environ 1,9 million d'acres bruts (environ 1,5 million d'acres nets) au large du Brésil. En 2003, la société prévoit forer un puits dans le bassin Campos et acquérir des données sismiques visant le bassin de la marge équatoriale.

## ***Afrique centrale et occidentale***

EnCana a établi des activités d'exploration terrestre au Tchad à partir du bureau de la société à N'Djamena. EnCana possède une participation directe de 50 pour cent dans le permis H englobant environ 108,5 millions d'acres bruts (environ 54,3 millions d'acres nets). Les activités au cours des deux prochaines années devraient comprendre d'importants relevés sismiques et le forage de puits d'exploration.

La société possède une participation directe de 40 pour cent dans le bloc Keta, englobant environ 3,7 millions d'acres bruts (environ 1,5 million d'acres nets). EnCana envisage de participer à un puits au large du Ghana dans le golfe de Guinée en 2003.

Au cours de 2002, EnCana a fermé son bureau en Libye et y a cessé toutes activités.

## ***Moyen-Orient***

À la fin de 2002, EnCana continuait de procéder à des essais sur un puits au Qatar dans la concession d'exploration du bloc 2 (environ 2,8 millions d'acres bruts et environ 1,1 million d'acres nets) qui comprend la majeure partie du territoire du Qatar. EnCana a pris en charge l'exploitation de cette concession en remplacement de Chevron Overseas Petroleum (Qatar) Limited (« Chevron Overseas ») au milieu de l'année 2002 et a pris en charge le bureau de Chevron Overseas à Doha.

La société procède également à un relevé sismique dans le bloc 60 (environ 640 000 acres bruts et environ 250 000 acres nets) dans le nord du Yémen. En 2003, des activités de forage d'exploitation sont prévues dans le bloc 47 (environ 1,9 million d'acres bruts et environ 987 000 acres nets).

En février 2003, EnCana a conclu une convention d'exploration terrestre avec le Sultanat d'Oman à l'égard des blocs 3 et 4, couvrant environ 9,5 millions d'acres bruts, sous réserve de l'approbation du sultan d'Oman. Dès l'approbation, la société possèdera une participation directe de 100 pour cent dans les deux blocs.

## ***Groenland***

Au cours de 2002, EnCana a conclu une convention d'exploration portant sur quelque 985 000 acres bruts au large du Groenland. Actuellement, EnCana possède une participation directe de 100 pour cent.

## ***Autres***

EnCana a également foré un certain nombre de puits dans divers autres pays au cours des deux dernières années; toutefois, aucune quantité économique de gaz naturel ou de pétrole brut n'a été découverte.



## Activités de forage

Les tableaux suivants résument les participations brutes et nettes d'EnCana dans des puits forés en 2002 et en 2001. Les renseignements pour les périodes antérieures à la fusion représentent les résultats combinés de PanCanadian et d'AEC.

### Puits d'exploration forés — 2002

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Continent nord-américain											
Canada .....	484	436	84	72	49	39	617	547	190	807	547
États-Unis .....	16	15	—	—	—	—	16	15	—	16	15
Total du continent nord-américain .....	<u>500</u>	<u>451</u>	<u>84</u>	<u>72</u>	<u>49</u>	<u>39</u>	<u>633</u>	<u>562</u>	<u>190</u>	<u>823</u>	<u>562</u>
Activités extracôtières et internationales											
Australie .....	—	—	—	—	1	—	1	—	—	1	—
Bahraïn .....	—	—	—	—	1	—	1	1	—	1	1
Côte est .....	1	—	—	—	1	1	2	1	—	2	1
Équateur .....	—	—	7	5	—	—	7	5	—	7	5
Golfe du Mexique .....	—	—	2	1	3	1	5	2	—	5	2
Qatar .....	—	—	—	—	2	1	2	1	—	2	1
Royaume-Uni .....	—	—	7	3	2	1	9	4	—	9	4
Total des activités extracôtières et internationales .....	<u>1</u>	<u>—</u>	<u>16</u>	<u>9</u>	<u>10</u>	<u>5</u>	<u>27</u>	<u>14</u>	<u>—</u>	<u>27</u>	<u>14</u>
Total .....	<u>501</u>	<u>451</u>	<u>100</u>	<u>81</u>	<u>59</u>	<u>44</u>	<u>660</u>	<u>576</u>	<u>190</u>	<u>850</u>	<u>576</u>

### Puits de mise en valeur forés — 2002

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Continent nord-américain											
Canada .....	1 798	1 690	489	405	35	27	2 322	2 122	690	3 012	2 122
États-Unis .....	323	276	3	3	1	1	327	280	—	327	280
Total du continent nord-américain .....	<u>2 121</u>	<u>1 966</u>	<u>492</u>	<u>408</u>	<u>36</u>	<u>28</u>	<u>2 649</u>	<u>2 402</u>	<u>690</u>	<u>3 339</u>	<u>2 402</u>
Activités extracôtières et internationales											
Équateur .....	—	—	44	37	5	4	49	41	—	49	41
Royaume-Uni .....	—	—	2	—	—	—	2	—	—	2	—
Total des activités extracôtières et internationales .....	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>46</u>	<u>37</u>	<u>5</u>	<u>4</u>	<u>51</u>	<u>41</u>	<u>—</u>	<u>51</u>	<u>41</u>
Total .....	<u>2 121</u>	<u>1 966</u>	<u>538</u>	<u>445</u>	<u>41</u>	<u>32</u>	<u>2 700</u>	<u>2 443</u>	<u>690</u>	<u>3 390</u>	<u>2 443</u>

### Puits d'exploration forés — 2001

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Continent nord-américain											
Canada .....	607	502	88	64	121	99	816	665	260	1 076	665
États-Unis .....	25	17	1	—	3	—	29	17	—	29	17
Total du continent nord-américain .....	<u>632</u>	<u>519</u>	<u>89</u>	<u>64</u>	<u>124</u>	<u>99</u>	<u>845</u>	<u>682</u>	<u>260</u>	<u>1 105</u>	<u>682</u>
Activités extracôtières et internationales											
Australie .....	—	—	—	—	7	2	7	2	—	7	2
Congo .....	—	—	—	—	2	—	2	—	—	2	—
Côte est .....	—	—	—	—	2	1	2	1	—	2	1
Équateur .....	—	—	1	1	—	—	1	1	—	1	1
Golfe du Mexique .....	—	—	—	—	1	—	1	—	—	1	—
Royaume-Uni .....	—	—	1	—	2	1	3	1	—	3	1
Total des activités extracôtières et internationales .....	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>14</u>	<u>4</u>	<u>16</u>	<u>5</u>	<u>—</u>	<u>16</u>	<u>5</u>
Total .....	<u>632</u>	<u>519</u>	<u>91</u>	<u>65</u>	<u>138</u>	<u>103</u>	<u>861</u>	<u>687</u>	<u>260</u>	<u>1 121</u>	<u>687</u>

### Puits de mise en valeur forcés — 2001

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Continent nord-américain											
Canada	2 005	1 896	508	364	39	33	2 552	2 293	1 227	3 779	2 293
États-Unis	227	159	—	—	3	1	230	160	—	230	160
Total du continent nord-américain	<u>2 232</u>	<u>2 055</u>	<u>508</u>	<u>364</u>	<u>42</u>	<u>34</u>	<u>2 782</u>	<u>2 453</u>	<u>1 227</u>	<u>4 009</u>	<u>2 453</u>
Activités extracôtières et internationales											
Équateur	—	—	43	35	—	—	43	35	—	43	35
Royaume-Uni	—	—	4	1	—	—	4	1	—	4	1
Total des activités extracôtières et internationales	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>47</u>	<u>36</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>47</u>	<u>36</u>	<u>—</u>	<u>47</u>	<u>36</u>
Total	<u>2 232</u>	<u>2 055</u>	<u>555</u>	<u>400</u>	<u>42</u>	<u>34</u>	<u>2 829</u>	<u>2 489</u>	<u>1 227</u>	<u>4 056</u>	<u>2 489</u>

### Emplacement des puits

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs et des puits en mesure de produire au 31 décembre 2002.

### Emplacement des puits au 31 décembre 2002

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	20 692	19 525	4 845	4 128	25 537	23 653
Colombie-Britannique	475	397	1	1	476	398
Saskatchewan	241	141	2 678	1 202	2 919	1 343
Total au Canada	<u>21 408</u>	<u>20 063</u>	<u>7 524</u>	<u>5 331</u>	<u>28 932</u>	<u>25 394</u>
Colorado	1 572	1 390	30	26	1 602	1 416
Montana	1 254	805	92	92	1 346	897
Texas	9	9	—	—	9	9
Utah	9	7	—	—	9	7
Wyoming	507	285	—	—	507	285
Total aux États-Unis	<u>3 351</u>	<u>2 496</u>	<u>122</u>	<u>118</u>	<u>3 473</u>	<u>2 614</u>
Total en Amérique du Nord	<u>24 759</u>	<u>22 559</u>	<u>7 646</u>	<u>5 449</u>	<u>32 405</u>	<u>28 008</u>
Équateur	—	—	181	146	181	146
Royaume-Uni	—	—	10	3	10	3
Total international	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>191</u>	<u>149</u>	<u>191</u>	<u>149</u>
Total	<u>24 759</u>	<u>22 559</u>	<u>7 837</u>	<u>5 598</u>	<u>32 596</u>	<u>28 157</u>

Note :

- 1) EnCana possède divers droits de redevance dans 7 426 puits de pétrole et 11 008 puits de gaz naturel productifs ou en mesure de produire.

## Participation dans des actifs importants

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers d'EnCana, en présentant le total des terrains et les terrains inexploités. Les renseignements au 31 décembre 2001 représentent les avoirs combinés de PanCanadian et d'AEC.

### Avoirs fonciers au 31 décembre (en milliers d'acres)

	2002				2001			
	Total		Inexploités		Total		Inexploités	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta								
Propriété inconditionnelle	5 332	5 173	2 795	2 771	5 190	5 019	3 053	3 013
Couronne	11 875	9 974	8 113	6 871	12 428	10 234	8 687	7 302
Propriété franche	744	337	543	277	476	351	332	295
	<u>17 951</u>	<u>15 484</u>	<u>11 451</u>	<u>9 919</u>	<u>18 094</u>	<u>15 604</u>	<u>12 072</u>	<u>10 610</u>
Colombie-Britannique								
Couronne	4 596	3 699	4 031	3 256	4 027	3 197	3 540	2 826
Saskatchewan								
Propriété inconditionnelle	493	477	481	467	482	471	472	462
Couronne	1 676	1 320	1 345	1 112	1 229	1 135	1 004	947
Propriété franche	350	229	282	195	239	218	198	188
	<u>2 519</u>	<u>2 026</u>	<u>2 108</u>	<u>1 774</u>	<u>1 950</u>	<u>1 824</u>	<u>1 674</u>	<u>1 597</u>
Manitoba								
Propriété inconditionnelle	271	267	271	266	271	266	271	266
Couronne	55	55	55	55	56	56	56	56
Propriété franche	23	23	23	23	23	23	23	23
	<u>349</u>	<u>345</u>	<u>349</u>	<u>344</u>	<u>350</u>	<u>345</u>	<u>350</u>	<u>345</u>
Terre-Neuve-et-Labrador								
Couronne — Terrestre	39	10	39	10	87	43	87	43
Nunavut								
Couronne	817	26	817	26	817	26	817	26
Territoires du Nord-Ouest								
Couronne	1 036	438	1 036	438	1 569	806	1 566	806
	<u>1 892</u>	<u>474</u>	<u>1 892</u>	<u>474</u>	<u>2 473</u>	<u>875</u>	<u>2 470</u>	<u>875</u>
États-Unis								
Terre fédérale	5 794	2 733	5 460	2 476	3 167	1 664	3 077	1 572
Propriété franche	1 284	669	914	452	3 133	1 141	2 436	845
Propriété inconditionnelle	27	26	17	17	83	40	43	27
	<u>7 105</u>	<u>3 428</u>	<u>6 391</u>	<u>2 945</u>	<u>6 383</u>	<u>2 845</u>	<u>5 556</u>	<u>2 444</u>
Total de l'Amérique du Nord (continent)	<u>34 412</u>	<u>25 456</u>	<u>26 222</u>	<u>18 712</u>	<u>33 277</u>	<u>24 690</u>	<u>25 662</u>	<u>18 697</u>

**Avoirs fonciers au 31 décembre**  
(en milliers d'acres)

	2002				2001			
	Total		Inexploités		Total		Inexploités	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Beaufort								
Couronne — extracôtiers .....	126	4	126	4	227	5	227	5
Terre-Neuve-et-Labrador								
Couronne — extracôtiers .....	4 294	2 781	4 294	2 781	3 895	1 952	3 895	1 952
Nouvelle-Écosse								
Couronne — extracôtiers .....	4 908	3 066	4 908	3 066	4 405	2 461	4 405	2 461
États-Unis								
Terres fédérales — extracôtiers .....	972	523	972	523	529	220	529	220
Total de l'Amérique du Nord (extracôtiers) .....	<u>10 300</u>	<u>6 374</u>	<u>10 300</u>	<u>6 374</u>	<u>9 056</u>	<u>4 638</u>	<u>9 056</u>	<u>4 638</u>
Australie .....	19 159	6 750	19 159	6 750	18 674	6 598	18 674	6 598
Bahrain .....	97	48	97	48	—	—	—	—
Brésil .....	1 932	1 488	1 932	1 488	1 932	1 488	1 932	1 488
Tchad .....	108 536	54 268	108 536	54 268	—	—	—	—
Colombie .....	—	—	—	—	1 170	1 170	1 170	1 170
Équateur .....	1 093	796	985	766	1 094	797	985	726
Ghana .....	3 679	1 471	3 679	1 471	1 739	696	1 739	696
Groenland .....	985	985	985	985	—	—	—	—
Libye .....	—	—	—	—	1 281	641	1 281	641
Qatar .....	2 758	1 103	2 758	1 103	—	—	—	—
R.-U. — extracôtiers .....	1 346	418	1 317	414	1 648	443	1 619	439
Yémen .....	2 519	1 236	2 519	1 236	2 519	1 236	2 519	1 236
Autres .....	346	17	346	17	346	17	346	17
Total international .....	<u>142 450</u>	<u>68 580</u>	<u>142 313</u>	<u>68 546</u>	<u>30 403</u>	<u>13 086</u>	<u>30 265</u>	<u>13 011</u>
Total .....	<u>187 162</u>	<u>100 410</u>	<u>178 835</u>	<u>93 632</u>	<u>72 736</u>	<u>42 414</u>	<u>64 983</u>	<u>36 346</u>

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 3,8 millions d'acres bruts visés par des concessions ou sous-concessions réservant à EnCana des redevances ou d'autres participations.
- 2) Les propriétés inconditionnelles sont celles dans lesquelles EnCana possède des droits miniers et conserve une participation directe.
- 3) Les terres de la Couronne ou les terres fédérales ou d'État sont la propriété de gouvernements fédéraux, provinciaux ou d'États ou des Premières Nations pour lesquelles EnCana a acheté un bail de participation directe.
- 4) Les terrains en propriété franche sont la propriété de particuliers (autres qu'un gouvernement ou EnCana) pour lesquels EnCana détient un bail de participation directe.
- 5) Les acres nets représentent la somme des fractions de participation dans des acres bruts.

