



## NOTICE ANNUELLE

Le 25 février 2004

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
RENSEIGNEMENTS PRÉLIMINAIRES .....	1
REMARQUE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS .....	2
REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....	3
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE .....	5
Dénomination sociale et constitution .....	5
Liens intersociétés .....	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ .....	6
Activités en amont .....	6
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	10
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ .....	11
DIVISION EN AMONT .....	11
Canada .....	11
États-Unis .....	17
Équateur .....	19
Royaume-Uni .....	20
Activités d'exploration internationales des nouvelles entreprises .....	21
ACTIVITÉS INTERMÉDIAIRES ET DE COMMERCIALISATION .....	22
Activités intermédiaires .....	22
Commercialisation .....	24
RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....	26
Données sur les quantités des réserves .....	26
Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz .....	28
Volume des ventes quotidiennes, taux des redevances et résultats par unité d'exploitation .....	32
Activités de forage .....	41
Emplacement des puits .....	42
Participation dans des actifs importants .....	43
Acquisitions, aliénations et dépenses en immobilisations .....	44
Engagements futurs .....	44
GÉNÉRALITÉS .....	45
PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES .....	47
RAPPORT DE GESTION .....	48
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	48
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS .....	48
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....	52
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES .....	57
ANNEXE A — Rapports sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants .....	58
ANNEXE B — Rapports des dirigeants et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations .....	61

## RENSEIGNEMENTS PRÉLIMINAIRES

EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») a été formée le 5 avril 2002 par le regroupement des entreprises (la « fusion ») Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et 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, suivant 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 de 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.

Dans la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire ou à moins que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois à « EnCana » ou à la « 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.

À moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers inclus et intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle sont déterminés suivant les principes comptables généralement reconnus au Canada (les « PCGR canadiens »), qui sont différents des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis (les « PCGR américains »). Les notes afférentes aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana présentent un exposé des principales différences entre les résultats financiers d'EnCana calculés suivant les PCGR canadiens et ceux calculés suivant les PCGR américains.

Conformément aux PCGR canadiens, les états financiers consolidés d'EnCana comprennent les résultats de PanCanadian avant la fusion, mais ne comprennent pas les résultats se rapportant aux activités d'AEC avant la fusion. Par conséquent, à moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers contenus dans la présente notice annuelle pour 2002 et pour les périodes antérieures ne tiennent pas compte des résultats d'AEC avant la fusion. À moins d'indication contraire, les autres renseignements statistiques et résultats d'exploitation sont présentés de la même façon.

**À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars américains et par « dollars » ou « \$ », on entend des dollars américains et par « dollars CA », on entend des dollars canadiens.** Pour les exercices terminés avant le 31 décembre 2003, tous les états financiers consolidés vérifiés d'EnCana étaient présentés en dollars canadiens. Afin de présenter en dollars américains les montants qui étaient auparavant exprimés en dollars canadiens, les montants en question ont été convertis en dollars américains comme il est indiqué à la note 2 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Les dépenses en immobilisations prévues pour 2004 qui devraient être engagées en dollars canadiens ont été converties en dollars américains au taux de 0,73 \$ américain pour un dollar canadien.

## REMARQUE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient certains énoncés prospectifs (*forward-looking statements*) au sens de la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*. Les énoncés prospectifs se distinguent généralement par des mots tels que « prévoir », « croire », « estimer », « envisager », « avoir l'intention de » ou des mots semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle comprennent notamment des déclarations relatives à ce qui suit : le niveau des investissements de capitaux et leur affectation, les projets de forage ainsi que leur calendrier et leur emplacement, les niveaux de production et le calendrier de réalisation de ces niveaux, la capacité des gazoducs, les estimations des réserves, l'échéancier de la construction du pipeline Ekwan, l'échéancier de l'agrandissement de l'installation de stockage de Wild Goose, l'échéancier de la construction de l'installation de stockage de Countess et l'utilisation de sa capacité, l'utilisation des aménagements se rapportant à l'installation de stockage de gaz de Hythe et le calendrier s'y rapportant, les conséquences futures de l'ordonnance rendue en septembre 2003 par la Alberta Energy and Utilities Board concernant la fermeture de puits, la capacité de stockage, les dépenses devant être engagées pour respecter les règlements sur l'environnement, les coûts de revalorisation des sites, y compris les frais de mise en valeur et d'abandon, le calendrier et la réalisation des acquisitions, le calendrier et la construction de l'installation de stockage de Starks, les flux de trésorerie nets, l'expansion géographique, la quantité de vapeur produite par l'installation de cogénération de Foster Creek et l'utilisation de cette vapeur, l'amélioration du niveau de récupération du gisement pétrolifère de Weyburn, les projets de levés sismiques, le prix de valorisation obtenu par EnCana, les augmentations prévues des volumes de pétrole acheminés par le pipeline OCP et les énoncés prospectifs mentionnés dans le rapport de gestion de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, lequel est intégré par renvoi à la présente notice annuelle.