### Réserves

EnCana a retenu les services de conseillers en génie pétrolier indépendants afin d'évaluer la totalité de ses réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2002 et de rédiger des rapports à ce propos. Au cours d'années antérieures, les réserves d'AEC étaient évaluées de façon indépendante, tandis que les réserves de PanCanadian étaient évaluées à l'interne. Par conséquent, 2002 est la première année où l'ensemble des réserves d'EnCana ont été évaluées de façon indépendante.

McDaniel & Associates Consultants Ltd. et Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (« GLJ ») ont évalué les réserves classiques d'EnCana dans l'Ouest canadien, Netherland, Sewell & Associates, Inc. ont évalué les réserves continentales d'EnCana aux États-Unis et Ryder Scott Company a évalué les réserves internationales et extracôtiers d'EnCana. GLJ a évalué la quote-part des réserves de Syncrude revenant à EnCana.

EnCana possède un comité des réserves composé entièrement d'administrateurs indépendants qui examine les estimations des réserves publiques et approuve le choix, les compétences et les procédures des conseillers en génie indépendants d'EnCana.

## Résumé des réserves

Le tableau suivant fait état des estimations combinées des réserves d'EnCana au 31 décembre 2002 figurant dans les rapports des ingénieurs indépendants, en prix constants :

	Réserves brutes <sup>1)</sup>				Réserves nettes <sup>2)</sup>					
	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales
Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)										
Canada . . . . .	4 402	1 381	5 783	2 524	8 307	3 876	1 197	5 073	2 178	7 251
États-Unis . . . . .	1 691	1 479	3 170	918	4 088	1 352	1 221	2 573	754	3 327
Royaume-Uni . . . . .	9	11	20	16	36	9	11	20	16	36
Total . . . . .	<u>6 102</u>	<u>2 871</u>	<u>8 973</u>	<u>3 458</u>	<u>12 431</u>	<u>5 237</u>	<u>2 429</u>	<u>7 666</u>	<u>2 948</u>	<u>10 614</u>
Pétrole brut (en millions de barils)										
Canada . . . . .	297,0	292,1	589,1	538,1	1 127,2	266,8	248,2	515,0	453,6	968,6
États-Unis . . . . .	15,5	17,5	33,0	44,4	77,4	12,3	14,9	27,2	38,1	65,3
Équateur . . . . .	84,6	127,9	212,5	59,5	272,0	60,8	95,0	155,8	44,1	199,9
Royaume-Uni . . . . .	7,1	88,3	95,4	88,5	183,9	7,1	88,3	95,4	88,5	183,9
Total . . . . .	<u>404,2</u>	<u>525,8</u>	<u>930,0</u>	<u>730,5</u>	<u>1 660,5</u>	<u>347,0</u>	<u>446,4</u>	<u>793,4</u>	<u>624,3</u>	<u>1 417,7</u>
Liquides de gaz naturel (en millions de barils)										
Canada . . . . .	28,4	5,5	33,9	15,4	49,3	22,8	4,1	26,9	12,2	39,1
États-Unis . . . . .	9,8	7,1	16,9	7,2	24,1	8,0	5,7	13,7	5,8	19,5
Royaume-Uni . . . . .	0,9	1,3	2,2	1,8	4,0	0,9	1,3	2,2	1,8	4,0
Total . . . . .	<u>39,1</u>	<u>13,9</u>	<u>53,0</u>	<u>24,4</u>	<u>77,4</u>	<u>31,7</u>	<u>11,1</u>	<u>42,8</u>	<u>19,8</u>	<u>62,6</u>
Pétrole synthétique (en millions de barils) <sup>8)</sup>										
Canada (Syncrude) . . . . .	<u>298,2</u>	<u>135,8</u>	<u>434,0</u>	<u>278,5</u>	<u>712,5</u>	<u>253,9</u>	<u>113,8</u>	<u>367,7</u>	<u>228,4</u>	<u>596,1</u>
Total . . . . .	<u>298,2</u>	<u>135,8</u>	<u>434,0</u>	<u>278,5</u>	<u>712,5</u>	<u>253,9</u>	<u>113,8</u>	<u>367,7</u>	<u>228,4</u>	<u>596,1</u>
Total des réserves en barils d'équivalent pétrole (gaz naturel converti à un ratio de 6:1) . . . . .										
	<u>1 758,6</u>	<u>1 154,1</u>	<u>2 912,7</u>	<u>1 609,8</u>	<u>4 522,5</u>	<u>1 505,3</u>	<u>976,3</u>	<u>2 481,6</u>	<u>1 364,1</u>	<u>3 845,7</u>

Se reporter aux notes à la page 23.

## Rapprochement des réserves

Les tableaux suivants fournissent un rapprochement des réserves totales pro forma de PanCanadian et d'AEC au 31 décembre 2002 par rapport aux réserves d'EnCana au 31 décembre 2002 :

### Rapprochement des réserves En prix constants Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)

	Réserves brutes <sup>1)</sup>					Réserves nettes <sup>2)</sup>				
	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6,7)</sup>	Totales	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6,7)</sup>	Totales
Canada										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	2 860	735	3 595	828	4 423	2 776	728	3 504	806	4 310
AEC fin de l'exercice 2001	2 638	696	3 334	1 392	4 726	2 141	545	2 686	1 077	3 763
Solde de fin d'exercice 2001 pro										
forma	5 498	1 431	6 929	2 220	9 149	4 917	1 273	6 190	1 883	8 073
Révisions et récupération améliorée	(826)	(321)	(1 147)	42	(1 105)	(827)	(313)	(1 140)	71	(1 069)
Découvertes et extensions	622	314	936	338	1 274	548	274	822	291	1 113
Achats de réserves en place	28	6	34	11	45	25	5	30	9	39
Ventes de réserves en place	(99)	(49)	(148)	(87)	(235)	(87)	(42)	(129)	(76)	(205)
Ventes	(821)	—	(821)	—	(821)	(700)	—	(700)	—	(700)
Fin de l'exercice 2002	4 402	1 381	5 783	2 524	8 307	3 876	1 197	5 073	2 178	7 251
États-Unis										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	219	76	295	334	629	176	60	236	247	483
AEC fin de l'exercice 2001	730	456	1 186	657	1 843	580	364	944	524	1 468
Solde de fin d'exercice 2001 pro										
forma	949	532	1 481	991	2 472	756	424	1 180	771	1 951
Révisions et récupération améliorée	470	424	894	(257)	637	365	366	731	(168)	563
Découvertes et extensions	67	344	411	156	567	54	284	338	129	467
Achats de réserves en place	421	235	656	330	986	337	193	530	270	800
Ventes de réserves en place	(34)	(56)	(90)	(302)	(392)	(27)	(46)	(73)	(248)	(321)
Ventes	(182)	—	(182)	—	(182)	(133)	—	(133)	—	(133)
Fin de l'exercice 2002	1 691	1 479	3 170	918	4 088	1 352	1 221	2 573	754	3 327
Royaume-Uni										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	7	—	7	—	7	7	—	7	—	7
AEC fin de l'exercice 2001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Solde de fin d'exercice 2001 pro										
forma	7	—	7	—	7	7	—	7	—	7
Révisions et récupération améliorée	6	1	7	3	10	6	1	7	3	10
Découvertes et extensions	—	10	10	13	23	—	10	10	13	23
Achats de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes	(4)	—	(4)	—	(4)	(4)	—	(4)	—	(4)
Fin de l'exercice 2002	9	11	20	16	36	9	11	20	16	36
Australie										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
AEC fin de l'exercice 2001	—	—	—	36	36	—	—	—	36	36
Solde de fin d'exercice 2001 pro										
forma	—	—	—	36	36	—	—	—	36	36
Révisions et récupération améliorée	—	—	—	(36)	(36)	—	—	—	(36)	(36)
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Achats de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fin de l'exercice 2002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	3 086	811	3 897	1 162	5 059	2 959	788	3 747	1 053	4 800
AEC fin de l'exercice 2001	3 368	1 152	4 520	2 085	6 605	2 721	909	3 630	1 637	5 267
Solde de fin d'exercice 2001 pro										
forma	6 454	1 963	8 417	3 247	11 664	5 680	1 697	7 377	2 690	10 067
Révisions et récupération améliorée	(350)	104	(246)	(248)	(494)	(456)	54	(402)	(130)	(532)
Découvertes et extensions	689	668	1 357	507	1 864	602	568	1 170	433	1 603
Achats de réserves en place	449	241	690	341	1 031	362	198	560	279	839
Ventes de réserves en place	(133)	(105)	(238)	(389)	(627)	(114)	(88)	(202)	(324)	(526)
Ventes	(1 007)	—	(1 007)	—	(1 007)	(837)	—	(837)	—	(837)
Fin de l'exercice 2002	6 102	2 871	8 973	3 458	12 431	5 237	2 429	7 666	2 948	10 614

Se reporter aux notes à la page 23.

**Rapprochement des réserves**  
**En prix constants**  
**Pétrole brut (en millions de barils)**

	Réserves brutes <sup>1)</sup>					Nettes <sup>2)</sup>				
	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales
<b>Canada</b>										
PanCanadian fin de l'exercice 2001 . . . . .	238,7	49,8	288,5	99,1	387,6	216,9	42,0	258,9	86,4	345,3
AEC fin de l'exercice 2001 . . . . .	125,8	110,3	236,1	142,5	378,6	116,3	106,5	222,8	127,0	349,8
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma . . .	364,5	160,1	524,6	241,6	766,2	333,2	148,5	481,7	213,4	695,1
Révisions et récupération améliorée . . . . .	(51,0)	71,4	20,4	188,0	208,4	(53,1)	47,5	(5,6)	148,3	142,7
Découvertes et extensions . . . . .	39,9	70,7	110,6	116,4	227,0	35,8	60,9	96,7	98,4	195,1
Achats de réserves en place . . . . .	5,5	—	5,5	1,7	7,2	4,9	(0,1)	4,8	1,4	6,2
Ventes de réserves en place . . . . .	(9,3)	(10,1)	(19,4)	(9,6)	(29,0)	(8,4)	(8,6)	(17,0)	(7,9)	(24,9)
Ventes . . . . .	(52,6)	—	(52,6)	—	(52,6)	(45,6)	—	(45,6)	—	(45,6)
Fin de l'exercice 2002 . . . . .	297,0	292,1	589,1	538,1	1 127,2	266,8	248,2	515,0	453,6	968,6
<b>États-Unis</b>										
PanCanadian fin de l'exercice 2001 . . . . .	4,5	0,8	5,3	29,3	34,6	4,2	0,7	4,9	29,0	33,9
AEC fin de l'exercice 2001 . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma . . .	4,5	0,8	5,3	29,3	34,6	4,2	0,7	4,9	29,0	33,9
Révisions et récupération améliorée . . . . .	8,0	12,6	20,6	(22,4)	(1,8)	5,7	10,8	16,5	(22,6)	(6,1)
Découvertes et extensions . . . . .	0,8	2,6	3,4	29,7	33,1	0,6	2,2	2,8	25,4	28,2
Achats de réserves en place . . . . .	2,7	2,0	4,7	10,2	14,9	2,2	1,6	3,8	8,3	12,1
Ventes de réserves en place . . . . .	(0,4)	(0,5)	(0,9)	(2,4)	(3,3)	(0,3)	(0,4)	(0,7)	(2,0)	(2,7)
Ventes . . . . .	(0,1)	—	(0,1)	—	(0,1)	(0,1)	—	(0,1)	—	(0,1)
Fin de l'exercice 2002 . . . . .	15,5	17,5	33,0	44,4	77,4	12,3	14,9	27,2	38,1	65,3
<b>Équateur</b>										
PanCanadian fin de l'exercice 2001 . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
AEC fin de l'exercice 2001 . . . . .	72,6	161,1	233,7	81,8	315,5	51,6	116,8	168,4	60,3	228,7
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma . . .	72,6	161,1	233,7	81,8	315,5	51,6	116,8	168,4	60,3	228,7
Révisions et récupération améliorée . . . . .	27,6	(74,2)	(46,6)	(40,7)	(87,3)	19,4	(52,9)	(33,5)	(29,1)	(62,6)
Découvertes et extensions . . . . .	3,0	41,0	44,0	18,4	62,4	2,4	31,1	33,5	12,9	46,4
Achats de réserves en place . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes . . . . .	(18,6)	—	(18,6)	—	(18,6)	(12,6)	—	(12,6)	—	(12,6)
Fin de l'exercice 2002 . . . . .	84,6	127,9	212,5	59,5	272,0	60,8	95,0	155,8	44,1	199,9
<b>Royaume-Uni</b>										
PanCanadian fin de l'exercice 2001 . . . . .	20,6	—	20,6	135,0	155,6	20,6	—	20,6	135,0	155,6
AEC fin de l'exercice 2001 . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma . . .	20,6	—	20,6	135,0	155,6	20,6	—	20,6	135,0	155,6
Révisions et récupération améliorée . . . . .	(9,7)	0,3	(9,4)	(46,5)	(55,9)	(9,7)	0,3	(9,4)	(46,5)	(55,9)
Découvertes et extensions . . . . .	—	88,0	88,0	—	88,0	—	88,0	88,0	—	88,0
Achats de réserves en place . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes . . . . .	(3,8)	—	(3,8)	—	(3,8)	(3,8)	—	(3,8)	—	(3,8)
Fin de l'exercice 2002 . . . . .	7,1	88,3	95,4	88,5	183,9	7,1	88,3	95,4	88,5	183,9
<b>Total</b>										
PanCanadian fin de l'exercice 2001 . . . . .	263,8	50,6	314,4	263,4	577,8	241,7	42,7	284,4	250,4	534,8
AEC fin de l'exercice 2001 . . . . .	198,4	271,4	469,8	224,3	694,1	167,9	223,3	391,2	187,3	578,5
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma . . .	462,2	322,0	784,2	487,7	1 271,9	409,6	266,0	675,6	437,7	1 113,3
Révisions et récupération améliorée . . . . .	(25,1)	10,1	(15,0)	78,4	63,4	(37,7)	5,7	(32,0)	50,1	18,1
Découvertes et extensions . . . . .	43,7	202,3	246,0	164,5	410,5	38,8	182,2	221,0	136,7	357,7
Achats de réserves en place . . . . .	8,2	2,0	10,2	11,9	22,1	7,1	1,5	8,6	9,7	18,3
Ventes de réserves en place . . . . .	(9,7)	(10,6)	(20,3)	(12,0)	(32,3)	(8,7)	(9,0)	(17,7)	(9,9)	(27,6)
Ventes . . . . .	(75,1)	—	(75,1)	—	(75,1)	(62,1)	—	(62,1)	—	(62,1)
Fin de l'exercice 2002 . . . . .	404,2	525,8	930,0	730,5	1 660,5	347,0	446,4	793,4	624,3	1 417,7

Se reporter aux notes à la page 23.

**Rapprochement des réserves**  
**En prix constants**  
**Liquides de gaz naturel (en millions de barils)**

	Réserves brutes <sup>1)</sup>					Réserves nettes <sup>2)</sup>				
	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales
Canada										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	23,1	4,7	27,8	5,6	33,4	23,0	4,7	27,7	5,0	32,7
AEC fin de l'exercice 2001	11,3	4,0	15,3	8,4	23,7	8,0	2,9	10,9	6,0	16,9
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma	34,4	8,7	43,1	14,0	57,1	31,0	7,6	38,6	11,0	49,6
Révisions et récupération améliorée	(3,4)	(4,2)	(7,6)	0,7	(6,9)	(5,7)	(4,2)	(9,9)	0,6	(9,3)
Découvertes et extensions	4,5	1,6	6,1	1,7	7,8	3,6	1,2	4,8	1,4	6,2
Achats de réserves en place	0,1	—	0,1	0,1	0,2	0,1	—	0,1	0,1	0,2
Ventes de réserves en place	(0,9)	(0,6)	(1,5)	(1,1)	(2,6)	(0,7)	(0,5)	(1,2)	(0,9)	(2,1)
Ventes	(6,3)	—	(6,3)	—	(6,3)	(5,5)	—	(5,5)	—	(5,5)
Fin de l'exercice 2002	28,4	5,5	33,9	15,4	49,3	22,8	4,1	26,9	12,2	39,1
États-Unis										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	10,7	8,1	18,8	23,7	42,5	9,1	5,6	14,7	17,3	32,0
AEC fin de l'exercice 2001	5,2	3,1	8,3	4,3	12,6	4,1	2,4	6,5	3,4	9,9
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma	15,9	11,2	27,1	28,0	55,1	13,2	8,0	21,2	20,7	41,9
Révisions et récupération améliorée	(9,0)	(6,7)	(15,7)	(26,3)	(42,0)	(7,5)	(4,4)	(11,9)	(19,3)	(31,2)
Découvertes et extensions	0,6	0,2	0,8	—	0,8	0,5	0,2	0,7	—	0,7
Achats de réserves en place	5,2	2,4	7,6	5,5	13,1	4,2	1,9	6,1	4,4	10,5
Ventes de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes	(2,9)	—	(2,9)	—	(2,9)	(2,4)	—	(2,4)	—	(2,4)
Fin de l'exercice 2002	9,8	7,1	16,9	7,2	24,1	8,0	5,7	13,7	5,8	19,5
Royaume-Uni										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	1,0	—	1,0	—	1,0	1,0	—	1,0	—	1,0
AEC fin de l'exercice 2001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma	1,0	—	1,0	—	1,0	1,0	—	1,0	—	1,0
Révisions et récupération améliorée	0,2	0,1	0,3	1,8	2,1	0,2	0,1	0,3	1,8	2,1
Découvertes et extensions	—	1,2	1,2	—	1,2	—	1,2	1,2	—	1,2
Achats de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes	(0,3)	—	(0,3)	—	(0,3)	(0,3)	—	(0,3)	—	(0,3)
Fin de l'exercice 2002	0,9	1,3	2,2	1,8	4,0	0,9	1,3	2,2	1,8	4,0
Australie										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
AEC fin de l'exercice 2001	—	—	—	0,2	0,2	—	—	—	0,2	0,2
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma	—	—	—	0,2	0,2	—	—	—	0,2	0,2
Révisions et récupération améliorée	—	—	—	(0,2)	(0,2)	—	—	—	(0,2)	(0,2)
Découvertes et extensions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Achats de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fin de l'exercice 2002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total										
PanCanadian fin de l'exercice 2001	34,8	12,8	47,6	29,3	76,9	33,1	10,3	43,4	22,3	65,7
AEC fin de l'exercice 2001	16,5	7,1	23,6	12,9	36,5	12,1	5,3	17,4	9,6	27,0
Solde de fin d'exercice 2001 pro forma	51,3	19,9	71,2	42,2	113,4	45,2	15,6	60,8	31,9	92,7
Révisions et récupération améliorée	(12,2)	(10,8)	(23,0)	(24,0)	(47,0)	(13,0)	(8,5)	(21,5)	(17,1)	(38,6)
Découvertes et extensions	5,1	3,0	8,1	1,7	9,8	4,1	2,6	6,7	1,4	8,1
Achats de réserves en place	5,3	2,4	7,7	5,6	13,3	4,3	1,9	6,2	4,5	10,7
Ventes de réserves en place	(0,9)	(0,6)	(1,5)	(1,1)	(2,6)	(0,7)	(0,5)	(1,2)	(0,9)	(2,1)
Ventes	(9,5)	—	(9,5)	—	(9,5)	(8,2)	—	(8,2)	—	(8,2)
Fin de l'exercice 2002	39,1	13,9	53,0	24,4	77,4	31,7	11,1	42,8	19,8	62,6

Se reporter aux notes à la page 23.



**Rapprochement des réserves**  
**En prix constants**  
**Pétrole synthétique<sup>8)</sup> (en millions de barils)**

	Réserves brutes <sup>1)</sup>					Réserves nettes <sup>2)</sup>				
	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales	Prouvées productives <sup>3)</sup>	Prouvées non productives <sup>4)</sup>	Totales prouvées <sup>5)</sup>	Probables <sup>6),7)</sup>	Totales
Canada (Syncrude) <sup>8)</sup>										
PanCanadian fin de l'exercice										
2001 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
AEC fin de l'exercice 2001 .....	<u>310,8</u>	<u>121,3</u>	<u>432,1</u>	<u>278,1</u>	<u>710,2</u>	<u>280,0</u>	<u>104,6</u>	<u>384,6</u>	<u>235,2</u>	<u>619,8</u>
Solde de fin d'exercice 2001										
pro forma .....	310,8	121,3	432,1	278,1	710,2	280,0	104,6	384,6	235,2	619,8
Révisions et récupération										
améliorée .....	(1,1)	14,5	13,4	0,4	13,8	(14,7)	9,2	(5,5)	(6,8)	(12,3)
Découvertes et extensions .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Achats de réserves en place .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ventes .....	<u>(11,5)</u>	<u>—</u>	<u>(11,5)</u>	<u>—</u>	<u>(11,5)</u>	<u>(11,4)</u>	<u>—</u>	<u>(11,4)</u>	<u>—</u>	<u>(11,4)</u>
Fin de l'exercice 2002 .....	<u>298,2</u>	<u>135,8</u>	<u>434,0</u>	<u>278,5</u>	<u>712,5</u>	<u>253,9</u>	<u>113,8</u>	<u>367,7</u>	<u>228,4</u>	<u>596,1</u>

Notes :

- 1) On entend par réserves « brutes » les réserves restantes d'EnCana avant déduction des redevances estimatives.
- 2) On entend par réserves « nettes » les réserves restantes d'EnCana après déduction des redevances estimatives.
- 3) On entend par réserves « prouvées productives » les réserves prouvées qui sont actuellement en production et, si ce n'est pas le cas, qui pourraient être récupérées de puits ou d'installations existants et dont l'absence de production s'explique par un choix d'EnCana plutôt par une absence de marchés ou d'autres raisons.
- 4) On entend par réserves « prouvées non productives » les réserves prouvées qui ne sont pas productives actuellement en raison d'une absence d'installations ou de marchés.
- 5) On entend par réserves « prouvées totales » les réserves jugées récupérables dans l'état actuel de la technologie et dans la conjoncture économique actuelle, et provenant d'une partie d'un réservoir qui peut raisonnablement être considéré comme étant économiquement productif en se fondant sur une analyse des données de forage et des données géologiques, géophysiques et techniques; elles comprennent les réserves devant être obtenues par des procédés de récupération assistée qui ont été économiquement et techniquement éprouvés pour le réservoir en cause.
- 6) On entend par réserves « probables » les réserves que l'analyse des données de forage et des données géologiques, géophysiques et techniques ne permet pas de considérer comme étant prouvées dans l'état actuel de la technologie et dans la conjoncture économique actuelle, mais permet de penser qu'elles existent probablement et qu'elles pourront être récupérées dans l'avenir. Les réserves probables devant être obtenues par l'application de procédés de récupération assistée correspondront à l'augmentation de la récupération par rapport à la récupération estimée dans la catégorie prouvée qui ont été évaluées de façon réaliste pour le réservoir à raison des procédés de récupération assistée qui pourraient raisonnablement être institués à l'avenir.
- 7) La législation et les politiques canadiennes sur les valeurs mobilières permettent la divulgation des réserves probables qui ne peuvent être divulguées dans les documents d'inscription autrement déposés par des sociétés américaines auprès de la SEC. On croit, en règle générale, que les réserves probables sont moins susceptibles d'être récupérées que les réserves prouvées. Les estimations des réserves qui sont présentées dans la présente notice annuelle pourraient différer grandement des quantités et des valeurs qui seront réalisées en bout de ligne.
- 8) On entend par « pétrole synthétique » le pétrole tiré de la valorisation du bitume brut et qui est facilement interchangeable avec le pétrole brut classique comme stock d'alimentation des raffineries. La société a convenu de vendre certaines de ses participations dans Syncrude. Se reporter à la « Rubrique 3 — Développement général de l'activité — Continent nord-américain ».
- 9) L'évaluation en prix constants suppose le maintien des lois, des règlements, des prix et des coûts d'exploitation en vigueur le 31 décembre 2002. De plus, les coûts d'exploitation et des investissements n'ont pas été augmentés pour tenir compte de l'inflation.

## Historique — Volume des ventes quotidiennes et résultats par unité d'exploitation

Les tableaux suivants résument le volume des ventes quotidiennes et les résultats par unité d'exploitation d'EnCana et d'AEC par trimestre pour les périodes indiquées. Les renseignements à l'égard d'EnCana pour les périodes antérieures au 5 avril 2002 (la date de la fusion) représentent des renseignements à l'égard de PanCanadian qui ne regroupent pas les résultats de PanCanadian et d'AEC. Par conséquent, les montants indiqués pour l'exercice 2002 d'EnCana excluent les résultats d'AEC antérieurs au 5 avril 2002, et les montants à l'égard d'EnCana pour 2001 et le premier trimestre de 2002 ne représentent que les résultats de PanCanadian.