Les lecteurs ne doivent pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, étant donné qu'aucune garantie ne peut être donnée quant à la concrétisation des projets, des intentions ou des prévisions sur lesquels reposent les énoncés prospectifs. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses ainsi que des risques et des incertitudes connus et inconnus, tant généraux que particuliers, qui augmentent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas. Même si EnCana croit que les attentes représentées par les énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne permet de garantir qu'elles se révéleront exactes. Parmi les risques et autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats soient considérablement différents de ceux indiqués dans les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle, on trouve notamment les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel, les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt, l'offre et la demande des produits, la concurrence sur le marché, les risques inhérents aux activités intermédiaires et aux activités d'EnCana liées au pétrole et au gaz naturel menées en Amérique du Nord et à l'étranger, les risques liés à la guerre, aux hostilités, aux insurrections et à l'instabilité touchant les pays où EnCana et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes, les risques inhérents aux activités de commercialisation d'EnCana et de ses filiales, y compris le risque de crédit, l'imprécision de l'estimation des réserves et de l'estimation des quantités récupérables de pétrole, de gaz naturel et de liquides provenant des gisements de ressources et d'autres sources qui ne sont pas actuellement considérées comme des réserves prouvées, la capacité d'EnCana et de ses filiales à remplacer et à accroître les réserves de pétrole et de gaz naturel, la capacité d'EnCana à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation suffisants pour remplir ses obligations actuelles et futures, la capacité d'EnCana de faire appel à des sources externes de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres, la conjoncture économique et commerciale générale, la capacité d'EnCana à conclure ou à reconduire des baux, le calendrier et le coût de la construction des pipelines, des puits et des installations de stockage de gaz, la capacité d'EnCana à faire des investissements de capitaux et leur montant, l'imprécision des estimations relatives aux dates, aux coûts et aux niveaux de production et de forage, les résultats des activités d'exploration, de mise en valeur et de forage, l'imprécision des estimations relatives à la capacité de production future, la capacité d'EnCana et de ses filiales à assurer le transport adéquat des produits, l'incertitude concernant les montants et le calendrier des paiements de redevances, l'imprécision de l'estimation des ventes de produits, l'évolution de l'environnement, notamment la réglementation en matière d'environnement, les risques liés aux mesures de réglementation et aux poursuites judiciaires actuelles et futures éventuelles à l'encontre d'EnCana et de ses filiales, la situation politique et économique des pays où EnCana et ses filiales exercent des activités,

notamment en Équateur, le risque que les synergies attendues de la fusion ne se produisent pas, la difficulté à obtenir les approbations réglementaires nécessaires ainsi que les autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par EnCana auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la *Securities and Exchange Commission* (la « SEC ») des États-Unis. Les déclarations concernant les « réserves » sont réputées des énoncés prospectifs, car elles comportent une évaluation implicite, reposant sur certaines estimations et hypothèses, selon laquelle les réserves décrites existent dans les quantités prévues ou estimées et qu'elles peuvent être produites de façon rentable à l'avenir. Les lecteurs doivent savoir que la liste des facteurs importants qui précède n'est pas exhaustive. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle portent la date des présentes et EnCana n'est pas tenue de les mettre à jour publiquement ni de les réviser par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle doivent être expressément lus sous réserve de la présente mise en garde.

### **REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

En 2003, les autorités canadiennes en valeurs mobilières (sauf le Québec) ont adopté l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 (l'« IG 51-101 »), qui impose de nouvelles obligations d'information concernant les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. L'IG 51-101 et son instruction complémentaire prévoient expressément des dispenses de certaines obligations d'information prescrites par l'IG 51-101 qui peuvent être accordées aux sociétés qui sont actives sur les marchés de capitaux aux États-Unis, les autorisant à utiliser les normes exigées par le SEC afin d'assurer la comparabilité de l'information sur le pétrole et le gaz à celle fournie par les émetteurs américains et d'autres émetteurs internationaux. EnCana a obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières l'autorisant à fournir l'information conformément aux exigences légales pertinentes de la SEC. Par conséquent, les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz incluses ou intégrées par renvoi dans la présente notice annuelle sont présentées conformément aux pratiques et exigences d'information des États-Unis. Ces renseignements, ainsi que les renseignements qu'EnCana publiera à l'avenir en s'appuyant sur la dispense, peuvent différer des renseignements correspondants préparés conformément aux normes de l'IG 51-101.

Les principales différences entre les exigences américaines et celles de l'IG 51-101 sont les suivantes :

- i) les normes américaines exigent uniquement la divulgation des réserves prouvées, tandis que l'IG 51-101 exige la divulgation des réserves prouvées et probables, et ii) les normes américaines exigent que les réserves et les produits d'exploitation nets futurs connexes soient estimés en fonction de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation, c'est-à-dire aux prix et coûts établis à la date à laquelle l'estimation est faite, tandis que l'IG 51-101 exige la divulgation des réserves prouvées et des produits d'exploitation nets futurs connexes estimés en fonction de prix et de coûts constants au dernier jour de l'exercice, et la divulgation des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs connexes estimés en fonction de prix et coûts prévisionnels. Les définitions des réserves prouvées sont également différentes; toutefois, selon le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (la source de référence pour la définition des réserves prouvées aux termes de l'IG 51-101), les différences dans les quantités de réserves prouvées estimatives fondées sur des prix constants devraient être minimales. EnCana est d'accord avec cette assertion.

EnCana a déclaré les quantités de réserves prouvées suivant les normes contenues dans le Règlement S-X des États-Unis, et la mesure standardisée de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs tirés des réserves de pétrole et de gaz prouvées, conformément au *Statement of Financial Accounting Standards No. 69* des États-Unis, (« *Disclosure About Oil and Gas Producing Activities* (la « FAS No. 69 »).

Suivant les normes d'information des États-Unis, les renseignements sur la production et les réserves sont indiqués sur une base nette (déduction faite des redevances). À moins d'indication contraire, les renseignements sur la production et les réserves présentés dans la présente notice annuelle sont indiqués suivant la même base.

Dans la présente notice annuelle, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep »), à raison de six mille pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») pour un baril. Les bep peuvent être trompeurs, particulièrement s'ils sont utilisés seuls. Le taux de conversion de bep de six kpi<sup>3</sup> pour un baril est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et qui ne représente pas l'équivalence à la tête du puits.

## STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

### Dénomination sociale et constitution

Comme il est décrit à la rubrique « Renseignements préliminaires », EnCana Corporation est issue de la fusion d'AEC et de PanCanadian. EnCana a été constituée en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA »).

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 LCSA le 26 juin 2001 pour être en mesure de participer à la restructuration 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, dont 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 réorganisation 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, S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5.

### Liens intersociétés

Le tableau suivant indique le nom, le pourcentage de titres comportant droit de vote dont les principales filiales et sociétés de personnes d'EnCana sont propriétaires et le territoire de constitution de prorogation ou de formation de ces filiales et sociétés de personnes 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 globaux consolidés d'EnCana au 31 décembre 2003 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, de prorogation ou de constitution</u>
EnCana Oil & Gas Partnership .....	100	Alberta
EnCana Midstream & Marketing .....	100	Alberta
EnCana West Ltd.....	100	Alberta
Alenco Inc.....	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc. ....	100	Delaware
McMurry Oil Company .....	100	Wyoming
EnCana Marketing (USA) Inc.....	100	Delaware

Note :

1) Comprend une participation indirecte.

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 2003 ou pour l'exercice terminé à cette date.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

EnCana est l'une des principales sociétés indépendantes de production et d'exploration de pétrole et de gaz naturel au monde en termes de propriétés foncières et de production au 31 décembre 2003. 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 produit et commercialise du gaz naturel, du pétrole brut et des liquides de gaz naturel (« LGN ») au Canada et aux États-Unis et se livre à l'exploration de ces ressources. EnCana exerce également des activités d'exploration et de production à l'échelle internationale, y compris des activités de production en Équateur et au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni. EnCana détient des participations dans des actifs et des activités intermédiaires, y compris des installations de traitement et de collecte de LGN et de stockage de gaz naturel, des centrales électriques et des pipelines.

À la réalisation 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, explorations extracôtières et de nouvelles entreprises, activités intermédiaires et commercialisation. Au cours de 2003, EnCana a restructuré son organisation et exerce maintenant ses activités sous deux divisions principales : i) activités en amont et ii) 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.

### ACTIVITÉS EN AMONT

La division des activités en amont dirige les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut, ainsi que d'autres activités connexes d'EnCana. La majorité des activités en amont d'EnCana sont menées au Canada, aux États-Unis, en Équateur et au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni. Les activités d'exploration des nouvelles entreprises internationales se concentrent principalement sur les occasions qui se présentent en Afrique, en Amérique du Sud et au Moyen-Orient.