	EnCana Volume des ventes quotidiennes — 2002				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (en millions de pieds cubes/jour)</b>					
Canada . . . . .	1 917	2 375	2 129	2 144	1 002
États-Unis . . . . .	427	654	550	428	72
Royaume-Uni . . . . .	10	8	9	8	11
<b>Total du gaz produit . . . . .</b>	<u>2 354</u>	<u>3 037</u>	<u>2 688</u>	<u>2 580</u>	<u>1 085</u>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (en barils/jour)</b>					
Continent nord-américain					
Pétroles léger et moyen classiques . . . . .	65 263	62 369	65 345	66 807	66 575
Pétrole lourd classique . . . . .	66 498	86 019	80 797	76 233	22 081
Liquides de gaz naturel — Canada . . . . .	16 066	19 121	16 225	16 796	12 042
Liquides de gaz naturel — États-Unis . . . . .	7 184	11 558	6 702	7 115	3 274
<b>Total continent américain classique . . . . .</b>	<u>155 011</u>	<u>179 067</u>	<u>169 069</u>	<u>166 951</u>	<u>103 972</u>
Syncrude . . . . .	23 777	34 261	36 039	24 295	—
<b>Total du continent nord-américain . . . . .</b>	<u>178 788</u>	<u>213 328</u>	<u>205 108</u>	<u>191 246</u>	<u>103 972</u>
Activités extracôtières et internationales					
Équateur . . . . .	41 521	49 934	55 579	59 864	—
Royaume-Uni . . . . .	10 528	7 786	9 538	11 966	12 889
<b>Total des activités extracôtières et internationales . . . . .</b>	<u>52 049</u>	<u>57 720</u>	<u>65 117</u>	<u>71 830</u>	<u>12 889</u>
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel . . . . .</b>	<u>230 837</u>	<u>271 048</u>	<u>270 225</u>	<u>263 076</u>	<u>116 861</u>

	EnCana Volume des ventes quotidiennes — 2001				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (en millions de pieds cubes/jour)</b>					
Canada .....	982	996	977	985	969
États-Unis .....	62	72	62	63	52
Royaume-Uni .....	9	9	10	8	8
<b>Total du gaz produit .....</b>	<b><u>1 053</u></b>	<b><u>1 077</u></b>	<b><u>1 049</u></b>	<b><u>1 056</u></b>	<b><u>1 029</u></b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (en barils/jour)</b>					
Continent nord-américain					
Pétroles léger et moyen classiques .....	68 010	67 276	69 600	67 881	67 263
Pétrole lourd classique .....	21 972	22 459	22 333	18 529	24 589
Liquides de gaz naturel — Canada .....	10 652	11 057	10 173	10 620	10 758
Liquides de gaz naturel — États-Unis .....	2 443	2 224	2 954	2 207	2 383
<b>Total du continent nord-américain .....</b>	<b><u>103 077</u></b>	<b><u>103 016</u></b>	<b><u>105 060</u></b>	<b><u>99 237</u></b>	<b><u>104 993</u></b>
Activités extracôtières et internationales					
Royaume-Uni .....	11 362	10 839	12 669	10 914	11 012
<b>Total des activités extracôtières et internationales .....</b>	<b><u>11 362</u></b>	<b><u>10 839</u></b>	<b><u>12 669</u></b>	<b><u>10 914</u></b>	<b><u>11 012</u></b>
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<b><u>114 439</u></b>	<b><u>113 855</u></b>	<b><u>117 729</u></b>	<b><u>110 151</u></b>	<b><u>116 005</u></b>

	AEC Volume des ventes quotidiennes					
	2002		2001			
	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VENTES</b>						
<b>Gaz produit (en millions de pieds cubes/jour)</b>						
Canada .....	1 346	1 106	1 173	1 176	1 029	1 043
États-Unis .....	293	217	259	219	212	178
<b>Total du gaz produit .....</b>	<b><u>1 639</u></b>	<b><u>1 323</u></b>	<b><u>1 432</u></b>	<b><u>1 395</u></b>	<b><u>1 241</u></b>	<b><u>1 221</u></b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (en barils/jour)</b>						
Continent nord-américain						
Pétroles léger et moyen classiques ...	4 339	4 802	4 543	4 680	4 914	5 077
Pétrole lourd classique .....	46 765	40 909	40 796	43 752	41 248	37 779
Liquides de gaz naturel — Canada ...	5 406	4 998	5 529	4 762	4 887	4 805
Liquides de gaz naturel — États-Unis	3 153	2 291	2 855	2 536	2 201	1 556
<b>Total du continent nord-américain</b>						
classique .....	59 663	53 000	53 723	55 730	53 250	49 217
Syncrude .....	31 548	30 687	32 347	28 938	29 162	32 319
<b>Total du continent nord-américain .....</b>	<b><u>91 211</u></b>	<b><u>83 687</u></b>	<b><u>86 070</u></b>	<b><u>84 668</u></b>	<b><u>82 412</u></b>	<b><u>81 536</u></b>
Activités extracôtières et internationales						
	38 774	51 899	51 055	51 472	53 498	51 582
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<b><u>129 985</u></b>	<b><u>135 586</u></b>	<b><u>137 125</u></b>	<b><u>136 140</u></b>	<b><u>135 910</u></b>	<b><u>133 118</u></b>

**EnCana**  
**Résultats par unité**  
**d'exploitation — 2002**

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)<sup>1)</sup></b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente <sup>2)</sup> .....	4,18	5,09	3,53	4,11	3,56
Redevances .....	0,57	0,77	0,39	0,65	0,30
Frais d'exploitation .....	<u>0,55</u>	<u>0,59</u>	<u>0,58</u>	<u>0,54</u>	<u>0,46</u>
Revenu net après la couverture .....	3,06	3,73	2,56	2,92	2,80
Couverture .....	<u>0,07</u>	<u>(0,08)</u>	<u>0,29</u>	<u>(0,12)</u>	<u>0,32</u>
Revenu net avant la couverture .....	<u>2,99</u>	<u>3,81</u>	<u>2,27</u>	<u>3,04</u>	<u>2,48</u>
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)<sup>1)</sup></b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente <sup>2)</sup> .....	4,25	5,16	3,73	3,62	3,76
Redevances .....	1,16	1,42	0,99	0,98	1,10
Frais d'exploitation .....	<u>0,34</u>	<u>0,28</u>	<u>0,34</u>	<u>0,38</u>	<u>0,77</u>
Revenu net après la couverture .....	2,75	3,46	2,40	2,26	1,89
Couverture .....	<u>0,36</u>	<u>0,42</u>	<u>0,57</u>	<u>0,06</u>	—
Revenu net avant la couverture .....	<u>2,39</u>	<u>3,04</u>	<u>1,83</u>	<u>2,20</u>	<u>1,89</u>
<b>Pétroles léger et moyen classiques (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	32,42	35,10	35,12	33,76	25,78
Redevances .....	4,53	4,81	4,56	4,36	4,39
Frais d'exploitation .....	<u>6,73</u>	<u>7,16</u>	<u>6,58</u>	<u>7,25</u>	<u>5,95</u>
Revenu net après la couverture .....	21,16	23,13	23,98	22,15	15,44
Couverture .....	<u>(1,16)</u>	<u>(1,26)</u>	<u>(0,89)</u>	<u>(1,59)</u>	<u>(0,91)</u>
Revenu net avant la couverture .....	<u>22,32</u>	<u>24,39</u>	<u>24,87</u>	<u>23,74</u>	<u>16,35</u>
<b>Pétrole lourd classique (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	25,91	24,63	28,55	26,09	20,51
Redevances .....	3,38	3,43	3,67	3,09	3,12
Frais d'exploitation .....	<u>6,22</u>	<u>5,64</u>	<u>6,71</u>	<u>5,87</u>	<u>8,00</u>
Revenu net après la couverture .....	16,31	15,56	18,17	17,13	9,39
Couverture .....	<u>(0,95)</u>	<u>(1,18)</u>	<u>(0,89)</u>	<u>(0,76)</u>	<u>(0,91)</u>
Revenu net avant la couverture .....	<u>17,26</u>	<u>16,74</u>	<u>19,06</u>	<u>17,89</u>	<u>10,30</u>
<b>Total du pétrole classique (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	29,14	29,04	31,49	29,67	24,47
Redevances .....	3,95	4,01	4,07	3,68	4,08
Frais d'exploitation .....	<u>6,48</u>	<u>6,28</u>	<u>6,66</u>	<u>6,51</u>	<u>6,46</u>
Revenu net après la couverture .....	18,71	18,75	20,76	19,48	13,93
Couverture .....	<u>(1,05)</u>	<u>(1,22)</u>	<u>(0,89)</u>	<u>(1,15)</u>	<u>(0,91)</u>
Revenu net avant la couverture .....	<u>19,76</u>	<u>19,97</u>	<u>21,65</u>	<u>20,63</u>	<u>14,84</u>
<b>Liquides de gaz naturel (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	30,70	36,15	31,18	29,92	20,06
Redevances .....	<u>4,49</u>	<u>5,95</u>	<u>4,62</u>	<u>4,69</u>	<u>1,00</u>
Revenu net .....	<u>26,21</u>	<u>30,20</u>	<u>26,56</u>	<u>25,23</u>	<u>19,06</u>
<b>Syncrude (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	41,83	42,29	42,54	40,09	—
Redevance dérogatoire brute et autres produits d'exploitation .....	0,14	0,11	0,17	0,16	—
Redevances .....	0,43	0,43	0,43	0,42	—
Frais d'exploitation .....	<u>18,80</u>	<u>16,31</u>	<u>13,38</u>	<u>30,47</u>	—
Revenu net après la couverture .....	22,74	25,66	28,90	9,36	—
Couverture .....	<u>(0,91)</u>	<u>(0,94)</u>	<u>(1,19)</u>	<u>(0,42)</u>	—
Revenu net avant la couverture .....	<u>23,65</u>	<u>26,60</u>	<u>30,09</u>	<u>9,78</u>	—

**EnCana**  
**Résultats par unité**  
**d'exploitation — 2002**

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>Pétrole de l'Équateur (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente.....	33,43	35,38	33,59	31,63	—
Redevances.....	11,82	12,29	12,51	10,76	—
Frais d'exploitation.....	<u>5,43</u>	<u>6,04</u>	<u>4,60</u>	<u>5,70</u>	<u>—</u>
Revenu net après la couverture.....	16,18	17,05	16,48	15,17	—
Couverture.....	<u>(0,01)</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(0,04)</u>	<u>—</u>
Revenu net avant la couverture.....	<u>16,19</u>	<u>17,05</u>	<u>16,48</u>	<u>15,21</u>	<u>—</u>
<b>Pétrole du Royaume-Uni (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente.....	36,14	37,99	39,30	37,78	30,85
Frais d'exploitation.....	<u>5,15</u>	<u>11,10</u>	<u>5,71</u>	<u>3,12</u>	<u>2,83</u>
Revenu net après la couverture.....	30,99	26,89	33,59	34,66	28,02
Couverture.....	<u>(0,09)</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(0,30)</u>
Revenu net avant la couverture.....	<u>31,08</u>	<u>26,89</u>	<u>33,59</u>	<u>34,66</u>	<u>28,32</u>

Notes :

- 1) Exclut l'effet d'une augmentation de 168 millions de dollars des produits d'exploitation consolidés par rapport à la valeur au marché des contrats à livrer de gaz naturel à prix fixe d'AEC.
- 2) Les revenus nets d'exploitation pour le produit incluent l'incidence sur les marges des activités de commercialisation relatives à l'achat et à la vente de volumes du produit analogue appartenant à des tiers.

**EnCana**  
**Résultats par unité d'exploitation — 2001**

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente <sup>1)</sup> .....	6,53	4,30	5,68	7,15	9,10
Redevances .....	0,38	0,28	0,22	0,43	0,60
Frais d'exploitation .....	0,47	0,53	0,48	0,47	0,40
Revenu net après la couverture .....	5,68	3,49	4,98	6,25	8,10
Couverture .....	0,58	1,05	2,10	0,41	(1,29)
Revenu net avant la couverture .....	<u>5,10</u>	<u>2,44</u>	<u>2,88</u>	<u>5,84</u>	<u>9,39</u>
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente <sup>1)</sup> .....	3,85	2,83	3,81	3,01	6,39
Redevances .....	1,72	1,00	1,19	1,80	3,29
Frais d'exploitation .....	0,73	0,62	1,06	0,64	0,60
Revenu net après la couverture .....	1,40	1,21	1,56	0,57	2,50
Couverture .....	—	—	—	—	—
Revenu net avant la couverture .....	<u>1,40</u>	<u>1,21</u>	<u>1,56</u>	<u>0,57</u>	<u>2,50</u>
<b>Pétroles léger et moyen classiques (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	29,77	26,38	33,33	29,87	29,37
Redevances .....	4,20	3,67	4,18	5,51	3,42
Frais d'exploitation .....	6,56	5,85	6,51	7,23	6,66
Revenu net après la couverture .....	19,01	16,86	22,64	17,13	19,29
Couverture .....	1,14	7,47	(0,36)	(0,80)	(1,77)
Revenu net avant la couverture .....	<u>17,87</u>	<u>9,39</u>	<u>23,00</u>	<u>17,93</u>	<u>21,06</u>
<b>Pétrole lourd classique (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	17,43	12,06	25,37	17,28	15,17
Redevances .....	2,28	1,79	3,16	2,25	1,94
Frais d'exploitation .....	9,31	9,78	7,84	11,45	8,63
Revenu net après la couverture .....	5,84	0,49	14,37	3,58	4,60
Couverture .....	—	—	—	—	—
Revenu net avant la couverture .....	<u>5,84</u>	<u>0,49</u>	<u>14,37</u>	<u>3,58</u>	<u>4,60</u>
<b>Total du pétrole classique (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	26,76	22,80	31,40	27,17	25,57
Redevances .....	3,73	3,20	3,94	4,81	3,02
Frais d'exploitation .....	7,23	6,83	6,84	8,13	7,18
Revenu net après la couverture .....	15,80	12,77	20,62	14,23	15,37
Couverture .....	0,86	5,60	(0,27)	(0,63)	(1,29)
Revenu net avant la couverture .....	<u>14,94</u>	<u>7,17</u>	<u>20,89</u>	<u>14,86</u>	<u>16,66</u>
<b>Liquides de gaz naturel (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	31,20	21,86	29,12	34,91	39,30
Redevances .....	1,22	0,42	1,51	1,81	1,17
Revenu net .....	<u>29,98</u>	<u>21,44</u>	<u>27,61</u>	<u>33,10</u>	<u>38,13</u>
<b>Pétrole du Royaume-Uni (\$/baril)</b>					
Prix après déduction des frais de transport et de vente .....	36,21	35,96	32,05	36,27	41,26
Frais d'exploitation .....	4,18	6,32	3,16	2,82	4,72
Revenu net après la couverture .....	32,03	29,64	28,89	33,45	36,54
Couverture .....	0,76	7,25	(1,18)	(2,40)	0,08
Revenu net avant la couverture .....	<u>31,27</u>	<u>22,39</u>	<u>30,07</u>	<u>35,85</u>	<u>36,46</u>

Note :

- 1) Les revenus nets d'exploitation pour le produit incluent l'incidence sur les marges des activités de commercialisation relatives à l'achat et à la vente de volumes du produit analogue appartenant à des tiers.

AEC  
Résultats par unité d'exploitation

	2002		2001			
	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	3,20	5,25	2,98	3,26	6,02	9,37
Redevances	0,65	1,18	0,60	0,73	1,44	2,11
Frais d'exploitation	0,55	0,51	0,54	0,51	0,51	0,47
Revenu net après la couverture	2,00	3,56	1,84	2,02	4,07	6,79
Couverture	—	—	—	—	—	—
Revenu net avant la couverture	2,00	3,56	1,84	2,02	4,07	6,79
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	3,35	5,51	3,48	3,93	6,72	9,04
Redevances	0,65	1,04	0,64	0,77	1,31	1,67
Taxes sur la production	0,26	0,50	0,32	0,35	0,60	0,82
Frais d'exploitation	0,29	0,29	0,29	0,23	0,27	0,35
Revenu net après la couverture	2,15	3,68	2,23	2,58	4,54	6,20
Couverture <sup>1)</sup>	—	0,21	—	—	—	0,73
Revenu net avant la couverture	2,15	3,47	2,23	2,58	4,54	5,47
<b>Pétroles léger et moyen classiques (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	31,09	36,21	33,28	36,21	37,40	37,69
Redevances	4,74	6,23	4,52	7,09	6,66	6,52
Frais d'exploitation	6,35	6,21	6,46	6,36	5,82	6,17
Revenu net après la couverture	20,00	23,77	22,30	22,76	24,92	25,00
Couverture	0,73	2,51	10,04	—	—	—
Revenu net avant la couverture	19,27	21,26	12,26	22,76	24,92	25,00
<b>Pétrole lourd classique (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	22,05	20,62	22,70	24,71	18,23	16,20
Redevances	1,90	2,40	2,01	3,14	2,06	2,33
Frais d'exploitation	4,75	4,78	4,52	4,90	4,93	4,76
Revenu net après la couverture	15,40	13,44	16,17	16,67	11,24	9,11
Couverture	0,73	2,51	10,04	—	—	—
Revenu net	14,67	10,93	6,13	16,67	11,24	9,11
<b>Total du pétrole classique (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	22,81	22,23	23,60	25,83	20,26	18,75
Redevances	2,14	2,79	2,21	3,52	2,55	2,83
Frais d'exploitation	4,88	4,95	4,79	5,04	5,02	4,93
Revenu net après la couverture	15,79	14,49	16,60	17,27	12,69	10,99
Couverture	0,73	2,51	10,04	—	—	—
Revenu net avant la couverture	15,06	11,98	6,56	17,27	12,69	10,99
<b>Liquides de gaz naturel (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	27,49	34,92	24,41	34,97	40,30	42,96
Redevances	7,46	10,24	7,29	9,62	12,02	12,92
Revenu net	20,03	24,68	17,12	25,35	28,28	30,04
<b>Syncrude (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	34,86	42,02	41,83	40,74	42,27	43,17
Redevance dérogatoire brute et autres produits d'exploitation	0,13	0,64	0,13	0,19	2,15	0,18
Redevances	(0,23)	3,08	(0,60)	4,95	4,41	3,94
Frais d'exploitation	17,73	19,74	16,54	20,75	21,54	20,48
Revenu net après la couverture	17,49	19,84	26,02	15,23	18,47	18,93
Couverture	0,80	2,67	10,05	—	—	—
Revenu net avant la couverture	16,69	17,17	15,97	15,23	18,47	18,93
<b>Équateur (\$/baril)</b>						
Prix après déduction des frais de transport et de vente	22,07	26,24	23,62	28,43	28,12	24,71
Redevances	7,05	8,10	5,85	9,76	8,72	8,05
Frais d'exploitation	5,78	4,98	4,70	5,04	5,63	4,53
Revenu net après la couverture	9,24	13,16	13,07	13,63	13,77	12,13
Couverture	0,07	1,09	4,40	—	—	—
Revenu net avant la couverture	9,17	12,07	8,67	13,63	13,77	12,13

Note :

1) Relatif à un volume faisant l'objet d'un contrat visant environ 66 millions de pieds cubes par jour du 1<sup>er</sup> novembre 2000 au 31 mars 2001.

## Historique — Acquisitions et dépenses en immobilisations

La croissance rapide d'EnCana au cours des dernières années est due à une combinaison de croissance interne et d'acquisitions. EnCana possède un éventail important d'occasions de croissance interne de grande qualité et continue d'examiner des possibilités d'acquisition pour faire croître son entreprise. Les occasions d'acquisition peuvent comprendre des acquisitions importantes d'entreprises ou d'actifs, et EnCana peut les financer au moyen de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres ou d'une combinaison des deux.

Les tableaux suivants résument les acquisitions et dépenses en immobilisations relatives aux activités en amont et aux activités intermédiaires d'EnCana et d'AEC par trimestre pour les périodes indiquées. Les renseignements à l'égard d'EnCana pour les périodes antérieures au 5 avril 2002 (la date de la fusion) représentent des renseignements à l'égard de PanCanadian et ne combinent pas les résultats de PanCanadian et d'AEC. Par conséquent, les montants indiqués pour l'exercice 2002 d'EnCana excluent les résultats d'AEC antérieurs au 5 avril 2002, et les montants à l'égard d'EnCana pour 2001 et pour le premier trimestre de 2002 ne représentent que les résultats de PanCanadian.

### EnCana Acquisitions et dépenses en immobilisations (en millions de dollars)

	2002				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Acquisition d'AEC .....	14 053,0	—	—	14 053,0	—
Acquisitions de biens .....	1 135,8	95,3	554,7	485,8	—
Terrains .....	212,4	100,4	36,6	66,6	8,8
Exploration .....	1 061,5	391,2	232,4	254,1	183,8
Mise en valeur .....	2 327,7	834,6	641,2	578,4	273,5
Autres .....	116,0	35,6	27,2	41,8	11,4
Aliénations .....	(576,7)	(193,1)	(120,5)	(261,2)	(1,9)
Total des activités en amont .....	<u>4 276,7</u>	<u>1 264,0</u>	<u>1 371,6</u>	<u>1 165,5</u>	<u>475,6</u>
Acquisitions d'entreprises .....	—	—	—	—	—
Pipelines et traitement .....	13,0	6,0	2,0	3,0	2,0
Stockage de gaz .....	62,7	45,0	4,6	13,1	—
Actifs liés à l'électricité .....	4,0	(2,0)	4,0	0,5	1,5
Commercialisation .....	7,1	—	4,3	2,8	—
Placement en actions .....	—	—	—	—	—
Aliénations .....	(42,0)	(42,0)	—	—	—
Total des activités intermédiaires .....	<u>44,8</u>	<u>7,0</u>	<u>14,9</u>	<u>19,4</u>	<u>3,5</u>
Total .....	<u><u>18 374,5</u></u>	<u><u>1 271,0</u></u>	<u><u>1 386,5</u></u>	<u><u>15 237,9</u></u>	<u><u>479,1</u></u>



**EnCana**  
**Acquisitions et dépenses en immobilisations**  
(en millions de dollars)

	<b>2001</b>				
	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Acquisitions d'entreprises . . . . .	72,0	—	72,0	—	—
Acquisitions de biens . . . . .	93,4	4,8	81,4	7,3	(0,1)
Terrains . . . . .	93,6	14,7	41,5	33,5	3,9
Exploration . . . . .	622,4	263,2	174,6	96,9	87,7
Mise en valeur . . . . .	931,0	307,8	122,1	254,3	246,8
Autres . . . . .	49,6	10,5	7,4	19,0	12,7
Aliénations . . . . .	<u>(187,9)</u>	<u>(4,0)</u>	<u>(34,9)</u>	<u>(6,0)</u>	<u>(143,0)</u>
Total des activités en amont . . . . .	<u>1 674,1</u>	<u>597,0</u>	<u>464,1</u>	<u>405,0</u>	<u>208,0</u>
Acquisitions d'entreprises . . . . .	—	—	—	—	—
Pipelines et traitement . . . . .	—	—	—	—	—
Stockage de gaz . . . . .	7,9	7,9	—	—	—
Actifs liés à l'électricité . . . . .	143,2	32,3	37,5	47,8	25,6
Commercialisation . . . . .	13,5	13,5	—	—	—
Placement en actions . . . . .	—	—	—	—	—
Aliénations . . . . .	<u>(13,6)</u>	—	—	—	<u>(13,6)</u>
Total des activités intermédiaires . . . . .	<u>151,0</u>	<u>53,7</u>	<u>37,5</u>	<u>47,8</u>	<u>12,0</u>
Total . . . . .	<u>1 825,1</u>	<u>650,7</u>	<u>501,6</u>	<u>452,8</u>	<u>220,0</u>

**AEC**  
**Acquisitions et dépenses en immobilisations**  
(en millions de dollars)

	<b>2002</b>		<b>2001</b>			
	<u>T1</u>	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Acquisitions d'entreprises . . . . .	—	296,5	—	—	—	296,5
Acquisitions de biens . . . . .	52,1	315,5	64,7	166,0	36,1	48,7
Terrains . . . . .	55,2	217,9	37,8	30,1	90,8	59,2
Exploration . . . . .	138,7	426,8	126,7	92,9	75,9	131,3
Mise en valeur . . . . .	551,6	1 894,0	415,0	416,0	418,9	644,1
Autres . . . . .	58,5	38,5	15,1	5,4	10,7	7,3
Aliénations . . . . .	<u>(35,7)</u>	<u>(145,5)</u>	<u>(8,2)</u>	<u>(37,5)</u>	<u>(75,3)</u>	<u>(24,5)</u>
Total des activités en amont . . . . .	<u>820,4</u>	<u>3 043,7</u>	<u>651,1</u>	<u>672,9</u>	<u>557,1</u>	<u>1 162,6</u>
Acquisitions d'entreprises . . . . .	—	130,9	—	—	—	130,9
Pipelines et traitement . . . . .	4,6	240,9	89,5	87,1	40,6	23,7
Stockage de gaz . . . . .	2,7	89,8	8,3	8,7	2,3	70,5
Actifs liés à l'électricité . . . . .	—	—	—	—	—	—
Commercialisation . . . . .	—	—	—	—	—	—
Placement en actions . . . . .	—	26,5	—	—	—	26,5
Aliénations . . . . .	—	<u>(958,3)</u>	<u>(374,2)</u>	<u>(568,2)</u>	<u>(15,9)</u>	—
Total des activités intermédiaires . . . . .	<u>7,3</u>	<u>(470,2)</u>	<u>(276,4)</u>	<u>(472,4)</u>	<u>27,0</u>	<u>251,6</u>
Total . . . . .	<u>827,7</u>	<u>2 573,5</u>	<u>374,7</u>	<u>200,5</u>	<u>584,1</u>	<u>1 414,2</u>

## Engagements futurs

Le tableau suivant résume les engagements futurs d'EnCana concernant l'achat, la vente ou le transport du gaz naturel et du pétrole au 31 décembre 2002 :

<b>Engagements futurs au 31 décembre 2002</b>				
	<u>Engagement total</u>	<u>Prix</u>	<u>Volume</u>	<u>Durée de l'engagement</u>
	(en millions de dollars)	(\$/millier de pieds cubes)	(en milliards de pieds cubes)	
<b>Gaz</b>				
Achats . . . . .	147,5	4,74	31,1	1 an
Ventes . . . . .	1 243,9	4,93	252,5	11 ans
Transport . . . . .	2 580,5	0,21	12 032,3	14 ans
	<u>Engagement total</u>	<u>Prix</u>	<u>Volume</u>	<u>Durée de l'engagement</u>
	(en millions de dollars)	(\$/millier de pieds cubes)	(en milliards de pieds cubes)	
<b>Pétrole brut</b>				
Achats . . . . .	86,4	302,40	0,3	1 an
Transport . . . . .	2 411,5	16,53	145,9	12 ans

## ACTIVITÉS INTERMÉDIAIRES ET DE COMMERCIALISATION

### Activités intermédiaires

Les activités intermédiaires d'EnCana se composent principalement de trois unités d'exploitation : le stockage de gaz, les liquides de gaz naturel et l'électricité. De plus, EnCana continue d'avoir des participations dans des pipelines en Amérique du Sud. En 2003, le placement de capitaux dans les programmes principaux d'EnCana à l'égard de ses activités intermédiaires devrait être d'environ 446 millions de dollars.