#### Canada

Les activités en amont canadiennes d'EnCana se divisent en deux régions : la région des plaines canadienne et la région frontalière et des contreforts canadienne.

##### *Région des plaines canadienne*

La région des plaines canadienne de l'Ouest canadien englobe les activités de production de gaz naturel d'EnCana, qui se déroulent dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan ainsi que les projets de pétrole brut de la société qui sont réalisés dans le nord-est de l'Alberta, dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan et les projets de méthane de houillère réalisés dans le sud de l'Alberta.

EnCana cherche à découvrir du gaz naturel dans des horizons à faible et à grande profondeur et a fait plusieurs découvertes au cours des trois dernières années. EnCana participe également à des projets de mise en valeur de pétrole brut, notamment des travaux de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV ») réalisés 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. En 2003, la société a terminé l'agrandissement du projet de Foster Creek visant à accroître la production et à dépasser sa capacité initiale. À la fin de 2003, EnCana avait terminé la troisième phase d'un projet de mise en valeur en sept phases, soit l'injection de dioxyde de carbone

(« CO<sub>2</sub> ») miscible à Weyburn, en Saskatchewan. Il existe actuellement 32 schémas, ou répartitions géométriques de puits, en activité sur un total prévu de 75 schémas.

L'exploration du méthane de houillère (gaz naturel extrait de filons de charbon), au cours des trois dernières années, a permis la mise en valeur d'un nombre de projets pilotes de méthane de houillère situés sur le bloc Palliser au sud de l'Alberta. Au cours du dernier semestre de 2003, EnCana a poursuivi la mise en valeur de méthane de houillère en forant environ 200 puits dans le bloc Palliser.

En février 2003, EnCana a vendu une participation de 10 pour cent dans la coentreprise Syncrude (« Syncrude ») à Canadian Oil Sands Limited (« COS ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 690 millions de dollars (1,0 milliard de dollars CA). En juillet 2003, COS a acquis le restant de la participation de 3,75 pour cent d'EnCana dans Syncrude et une redevance dérogatoire pour une contrepartie en espèces nette d'environ 309 millions de dollars (427 millions de dollars CA), portant à environ 1,0 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars CA) la contrepartie en espèces nette tirée des ventes. Ces deux opérations sont assujetties à des ajustements après la clôture.

En février 2004, EnCana a vendu sa participation de 53,3 pour cent dans Petrovera Resources (« Petrovera ») pour une contrepartie d'environ 285 millions de dollars (374 millions de dollars CA), compte non tenu des ajustements au fonds de roulement. Petrovera est une société de personnes de l'Alberta qui produit du pétrole brut dans l'Ouest canadien. La part d'EnCana dans la production nette de Petrovera a été d'en moyenne 17 500 barils par jour de pétrole brut en 2003.

### *Région frontalière et des contreforts canadienne*

La région frontalière et des contreforts canadienne englobe les activités d'exploration, de production et de mise en valeur de pétrole brut et de gaz naturel d'EnCana réalisées dans le nord de l'Alberta et en Colombie-Britannique. Elle comprend également les activités d'exploration et de mise en valeur d'EnCana au large de la côte est du Canada et dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 2003, EnCana a fait l'acquisition d'environ 500 000 acres nettes de terrains de mise en valeur de gaz naturel prometteurs à Cutbank Ridge, dans les contreforts de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. En septembre 2003, EnCana a acheté une participation majoritaire dans 39 parcelles de terrains totalisant approximativement 350 000 acres nettes pour une contrepartie d'environ 270 millions de dollars (369 millions de dollars CA). La société avait déjà acquis environ 150 000 acres nettes au moyen d'achats et d'échanges de terrains avec d'autres sociétés et de la vente de terres publiques, qui ont résulté en un avoir foncier totalisant environ 500 000 acres nettes.

La société a mis en valeur une importante position foncière au large de la côte est du Canada. Depuis la découverte de gaz naturel à Deep Panuke en 1999, EnCana a réalisé un programme d'exploration actif, de façon indépendante et en collaboration avec des associés. En février 2003, EnCana a demandé l'ajournement de la procédure d'approbation réglementaire visant la mise en valeur extracôtière à Deep Panuke. En décembre 2003, après avoir foré deux puits d'exploration fructueux, Margaree et MarCoh, EnCana a entrepris des travaux sur un nouveau projet en vue d'une mise en valeur extracôtière éventuelle à Deep Panuke.