### Stockage de gaz

En fonction de sa capacité globale de stockage, EnCana est le plus grand exploitant du secteur du stockage de gaz (à l'exclusion des services publics) en Amérique du Nord et possède des installations en Alberta, en Californie et en Oklahoma. EnCana loue également une capacité de stockage de gaz d'autres exploitants du secteur établis sur la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et dans les régions au centre du continent. EnCana dispose d'une capacité de stockage d'environ 145 milliards de pieds cubes. La société s'attend à augmenter cette capacité dès le parachèvement de l'agrandissement de sa facilité de stockage de gaz de Wild Goose dans le nord de la Californie et avec la construction de la nouvelle installation de stockage de gaz de Countess dans le sud-est de l'Alberta.

EnCana fournit une partie de sa capacité de stockage à des participants du secteur contre une rémunération et offre des services à court terme comme l'entreposage, les prêts de gaz, les échanges de titres ainsi que les ententes de transport et les ententes entre centres de distribution. Le reste de la capacité est utilisé pour gérer les ventes du gaz produit par EnCana ou dans le cadre du programme d'optimisation du stockage (au moyen de l'achat et de la vente du gaz produit par des tiers).

### AECO HUB<sup>MC</sup>

EnCana exploite et commercialise ses installations de stockage de gaz en Alberta sous le nom commercial AECO HUB<sup>MC</sup>. Ces installations, qui sont toutes la propriété exclusive d'EnCana, comprennent l'installation de stockage de gaz de Suffield, l'installation de stockage de gaz de Hythe et l'installation de stockage de gaz de Countess, récemment annoncée. AECO HUB<sup>MC</sup> est le plus important centre de stockage et de vente de gaz au Canada.

### Installation de stockage de gaz de Suffield

Située dans le bloc Suffield, cette installation a été la première et est la plus importante du portefeuille d'AECO HUB<sup>MC</sup>. Elle a connu plusieurs agrandissements depuis sa mise en service et possède maintenant une capacité de stockage d'environ 85 milliards de pieds cubes, une capacité maximale de retrait d'environ 1,8 milliard de pieds cubes par jour et une capacité maximale d'injection d'environ 1,6 milliard de pieds cubes par jour.

### Installation de stockage de gaz de Hythe

En 1999, AEC a augmenté sa capacité de stockage de gaz naturel commercial en Alberta grâce à la transformation d'un réservoir épuisé à Hythe. Cet agrandissement a augmenté la capacité de gaz de travail d'environ 10 milliards de pieds cubes, la capacité de retrait d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et la capacité d'injection d'environ 100 millions de pieds cubes par jour. L'installation de stockage de gaz de Hythe est reliée à la fois au réseau de TransCanada PipeLines Limited en Alberta et au réseau de pipelines Alliance.

### Installation de stockage de gaz de Countess

En octobre 2002, EnCana a annoncé ses plans en vue de l'aménagement d'une nouvelle installation de stockage de gaz naturel dans le sud-est de l'Alberta qui devrait stocker jusqu'à 40 milliards de pieds cubes de gaz. L'installation de stockage de gaz de Countess, conçue pour permettre une capacité d'injection maximale de 950 millions de pieds cubes par jour et une capacité de retrait de 1,25 milliard de pieds cubes par jour, utilisera deux réservoirs souterrains épuisés situés à environ 85 kilomètres à l'est de Calgary. La première tranche de 10 milliards de pieds cubes de la nouvelle capacité de stockage devrait être disponible d'ici le troisième trimestre de 2003. La capacité totale de stockage de 40 milliards de pieds cubes devrait être disponible en avril 2005.

### *Installation de stockage de gaz de Wild Goose*

En avril 1999, Wild Goose Storage Inc. (« Wild Goose »), filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a entrepris l'exploitation commerciale d'une nouvelle installation de stockage de 14 milliards de pieds cubes au nord de Sacramento, dans le nord de la Californie. L'installation de stockage de gaz de Wild Goose a été la première installation de stockage de gaz naturel indépendante de la Californie et elle a une capacité de retrait d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité d'injection d'environ 80 millions de pieds cube par jour. En juillet 2002, Wild Goose a obtenu l'approbation de la Public Utilities Commission de Californie pour environ doubler la capacité de stockage et environ tripler la capacité de retrait de l'installation. La construction de cet agrandissement a débuté en 2002, et la partie initiale des capacités de stockage et de retrait additionnelles devrait être disponible d'ici avril 2004.

### *Installation de stockage de gaz de Salt Plains*

En février 2001, Salt Plains Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a fait l'acquisition de la quasi-totalité des actifs d'une installation de stockage d'une capacité de 15 milliards de pieds cubes située dans le nord de l'Oklahoma. L'installation de stockage de gaz de Salt Plains a une capacité maximale de retrait de 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité maximale d'injection de 100 millions de pieds cubes par jour.

### *Capacité de stockage louée*

EnCana Gas Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a conclu des contrats visant la location d'une capacité de stockage à l'installation de stockage de gaz de Katy au Texas et aux installations de stockage de Natural Gas Pipeline Company of America, d'ANR Storage Company et d'ANR Pipeline Company dans la région du centre du continent aux États-Unis. La capacité louée totale est d'environ 21 milliards de pieds cubes, les durées restantes des contrats variant de 1 année à 14 années alors que leur durée restante moyenne est d'environ 5 ans.

### *Liquides de gaz naturel*

Les installations de LGN intermédiaires et les ressources de commercialisation connexes d'EnCana sont parmi les plus importantes au Canada. La société détient des participations dans quatre usines d'extraction de LGN à Empress, en Alberta, en plus d'actifs de stockage et de fractionnement en Saskatchewan, dans l'est du Canada et aux États-Unis ainsi que des installations de collecte, de traitement et de fractionnement près de Fort Lupton, au Colorado.

À Empress, les droits d'extraction des LGN à partir du gaz naturel transporté par les pipelines de transport sont acquis des expéditeurs du gaz naturel. L'usine d'extraction de LGN située à Empress, dont la société est l'exploitant, fait l'objet d'un agrandissement qui devrait permettre d'augmenter graduellement la production d'une quantité pouvant aller jusqu'à 15 000 barils par jour d'ici l'automne 2003. Au 31 décembre 2002, la part de la capacité de traitement combinée revenant à EnCana était d'environ 2 milliards de pieds cubes par jour.

L'éthane récupéré à Empress est venu comme produit caractéristique à des sociétés pétrochimiques et est utilisé dans la province d'Alberta. Le reste des composants liquides est transporté sous forme de flux combiné par pipeline à une usine à Sarnia, en Ontario, dans laquelle EnCana détient une participation de 10,35 pour cent. Le flux combiné est

fractionné à Sarnia en produits commercialisables : le propane, le butane et les pentanes et homologues supérieurs. Ils sont vendus par Kinetic Resources (« Kinetic »), membre à 75 pour cent du groupe d'EnCana, à des distributeurs, des raffineurs et des fabricants de produits pétrochimiques au Canada et aux États-Unis aux termes de contrats dont la durée est habituellement d'un an ou moins.

D'autres importants actifs intermédiaires liés aux LGN comprennent une participation quant à un tiers dans un pipeline qui transporte l'éthane depuis les usines d'extraction de LGN situées à Waterton, à Empress (quatre usines), à Cochrane et à Edmonton vers des usines d'éthylène à Joffre et à Fort Saskatchewan et des cavernes de stockage à Fort Saskatchewan, un pipeline qui transporte des LGN depuis Empress jusqu'à des installations de stockage et au pipeline Enbridge à Kerrobert, en Saskatchewan, une installation de stockage de LGN et un séparateur de propane à Superior, au Wisconsin, et une installation de stockage de propane et de butane à Marysville, au Michigan.

La société possède et exploite un réseau de collecte de champ gazéifère et des installations d'extraction et de fractionnement de LGN près de Fort Lupton, au Colorado. Les installations de collecte comprennent la compression sur place et plus de 650 milles de pipelines. L'usine d'extraction possède une capacité de traitement de gaz d'environ 90 millions de pieds cubes par jour. Ces actifs ont été acquis à l'occasion de l'acquisition de Montana Power.

### *Électricité*

EnCana possède des participations dans deux centrales de 106 mégawatts dans le sud de l'Alberta, qui fournissent de l'électricité au Power Pool de l'Alberta. La centrale énergétique Cavalier a commencé à vendre de l'électricité au Power Pool de l'Alberta à la fin d'août 2001. La centrale, située à environ 34 milles à l'est de Calgary, est la propriété exclusive d'EnCana qui en est l'exploitant. La centrale énergétique Balzac, dans laquelle EnCana détient une participation de 50 pour cent, est également située à proximité de Calgary et a été mise en service en décembre 2001. EnCana détient également un permis de l'Office nationale de l'énergie du Canada pour exporter de l'électricité aux États-Unis pendant une période de 10 ans. La société a également une participation de 25 pour cent dans une centrale de cogénération à Kingston, en Ontario. La capacité de production d'électricité totale d'EnCana est d'environ 186 mégawatts. En 2002, la société a produit 603 000 mégawatts-heures de son électricité (474 000 mégawatts-heures en 2001).

### *Pipelines*

#### *Pipeline OCP*

EnCana fait partie d'un consortium qui construit le pipeline OCP, d'une longueur de 500 kilomètres et d'une capacité de 450 000 barils par jour, depuis la région de production de pétrole de l'Équateur jusqu'à la côte du Pacifique. En février 2001, un accord a été signé avec le gouvernement de l'Équateur prévoyant les modalités commerciales de la construction du pipeline OCP. En juillet 2001, après la réception de l'approbation réglementaire en juin 2001, la construction du pipeline OCP a débuté. La construction devrait être parachevée d'ici la fin du troisième trimestre de 2003. Aux termes des modalités de l'accord avec le gouvernement de l'Équateur, le pipeline OCP sera transféré au gouvernement de l'Équateur, sans frais, après une période d'exploitation de 20 ans. En janvier 2003, le pipeline était parachevé à environ 85 pour cent. EnCana possède une participation indirecte de 31,4 pour cent dans le projet.

Les coûts globaux du pipeline OCP sont estimés à environ 1,4 milliard de dollars américains, dont une tranche de 900 millions de dollars américains a été financée par un emprunt destiné au projet, tandis que le solde doit être fourni par les promoteurs du projet. La quote-part du financement des promoteurs prise en charge par EnCana sera d'environ 160 millions de dollars américains.

#### *Réseau de pipelines Trasandino*

En février 2001, EnCana a acheté une participation de 36 pour cent, moyennant une contrepartie d'environ 64 millions de dollars américains, dans le réseau de pipelines Trasandino, qui transporte du pétrole brut du bassin de Neuquen, en Argentine, à des raffineries au Chili. Le pipeline s'étend sur 263 milles et a une capacité nominale de 113 000 barils par jour. En 2002, les expéditions sur le réseau de pipelines se sont élevées en moyenne à 112 000 barils par jour (environ 110 900 barils par jour en 2001).

## **Commercialisation**

### ***Commercialisation du gaz naturel***

En 2002, environ 86 pour cent des ventes de gaz naturel produit par EnCana ont été commercialisées directement par EnCana auprès de sociétés de distribution, de services publics et de sociétés industrielles et de commercialisation du gaz locales. La tranche restante de 14 pour cent des ventes du gaz naturel a été commercialisée auprès de courtiers-fournisseurs qui approvisionnent en gaz les marchés en Amérique du Nord. Les prix qu'obtient EnCana se fondent principalement sur les prix indiciels en vigueur pour le gaz naturel. La fixation d'un prix au moyen d'un indice peut être touchée par les combustibles concurrentiels sur ces marchés et par l'offre et la demande de gaz naturel.

Afin de gérer la volatilité des prix du gaz naturel, en date du 31 janvier 2003, EnCana a conclu divers contrats de couverture relatifs au gaz naturel produit. Environ 244 millions de pieds cubes par jour du gaz naturel produit en Alberta ont été vendus à découvert aux termes de contrats sur instruments dérivés, et 9 millions de pieds cubes par jour ont été vendus à découvert aux termes de contrats physiques pour 2003 à un équivalent AECO moyen de 5,89 \$ par millier de pieds cubes. Environ 188 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel produit en Alberta ont été vendus à découvert aux termes de contrats sur instruments dérivés et 10 millions de pieds cubes par jour ont été vendus à découvert aux termes de contrats physiques pour 2003 à un équivalent AECO moyen de 3,52 \$ US par millier de pieds cubes. Environ 287 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel ont été vendus à découvert aux termes de contrats sur instruments dérivés à un prix moyen lié à la NYMEX de 4,10 \$ US par million de BTU pour 2003. Environ 181 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel produit en Alberta ont été vendus à découvert aux termes de contrats sur instruments dérivés pour la période allant de janvier 2003 à décembre 2007 à un prix différentiel moyen NYMEX moins AECO de 0,49 \$ US par million de BTU. Environ 167 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel produit dans les Rocheuses américaines ont été vendus à découvert aux termes de contrats sur instruments dérivés et 218 millions de pieds cubes par jour ont été vendus à découvert aux termes de contrats physiques pour la période allant de janvier 2003 à décembre 2007 à un prix différentiel moyen NYMEX moins le prix des Rocheuses américaines de 0,48 \$ US par million de BTU. EnCana a également vendu à découvert environ 50 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel produit dans les Rocheuses américaines pour la période de janvier 2003 à décembre 2007 à un différentiel moyen NYMEX moins le prix des Rocheuses américaines de 0,38 \$ US par million de BTU conjointement à un tunnel à prime zéro de la NYMEX d'un prix plancher de 2,46 \$ US par million de BTU et d'un prix plafond de 4,90 \$ US par million de BTU.

En plus des ventes de sa production exclusive, EnCana achète et vend du gaz naturel aux fins d'optimiser la rentabilité de ses actifs intermédiaires. En 2002, les ventes de gaz acheté par EnCana ont représenté environ 962 millions de pieds cubes par jour (environ 1,218 millions de pieds cubes par jour en 2001).

En 2002, EnCana a vendu environ 58 pour cent de son gaz naturel selon les prix fondés sur l'AECO (environ 62 pour cent en 2001). Au 31 décembre 2002, EnCana avait pris des mesures, pour 2003, pour vendre une tranche d'environ 23 pour cent de son gaz naturel à des prix fixes, une tranche d'environ 36 pour cent selon un prix fondé sur l'indice AECO et une tranche d'environ 41 pour cent selon un prix fondé sur la NYMEX.

### ***Commercialisation du pétrole brut***

EnCana vend et livre son pétrole brut classique de l'Ouest canadien à des marchés au Canada et aux États-Unis (116 634 barils par jour en 2002 et 105 646 barils par jour en 2001). Habituellement, les ventes de pétrole brut sont effectuées à un terminal de pipeline important, comme celui d'Edmonton, d'Hardisty ou de Cromer, en Alberta, et EnCana conclut des ententes pour le transport intermédiaire sur des réseaux de pipelines d'amenée. Ces ventes peuvent également être effectuées avec livraison à destination des raffineries par l'utilisation de réseaux de pipelines principaux.

La société vend du pétrole brut classique léger non corrosif à divers clients, principalement aux termes de contrats au comptant et de contrats mensuels renouvelés tacitement. Le pétrole lourd est vendu principalement aux termes de contrats renouvelés tacitement ou à terme à un certain nombre de raffineurs situés au Canada et aux États-Unis. EnCana commercialise sa quote-part de la production de Syncrude (31 556 barils par jour en 2002) auprès d'un certain nombre de raffineurs au Canada et aux États-Unis.

EnCana offre des services de commercialisation à un certain nombre d'organismes moyennement rémunération. En 2001, EnCana a agi comme représentant de COS et a commercialisé les volumes de Syncrude revenant à COS (24 555 barils par jour). Ce contrat de représentation de COS s'est poursuivi en janvier 2002 (50 533 barils par jour). Selon l'entente, de février 2002 à décembre 2002, EnCana devait acheter les volumes de Syncrude revenant à COS

pour les revendre (46 108 barils par jour). L'entente de commercialisation visant COS, qui prévoit une rémunération de commercialisation, redeviendra une entente en contrepartie d'honoraires en février 2003 et prendra fin au deuxième trimestre de 2006. EnCana offre également des services de commercialisation au gouvernement de l'Alberta (48 133 barils par jour en 2002 et 36 225 barils par jour en 2001). Ce contrat de représentation a été renouvelé au deuxième trimestre de 2002 et prendra fin au deuxième trimestre de 2007 et comporte également une rémunération de commercialisation. Un autre contrat de commercialisation fait l'objet d'un examen au premier trimestre de 2003 avec la société de personnes Petrovera. Aux termes de ce contrat, EnCana a commercialisé 24 618 barils par jour en 2002 (27 557 barils par jour en 2001), ce qui correspond à la quote-part d'EnCana de la production de la société de personnes Petrovera. Ce contrat prend fin au quatrième trimestre de 2005.

En Équateur, les volumes de pétrole brut d'EnCana sont vendus FAB à l'installation de chargement à Balao (à proximité d'Esmeraldas), en Équateur. Un total de 37 252 barils par jour ont été commercialisés en 2002.

Aux termes d'une lettre d'entente signée en octobre 2001, les négociations se poursuivent à l'égard d'un contrat de vente à long terme visant 25 000 barils par jour avec la société nationale chilienne du pétrole. Une initiative connexe prévoit qu'EnCana fera l'acquisition d'une participation pouvant aller jusqu'à 30 pour cent dans la construction d'un four à coke à Concon, au Chili. Cet investissement est conditionnel à certaines questions, dont la conclusion des ententes financières et commerciales et la conclusion du contrat de vente susmentionné, événements qui devraient survenir au cours du deuxième trimestre de 2003.

Au Royaume-Uni, les volumes de pétrole brut d'EnCana sont commercialisés par l'entremise d'une filiale indirecte de la société. EnCana a commercialisé 10 543 barils par jour en 2002 (10 759 barils par jour en 2001).

Afin de gérer la volatilité des prix du pétrole brut, en date du 31 janvier 2003, EnCana a conclu divers contrats de couverture se rapportant au pétrole brut. Pour 2003, EnCana dispose de tunnels à prime zéro visant 40 000 barils par jour à un prix plancher moyen de 21,95 \$ US par baril et à un prix plafond de 29,00 \$ US par baril. Il y a également, pour 2003, environ 85 000 barils par jour visés par des swaps à prix fixe d'un prix moyen de 25,28 \$ US par baril. Pour 2004, EnCana dispose de tunnels à prime zéro visant 62 500 barils par jour à un prix plancher moyen de 20,00 \$ US par baril et à un prix plafond de 25,69 \$ US par baril. Également en 2004, environ 62 500 barils par jours sont visés par des swaps à prix fixe à un prix moyen de 23,13 \$ US par baril.

### ***Commercialisation des LGN***

En 2002, Kinetic a continué de commercialiser une partie des LGN d'EnCana tirés du bassin occidental principalement dans l'est du Canada et aux États-Unis. Kinetic commercialise également des LGN au nom d'autres parties.

## **GÉNÉRALITÉS**

### **Situation de la concurrence**

Tous les aspects de l'industrie du pétrole et du gaz sont très concurrentiels, et EnCana fait une vive concurrence à d'autres sociétés pétrolières et gazières en ce qui a trait aux acquisitions de réserves, aux baux d'exploration, aux licences et aux concessions, aux actifs intermédiaires et au personnel de l'industrie.

### **Protection de l'environnement**

Les activités mondiales d'EnCana sont assujetties aux lois et aux règlements gouvernementaux en matière de pollution, de protection de l'environnement et de manipulation et de transport de matières dangereuses. Ces lois et ces règlements obligent généralement EnCana à supprimer ou à corriger les effets de ses activités sur l'environnement à ses sites d'exploitation actuels et antérieurs, y compris à démanteler les installations de production et à corriger les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de substances spécifiques. Le comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana approuve les politiques environnementales et supervise le respect des lois et des règlements gouvernementaux. Les programmes de surveillance et de présentation de l'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité dans les activités quotidiennes ainsi que le programme d'inspection et de vérification visent à garantir que les normes environnementales et réglementaires sont respectées. Des plans d'urgence existent pour répondre en temps utile à un fait d'ordre environnemental, et des stratégies correctrices et de remise en état de sites sont utilisées pour restaurer l'environnement.

EnCana s'attend à engager des coûts de restauration des sites à mesure que des biens pétroliers et gaziers sont produits. Toutefois, EnCana ne prévoit pas faire de dépenses extraordinaires importantes relativement au respect des règlements environnementaux en 2003. Le montant des frais d'amortissement et d'épuisement à l'égard de la restauration future de sites pour toutes les activités relatives au pétrole et au gaz naturel prévu dans les états financiers consolidés vérifiés de 2002 de la société s'élevait à environ 119 millions de dollars (102 millions pour les activités en amont en Amérique du Nord et 17 millions pour les activités internationales) et EnCana avait accumulé environ 497 millions de dollars (440 millions de dollars pour les activités nord-américaines et 57 millions de dollars pour les activités internationales) à l'égard de ces coûts futurs au 31 décembre 2002.

Compte tenu des installations et des puits actuels d'EnCana, le coût futur total prévu réparti sur la durée des réserves moins le montant total accumulé au 31 décembre 2002 est estimé à 909 millions de dollars (850 millions de dollars pour les activités en amont en Amérique du Nord et 59 millions de dollars pour les activités en amont internationales).

### Employés

Au 31 décembre 2002, EnCana employait 3 646 personnes en permanence comme l'indique le tableau suivant :

	<b>Nombre d'employés permanents au 31 décembre 2002</b>
Groupe en amont	
Amérique du Nord .....	2 208
International .....	981
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	<u>457</u>
<b>Total</b> .....	<u><u>3 646</u></u>

### Activités à l'étranger

Bien que 90 pour cent des réserves et de la production d'EnCana soient en Amérique du Nord, EnCana est exposée à des risques et des incertitudes puisque des parties de ses activités et de ses actifs connexes sont situés dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord, dont certains sont considérés comme instables sur les plans politique et économique. Ces activités et actifs connexes peuvent être touchés de façon défavorable par des modifications des politiques gouvernementales, l'instabilité sociale ou d'autres événements politiques ou économiques qui sont indépendants de la volonté d'EnCana, y compris l'expropriation de biens ou l'annulation ou la modification de droits contractuels et les restrictions quant au rapatriement d'espèces. La société a pris l'engagement d'atténuer ces risques lorsque c'est possible ou lorsqu'elle le considère justifié.

## RUBRIQUE 5 : PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant fait état des principales informations financières d'EnCana et d'AEC pour les périodes indiquées. Les informations sur EnCana incluent les résultats d'AEC depuis la date de clôture de la fusion. Ainsi, les montants présentés pour EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 tiennent compte des résultats sur 12 mois de PanCanadian ou d'EnCana combinés avec les résultats d'AEC sur une période de neuf mois après la fusion. Les montants d'EnCana pour 2001 et 2000 ne représentent que les résultats de PanCanadian.

	EnCana <sup>1)</sup>			AEC <sup>5)</sup>	
	Exercice terminé le 31 décembre			Exercice terminé le 31 décembre	
	2002	2001	2000	2001	2000
	(en millions de dollars, sauf les montants par action)				
Produits, déduction faite des redevances et des taxes à la production <sup>3)</sup> . . . . .	10 011	4 894	4 366	6 273	5 524
Flux de trésorerie liés à l'exploitation . . . . .	3 821	2 306	2 303	2 023	2 235
Bénéfice net <sup>2),3)</sup> . . . . .	1 224	1 287	1 021	824	922
Total de l'actif <sup>2),3)</sup> . . . . .	31 322	10 800	9 000	14 098	12 382
Dette à long terme <sup>3)</sup> . . . . .	7 395	2 210	964	3 658	2 854
Dette relative au financement de projets . . . . .	—	—	—	584	573
<b>Données par action<sup>2)</sup></b>					
Flux de trésorerie liés à l'exploitation					
Par action — de base . . . . .	9,15	9,02	9,11	13,55	15,53
Par action — dilués . . . . .	8,99	8,81	8,95	12,57	14,89
Bénéfice net					
Par action — de base . . . . .	2,92	5,02	4,02	5,24	6,19
Par action — dilué . . . . .	2,87	4,90	3,95	4,98	5,97
<b>Dividende<sup>4)</sup></b>					
Dividende par action ordinaire . . . . .	0,40	5,00	0,40	0,60	0,40

Notes :

- 1) En juillet 2002, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a fait l'acquisition de la production, des réserves et d'une superficie liées au gaz naturel et aux LGN connexes d'une filiale de Williams en contrepartie d'environ 550 millions de dollars. En mai 2002, des filiales en propriété exclusive d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc. ont fait l'acquisition de la production, des réserves et d'une superficie liées au gaz naturel et aux LGN connexes de filiales d'El Paso en contrepartie d'environ 420 millions de dollars. En octobre 2000, PanCanadian a acheté les divisions d'exploration, de production et des activités intermédiaires et de commercialisation de Montana Power en contrepartie d'environ 689 millions de dollars. Au cours du premier trimestre de 2000, PanCanadian a conclu l'achat de participations de 13,5 pour cent et de 20,2 pour cent dans les champs Scott et Telford, respectivement, dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, en contrepartie d'environ 259 millions de dollars.
- 2) Le 1<sup>er</sup> janvier 2002, la société a adopté de façon rétroactive les modifications des normes comptables canadiennes à l'égard de la conversion des devises étrangères. En conséquence des modifications, tous les gains et pertes de change relativement aux postes monétaires à long terme qui ne peuvent être traités par comptabilité de couverture sont immédiatement comptabilisés dans les résultats. Comme la norme l'exige, tous les chiffres des exercices antérieurs ont été redressés pour tenir compte de la modification de la convention comptable. La modification entraîne une augmentation du bénéfice net de 28 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (2001 — diminution de 17 millions de dollars; 2000 — diminution de 18 millions de dollars). De plus, la société a examiné ses méthodes comptables pour les établissements à l'extérieur du Canada et a déterminé qu'ils sont autonomes. Les comptes des établissements étrangers autonomes sont convertis en utilisant la méthode du taux courant, aux termes de laquelle les actifs et les passifs sont convertis aux cours de clôture, alors que les produits et les charges sont convertis en utilisant les cours moyens de l'exercice. Les gains et les pertes de change relatifs aux établissements sont reportés et inclus dans un poste distinct des capitaux propres. Cette modification de méthode a été adoptée de façon prospective à partir du 5 février 2002 et a entraîné une augmentation du bénéfice net de 2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.
- 3) Après la fusion, la société a décidé de mettre fin aux activités de négociant d'énergie à Houston de sa société remplacée, PanCanadian, qui faisait partie du segment des activités intermédiaires et de commercialisation. Par conséquent, ces activités ont été comptabilisées comme activités abandonnées. Le 9 juillet 2002, la société a annoncé qu'elle envisageait de vendre sa participation directe de 70 pour cent dans Cold Lake et sa participation de 100 pour cent dans Express. Les deux réseaux de pipelines de pétrole brut avaient été acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec AEC le 5 avril 2002. Par conséquent, ces activités ont été comptabilisées comme activités abandonnées.
- 4) La politique d'EnCana en matière de dividendes est examinée chaque année par le conseil d'administration. Dans le cadre de la restructuration de CPL, la société a versé un dividende spécial de 1 180 millions de dollars (4,60 \$ par action ordinaire) le 14 septembre 2001. Les montants indiqués comme dividendes dans les états des bénéfices non répartis consolidés et des flux de trésorerie consolidés incluent le dividende spécial et le dividende trimestriel périodique.
- 5) Tels qu'ils figurent dans la notice annuelle d'AEC datée du 20 février 2002.