### **États-Unis**

Les participations d'EnCana aux États-Unis sont situées principalement dans les Rocheuses américaines, dans le nord du Texas, dans le golfe du Mexique et en Alaska. La mise en valeur des États-Unis en tant que région principale a débuté en juin 2000 lorsque EnCana Oil & Gas (USA) Inc., 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 ») pour une contrepartie globale d'environ 778 millions de dollars, y compris la prise en charge de dettes. Les principales propriétés en production de McMurry se trouvent dans le champ de gaz naturel Jonah, situé dans le bassin Green River dans le sud-ouest du Wyoming.

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 220 millions de dollars. Les principales propriétés en production de Ballard se trouvent dans le champ de gaz naturel de Mamm Creek, situé dans le bassin Piceance dans le nord-ouest du Colorado.

Après l'acquisition de McMurry en juin 2000 et le regroupement de certaines des filiales américaines d'EnCana en décembre 2000, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. possédait indirectement l'ensemble des participations de commanditaire dans Jonah Gas Gathering Corporation, une société en commandite du Wyoming qui était propriétaire de réseau de collecte de gaz Jonah. En septembre 2001, la participation indirecte d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc. dans Jonah Gas Gathering Corporation a été vendue pour un produit d'environ 360 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 de LGN connexes ainsi que d'une superficie auprès de filiales d'El Paso Corporation (« El Paso ») en contrepartie d'environ 275 millions de dollars. Les principales propriétés en production acquises auprès 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 de LGN connexes ainsi que d'une superficie auprès d'une filiale de The Williams Companies (« Williams ») en contrepartie d'environ 350 millions de dollars. Les principales propriétés en production acquises auprès de la filiale de Williams sont situées dans les champs de gaz naturel Jonah dans le sud-ouest du Wyoming.

En juillet 2003, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a acquis les actions ordinaires de Savannah Energy Inc. (« Savannah ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 91 millions de dollars. Cette acquisition comprenait des participations dans des réserves mises en valeur et non mises en valeur, dans la production de gaz naturel et de LGN connexes ainsi que dans une superficie située dans le nord du Texas.

En octobre 2003, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a fait l'acquisition de la production et des réserves de gaz naturel et de LGN connexes ainsi que d'une superficie auprès de Mesa Hydrocarbons LLC (« Mesa ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 100 millions de dollars. Les principales propriétés en production acquises auprès de Mesa sont situées dans le bassin de Piceance dans le nord-ouest du Colorado.

Également en octobre 2003, EnCana Energy Resources Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, s'est départie de sa production et de ses réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN connexes, d'une superficie et d'installations situées principalement au Montana pour une contrepartie en espèces nette d'environ 85 millions de dollars.

Dans le golfe du Mexique, une filiale d'EnCana a participé à la découverte de pétrole de Llano en 1998. En octobre 2003, cette participation sans exploitation dans la découverte de Llano a été échangée contre des participations supplémentaires dans les champs de Scott et de Telford au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, qui ont été reçues par une autre filiale d'EnCana.

EnCana a accru ses avoirs fonciers dans le golfe du Mexique en vendant des concessions, en concluant des accords d'amodiation, en participant à des échanges et en faisant des acquisitions. Plusieurs puits d'exploration ont été forés au cours des trois dernières années, notamment ceux se rapportant à une participation sans exploitation de 25 pour cent dans une importante découverte de pétrole brut à Tahiti en 2002. Une découverte en eaux profondes dans le golfe du Mexique à Sturgis a été annoncée en octobre 2003, dans laquelle EnCana détient une participation sans exploitation de 25 pour cent.

## **Équateur**

EnCana a commencé des activités en Équateur en 1999 après avoir acquis Pacalta Resources Ltd. pour une contrepartie globale d'environ 703 millions de dollars, région où elle se livre à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole brut principalement dans le bassin Oriente. Au cours du quatrième trimestre de 2000, EnCana a pris un intérêt dans une participation sans exploitation de 40 pour cent dans le bloc 15 du bassin Oriente. La société a de plus accru ses activités en Équateur en janvier 2003

lorsqu'elle a acquis des réserves et une production additionnelles auprès de Vintage Petroleum, Inc. (« Vintage ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 116 millions de dollars.

En novembre 2003, EnCana s'est départie de sa participation dans le bloc 27 du bassin Oriente pour une contrepartie en espèces nette d'environ 14 millions de dollars.

EnCana est membre du consortium qui a construit le pipeline Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP ») en Équateur en août 2003. Le pipeline est entré en service en novembre 2003, et sa capacité est de 450 000 barils par jour. EnCana détient une participation indirecte de 36,3 pour cent dans OCP et s'est engagée à expédier environ 108 000 barils par jour pendant 15 ans.

### **Royaume-Uni**

En janvier 2000, EnCana a conclu l'achat de participations de 13,5 pour cent et de 20,2 pour cent dans les champs de pétrole brut de Scott et de Telford, respectivement, au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, pour une contrepartie en espèces nette d'environ 177 millions de dollars. En octobre 2003, par suite de l'échange de Llano mentionné précédemment, EnCana a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,0 pour cent dans chacun des champs de Scott et de Telford. La société a également pris la direction de l'exploitation des champs de Scott et de Telford. Au début de 2004, EnCana a conclu l'achat de participations supplémentaires de 13,5 pour cent et de 20,2 pour cent dans les champs de Scott et de Telford, respectivement, pour une contrepartie en espèces nette d'environ 126 millions de dollars. EnCana détient maintenant 41,0 pour cent du champ de Scott et 54,3 pour cent du champ de Telford.

Au printemps de 2001, la société a fait une importante découverte de pétrole brut au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni à Buzzard. En novembre 2003, le ministère du Commerce et de l'Industrie du Royaume-Uni a approuvé le programme de mise en valeur de Buzzard.

### **Activités d'exploration internationale des nouvelles entreprises**

EnCana a investi une partie minime (soit moins de 5 pour cent) de son capital dans des travaux d'exploration très prometteurs réalisés à l'extérieur de ses principales régions géographiques, principalement en Afrique, en Amérique du Sud et au Moyen-Orient.

## ACTIVITÉS INTERMÉDIAIRES ET DE COMMERCIALISATION

Les activités intermédiaires d'EnCana se composent principalement d'activités liées au stockage de gaz naturel et au traitement de LGN et d'activités liées à la production d'électricité.

EnCana continue d'étendre son réseau de stockage de gaz naturel sur le continent nord-américain. Elle a agrandi l'installation de stockage de Wild Goose dans le nord de la Californie et complété la première phase de l'installation de stockage de Countess, située à l'est de Calgary. L'agrandissement de Wild Goose devrait être terminé en avril 2004. La première phase de la nouvelle installation de Countess a commencé à produire en octobre 2003.

Également en octobre 2003, EnCana Gas Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a annoncé qu'elle prévoyait construire une nouvelle installation de stockage de gaz naturel à gros débit dans le sud-ouest de la Louisiane, appelée le projet Starks. La première phase de l'installation devrait être pleinement fonctionnelle d'ici le troisième trimestre de 2005.

En décembre 2001, EnCana a vendu sa participation de 100 pour cent dans Alberta Oilsands Pipeline Ltd., propriétaire du réseau de pipelines des sables bitumineux de l'Alberta, en contrepartie d'environ 137 millions de dollars (218 millions de dollars CA).

En janvier 2003, EnCana a conclu la vente de sa participation indirecte de 70 pour cent dans le réseau de pipelines Cold Lake (« Cold Lake ») en contrepartie d'environ 270 millions de dollars (425 millions de dollars CA). La société a conservé une capacité de transport de pétrole brut sur le pipeline pour sa production en raison de contrats à long terme en vigueur. EnCana a également conclu la vente de sa participation indirecte de 100 pour cent dans le réseau de pipelines Express (« Express ») en janvier 2003 en contrepartie d'environ 778 millions de dollars (1,2 milliard de dollars CA), notamment la prise en charge d'une dette par l'acheteur d'environ 385 millions de dollars (600 millions de dollars CA). EnCana a conservé une capacité de transport du pétrole brut sur le réseau en raison de contrats à long terme en vigueur.

Les activités de commercialisation d'EnCana comprennent la vente et la livraison de produits qu'elle produit et l'achat de produits auprès d'entreprises indépendantes, principalement afin d'optimiser ses actifs intermédiaires et de maximiser les ententes de transport qui ne sont pas pleinement utilisées pour la propre production de la société. La production de LGN d'EnCana dans l'Ouest canadien est commercialisée par l'entremise de Kinetic Resources (LPG), société de personnes albertaine dans laquelle EnCana détient une participation indirecte de 75 pour cent, et de Kinetic Resources (U.S.A.), société de personnes du Michigan dans laquelle EnCana détient une participation indirecte de 75 pour cent (collectivement, « Kinetic »). EnCana fournit ses services de commercialisation de pétrole brut à un nombre limité de sociétés indépendantes, moyennant des honoraires.

Toutes les activités commerciales avec des négociants d'énergie établis à Houston ont été interrompues après la fusion en 2002.

## DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

EnCana exploite son entreprise par l'entremise de deux divisions principales : i) la division en amont et ii) la division intermédiaire et commercialisation.