## RUBRIQUE 6 : ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

L'analyse par la direction de la situation financière pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 jointe aux états financiers consolidés vérifiés de 2002 est intégrée par renvoi aux présentes.

## RUBRIQUE 7 : MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation d'EnCana sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange et y sont affichées pour négociation. Les titres privilégiés 7,00 pour cent et 8,50 pour cent de la société sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et les titres privilégiés 9,50 pour cent de la société sont inscrits à la New York Stock Exchange, respectivement, et y sont affichés pour négociation.

## RUBRIQUE 8 : ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Les renseignements suivants sont fournis au sujet de chacun des administrateurs et des hauts dirigeants d'EnCana à la date de la présente notice annuelle.

### ADMINISTRATEURS

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Administrateur depuis<sup>10)</sup></u>	<u>Occupation principale</u>
MICHAEL N. CHERNOFF <sup>2),6)</sup> ..... West Vancouver (Colombie-Britannique)	1999	Administrateur d'entreprises
PATRICK D. DANIEL <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta)	2001	Président et chef de la direction Enbridge Inc. <i>(Entreprise d'énergie, de transport et de services)</i>
IAN W. DELANEY <sup>3),5)</sup> ..... Toronto (Ontario)	1999	Président du conseil Sherritt International Corporation <i>(Exploitation de mines de nickel et de cobalt, production de pétrole, de gaz et d'électricité)</i>
WILLIAM R. FATT <sup>1),2),7)</sup> ..... Toronto (Ontario)	1995	Chef de la direction Fairmont Hotels & Resorts Inc. <i>(Hôtels)</i>
MICHAEL A. GRANDIN <sup>3),5),6),8)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1998	Président du conseil et chef de la direction Fording Canadian Coal Trust <i>(Charbon métallurgique)</i>
BARRY W. HARRISON <sup>1),4)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1996	Administrateur d'entreprises et homme d'affaires indépendant
RICHARD F. HASKAYNE, O.C. <sup>3),4)</sup> .... Calgary (Alberta)	1992	Président du conseil TransCanada PipeLines Limited <i>(Pipelines et services énergétiques)</i>
JOHN C. LAMACRAFT <sup>1),3),6)</sup> ..... Toronto (Ontario)	1996	Président du conseil Aber Diamond Corporation <i>(Société de commercialisation de diamants)</i>
DALE A. LUCAS <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1997	Président D.A. Lucas Enterprises Inc. <i>(Entreprise de consultation pour projets énergétiques internationaux)</i>
KEN F. MCCREADY <sup>2),5),9)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1992	Président K. F. McCready & Associates Ltd. <i>(Société de consultation en développement énergétique durable)</i>
GWYN MORGAN <sup>2a),5a)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1993	Président et chef de la direction EnCana Corporation

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Administrateur depuis<sup>10)</sup></u>	<u>Occupation principale</u>
VALERIE A.A. NIELSEN <sup>2),3)</sup> . . . . . Calgary (Alberta)	1990	Administratrice d'entreprises
DAVID P. O'BRIEN <sup>1a),2a),3a),4),5a),6a)</sup> . . . . . Calgary (Alberta)	1990	Président du conseil EnCana Corporation
DENNIS A. SHARP <sup>2),4)</sup> . . . . . Calgary (Alberta)	1998	Président du conseil et chef de la direction UTS Energy Corporation (Société de pétrole et de gaz naturel)
T. DON STACY <sup>1),4),6)</sup> . . . . . Houston (Texas)	1998	Administrateur d'entreprises
JAMES M. STANFORD <sup>3),6)</sup> . . . . . Calgary (Alberta)	2001	Président Stanford Resource Management Inc. (Gestion de placement)

Notes :

- 1) Comité de vérification. (1<sup>er</sup> membre d'office)
- 2) Comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité. (2<sup>es</sup> membre d'office)
- 3) Comité des ressources humaines et de la rémunération. (3<sup>es</sup> membre d'office)
- 4) Comité des candidatures et de la régie d'entreprise.
- 5) Comité de retraite. (5<sup>es</sup> membre d'office)
- 6) Comité des réserves. (6<sup>es</sup> membre d'office)
- 7) M. Fatt était administrateur d'Unitel Communications Inc. en 1995 lorsqu'elle a déposé une demande en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada).
- 8) M. Grandin était administrateur de Pegasus Gold Inc. (« Pegasus ») lorsqu'elle a déposé volontairement une demande de redressement aux termes du Chapitre 11 du code intitulé *Bankruptcy Code* (États-Unis) en janvier 1998. Le *United States Bankruptcy Court, District of Nevada* a confirmé le plan de liquidation conjoint demandé par Pegasus en décembre 1998, et la société remplaçante de Pegasus s'est sortie de la faillite en 1999.
- 9) M. McCready était administrateur de Colonia Corporation, société qui a été mise sous séquestre en octobre 2000. La société a cessé d'être sous séquestre en octobre 2001.
- 10) Indique l'année où chaque personne est devenue un administrateur d'AEC ou de PanCanadian.

Le conseil d'administration d'EnCana n'a pas de comité de direction.

À la date de la présente notice annuelle, la société compte 16 administrateurs. Les règlements administratifs de la société prévoient que tous les administrateurs doivent quitter leur poste à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires et, sous réserve des restrictions quant à l'âge de la retraite obligatoire établies par le conseil d'administration, tous les administrateurs sont admissibles à la réélection.

## Hauts dirigeants

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Poste</u>
GWYN MORGAN . . . . . Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction
RANDALL K. ERESMAN . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur principal et chef de l'exploitation
DAVID J. BOONE . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur
Brian C. Ferguson . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise
GERALD J. MACEY . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur
R. WILLIAM OLIVER . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur
GERARD J. PROTTI . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur des relations d'entreprise
DRUDE RIMELL . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-présidente directrice des services à l'entreprise
JOHN D. WATSON . . . . . Calgary (Alberta)	Vice-président directeur et chef des finances

Au cours des cinq dernières années, tous les administrateurs et hauts dirigeants ont occupé diverses fonctions au sein d'EnCana ou des sociétés qu'elle a remplacées ou ont exercé l'occupation principale indiquée en regard de leur nom, sauf pour ce qui est des personnes suivantes :

M. Chernoff est géologue et ingénieur de profession. Il a été président de Pacalta Resources Ltd. de 1988 à 1996 et président du conseil d'administration de 1988 à mai 1999.

M. Daniel a été président et chef de l'exploitation d'Interprovincial Pipe Line Corporation de mai 1994 à janvier 2001.

M. Fatt a été président du conseil et chef de la direction de FHR Holdings Inc. (auparavant Canadian Pacific Hotels & Resorts Inc.) de janvier 1998 à octobre 2001 et il a été vice-président directeur et chef des finances de Canadien Pacifique Limitée de janvier 1994 à décembre 1997.

M. Grandin est devenu président du conseil et chef de la direction de Fording Canadian Coal Trust en février 2003 et en est administrateur depuis octobre 2001. Il a été président de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002, vice-président directeur et chef des finances de Canadien Pacifique Limitée de décembre 1997 à octobre 2001 et vice-président du conseil et administrateur de Midland Walwyn Capital Inc. d'octobre 1996 à novembre 1997.

M. Harrison a été président de Black Sea Energy Ltd. de février 1998 à octobre 1998 et président de Quest Oil & Gas Inc. d'octobre 1996 à avril 1997.

M. Haskayne a été président du conseil de Fording Inc. d'octobre 2001 jusqu'à février 2003 et a été président du conseil de NOVA Corporation d'avril 1992 jusqu'à la fusion de cette société avec TransCanada PipeLines Limited en juillet 1998.

M. Lamacraft a agi comme président du conseil et administrateur de Jascan Resources de juillet 1989 à octobre 2000. Il a agi comme président et chef de la direction de Conwest Exploration Corporation Limited à compter de 1979 et comme administrateur à compter de 1974 jusqu'en janvier 1996, lorsque Conwest Exploration Corporation a été acquise par AEC.

M. O'Brien a été président du conseil et chef de la direction de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002 et président du conseil, président et chef de la direction de Canadien Pacifique Limitée de mai 1996 à octobre 2001.

M. Sharp a été président du conseil et chef de la direction de CS Resources Limited de janvier 1984 à juillet 1997, et il est président du conseil et chef de la direction d'UTS Energy Corporation depuis février 1998.

M. Stacy a été président du conseil et président de Pétroles Amoco du Canada Ltée de 1986 à 1993 et, ensuite, président du conseil et président d'Amoco Eurasia Petroleum Corporation Ltd. de 1993 jusqu'à 1997.

M. Stanford a été président et chef de la direction de Petro-Canada de janvier 1993 à janvier 2000.

M. Boone a été directeur de l'expansion de l'entreprise pour l'Afrique occidentale chez Exxon Upstream Development Company d'octobre 1998 à février 2000 et, auparavant, il avait occupé divers postes chez Imperial Oil Limited.

Tous les administrateurs et dirigeants d'EnCana énumérés précédemment étaient propriétaires véritables, au 19 février 2003, directement ou indirectement, de 1 166 541 actions ordinaires représentant 0,24 pour cent des actions comportant droit de vote émises et en circulation d'EnCana, exerçaient un contrôle ou avaient la haute main sur de telles actions. Les administrateurs et les dirigeants détenaient des options visant 2 965 660 actions ordinaires supplémentaires.

Les investisseurs devraient savoir que certains des administrateurs et des dirigeants de la société sont administrateurs et dirigeants d'autres sociétés fermées et ouvertes. Certaines de ces sociétés fermées et ouvertes peuvent, à l'occasion, participer à des opérations commerciales ou entretenir des relations bancaires qui peuvent provoquer des situations conflictuelles. Tout tel conflit sera réglé conformément aux procédures et aux exigences des dispositions pertinentes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, y compris en ce qui a trait au devoir de ces administrateurs et dirigeants d'agir honnêtement et de bonne foi dans l'intérêt fondamental de la société.

## RUBRIQUE 9 : RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs de titres d'EnCana et les options d'achat de titres, figurent dans la circulaire d'information relativement à la dernière assemblée annuelle des actionnaires d'EnCana qui portait sur l'élection des administrateurs. Des données financières supplémentaires figurent dans les états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

Lorsque ses titres font l'objet d'un placement au moyen d'un prospectus simplifié ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard d'un placement de ses titres, EnCana remettra à toute personne, sur demande adressée au secrétaire comme il est mentionné ci-après, les documents suivants :

- i) un exemplaire de la notice annuelle d'EnCana, avec un exemplaire de tout document, ou des pages pertinentes de tout document, intégré par renvoi dans la notice annuelle;
- ii) un exemplaire des états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour son dernier exercice complet ayant fait l'objet d'un dépôt, avec le rapport des vérificateurs y afférent, et un exemplaire des derniers états financiers intermédiaires d'EnCana qui ont été déposés, le cas échéant, et publiés après la clôture de son dernier exercice complet;
- iii) un exemplaire de la circulaire de sollicitation de procurations d'EnCana à l'égard de sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle des administrateurs ont été élus;
- iv) un exemplaire de tous autres documents qui sont intégrés par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou dans le prospectus simplifié et qui n'ont pas à être fournis aux termes des alinéas i) à iii) qui précèdent.

À tout autre moment, EnCana fournira à toute personne, sur demande adressée au secrétaire comme il est mentionné ci-après, un exemplaire de tout document auquel il est fait référence aux alinéas i), ii) et iii) qui précèdent, à la condition qu'elle puisse exiger le paiement de frais raisonnables si la demande est faite par une personne ou une société qui n'est pas un porteur de titres d'EnCana.

Pour recevoir des exemplaires supplémentaires de la présente notice annuelle ou l'un des documents énumérés dans les paragraphes précédents, veuillez communiquer avec :

Kerry D. Dyte  
Chef du contentieux et secrétaire général  
EnCana Corporation  
1800, 855 – 2<sup>nd</sup> Street S.W.  
P.O. Box 2850  
Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5

Service de l'expansion de l'entreprise  
Téléphone : (403) 645-2000  
Télécopieur : (403) 645-4617