### DIVISION EN AMONT

La majorité des activités en amont d'EnCana sont situées au Canada, aux États-Unis, en Équateur et dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni. Les activités d'exploration internationale des nouvelles entreprises visent surtout des occasions qui se présentent en Afrique, en Amérique du Sud et au Moyen-Orient.

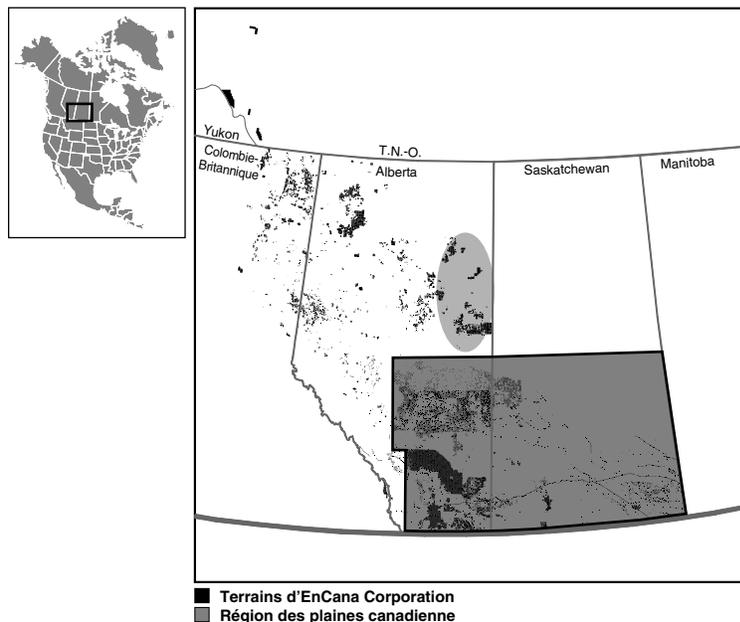
Au 31 décembre 2003, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 957 millions de barils de pétrole brut et de LGN et 8,4 billions de pieds cubes de gaz naturel, selon une estimation faite par des évaluateurs de réserves indépendants agréés. Les réserves mises en valeur prouvées comprennent environ 61 pour cent du total des réserves prouvées nettes. Se reporter à la rubrique « Réserves et autres données sur le pétrole et le gaz ».

*Dans l'exposé qui suit, les renseignements comparatifs sur la production de 2002 sont présentés d'après les résultats consolidés de PanCanadian et d'AEC pour les périodes antérieures à la fusion.*

### Canada

L'Ouest canadien constitue l'assise principale d'EnCana, surtout en raison de la position prédominante de la société dans le secteur au niveau des avoirs fonciers, puisqu'elle détient environ 25,1 millions d'acres brutes (environ 21,5 millions d'acres nettes, dont environ 15,1 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ un quart de ces terrains visent 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 provenant des terrains dont le gouvernement détient les droits miniers.

#### *Région des plaines canadienne*



La région des plaines canadienne englobe les activités de production de gaz naturel d'EnCana dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan ainsi que les projets de mise en valeur de pétrole brut de la société,

notamment les projets de récupération thermique à Foster Creek et à Christina Lake utilisant la technologie DGMV et un projet d'injection de CO<sub>2</sub> miscible à Weyburn. La région comprend également les projets de méthane de houillère d'EnCana dans le sud de l'Alberta.

En 2004, les investissements de capitaux d'EnCana dans les programmes principaux concernant des projets de gaz naturel dans la région des plaines canadienne devraient représenter environ 860 millions de dollars, dont quelque 20 millions de dollars pour l'exploration et quelque 840 millions de dollars pour la mise en valeur. EnCana prévoit forer environ 3 450 puits bruts de gaz naturel (3 300 puits nets) dans cette région en 2004. En 2004, les investissements de capitaux dans les projets de pétrole brut devraient représenter environ 390 millions de dollars, principalement pour les projets de mise en valeur, dont quelque 180 millions de dollars pour les projets de DGMV et le forage d'environ 570 puits bruts de pétrole (560 puits nets).

Le texte qui suit contient une description des principales activités ou des régions productives d'EnCana dans la région des plaines canadienne.

### Suffield

Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation moyenne de 99 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 1,1 million d'acres brutes (environ 1,1 million d'acres nettes, dont quelque 223 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) des horizons gazéifères peu profonds et des formations en profondeur du Crétacé supérieur situés 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 2003, 6 514 puits bruts de gaz naturel peu profonds étaient en production (6 497 puits nets). On comptait également 66 puits bruts de gaz naturel (66 puits nets) tirant leur production de formations en profondeur. En 2003, la production nette d'EnCana tirée du bloc Suffield a été en moyenne de 230 millions de pieds cubes par jour de gaz sec non corrosif (193 millions de pieds cubes par jour en 2002).

EnCana exploite des propriétés situées le long de la partie occidentale du bloc Suffield, qui produisent du pétrole lourd, et détient une participation de 100 pour cent dans celles-ci. Au 31 décembre 2003, on comptait 861 puits bruts de pétrole (856 puits nets) en production, dont 551 puits bruts (551 puits nets) étaient des puits horizontaux. En 2003, la production nette de pétrole brut d'EnCana tirée de la région de Suffield a atteint en moyenne 26 945 barils par jour (22 834 barils par jour en 2002).

### Brooks

Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation moyenne de 96 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant une superficie d'environ 1,1 million d'acres brutes (environ 1,0 million d'acres nettes, dont quelque 134 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) dans la région de Brooks dans le sud de l'Alberta, située à l'est de Calgary. EnCana possédait des participations dans 7 886 puits bruts de gaz naturel (7 541 puits nets) en production et dans 459 puits bruts de pétrole (449 puits nets) en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à 434 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 15 295 barils par jour de pétrole brut et de LGN (429 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 16 253 barils par jour de pétrole brut et de LGN en 2002).

### Calgary

Au 31 décembre 2003, 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 brutes (environ 1,2 million d'acres nettes, dont quelque 295 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) dans la région de Calgary. EnCana avait des participations dans 2 573 puits bruts de gaz naturel (2 406 puits nets) en production et dans 230 puits bruts de pétrole (183 puits nets) en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette moyenne dans cette région a été de 329 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et de 7 342 barils par

jour de pétrole brut et de LGN (345 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 8 019 barils par jour de pétrole brut et de LGN en 2002).

#### 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 bitume 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 récupération de pétrole thermique qui lui appartient en totalité dans le secteur Foster Creek du bloc Primrose en utilisant la technologie DGMV. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à 21 823 barils par jour de pétrole brut (13 026 barils par jour en 2002). La construction de la phase I de l'agrandissement du projet de Foster Creek a été terminée au cours du troisième trimestre de 2003. Cette phase est conçue pour augmenter la production nette de 2004 et la porter à un taux moyen d'environ 28 000 barils par jour de pétrole brut.

En 2003, EnCana a terminé la construction d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de 80 mégawatts et en a commencé l'exploitation commerciale dans le cadre de ses activités de DGMV à Foster Creek. L'installation a atteint sa pleine capacité de 80 mégawatts au cours du quatrième trimestre de 2003. La vapeur produite par la centrale est utilisée dans les activités de DGMV et l'électricité produite est vendue au réseau du Power Pool de l'Alberta.

#### Christina Lake

EnCana a terminé à Christina Lake la construction d'un projet pilote de récupération de pétrole brut thermique qui utilise la technologie DGMV et a démarré la production à la fin du troisième trimestre de 2002. Ce projet lui appartient entièrement. La production nette était d'environ 3 806 barils de pétrole brut par jour en 2003 (307 barils par jour en 2002).

#### Recherche et développement visant la récupération thermique

EnCana continue ses travaux de recherche et de développement de technologies afin d'accroître la récupération et de diminuer les coûts d'extraction du bitume de pétrole brut des sables bitumineux.

Des efforts sont déployés pour réduire la dépendance envers la vapeur dans la production du bitume de pétrole brut. À cet effet, EnCana expérimente deux technologies utilisant des solvants dans le procédé d'extraction. Au cours du procédé assisté de solvants (« PAS »), une petite quantité de solvants est mélangée à la vapeur pour améliorer la récupération, tandis que le procédé Vapex utilise des solvants au lieu de la vapeur. Après avoir expérimenté le PAS à Senlac, en Saskatchewan, en 2002, EnCana a commencé la construction d'un projet d'exploitation pilote à Christina Lake en 2003. Les essais de PAS à Christina Lake devraient débiter au cours du deuxième trimestre de 2004. Les essais du projet pilote Vapex ont débuté à Foster Creek en 2002 et d'autres travaux de recherche devraient être réalisés en 2004. Le pompage artificiel est un autre domaine où EnCana concentre ses efforts en recherchant des modèles de pompes qui lui permettraient de mettre en œuvre la technologie DGMV à faible pression et de diminuer le coût des investissements en installations. En 2003, EnCana a effectué avec succès des tests au champ sur certaines pompes de fond suivant les conditions d'exploitation du DGMV, qui ont permis de perfectionner la technologie.

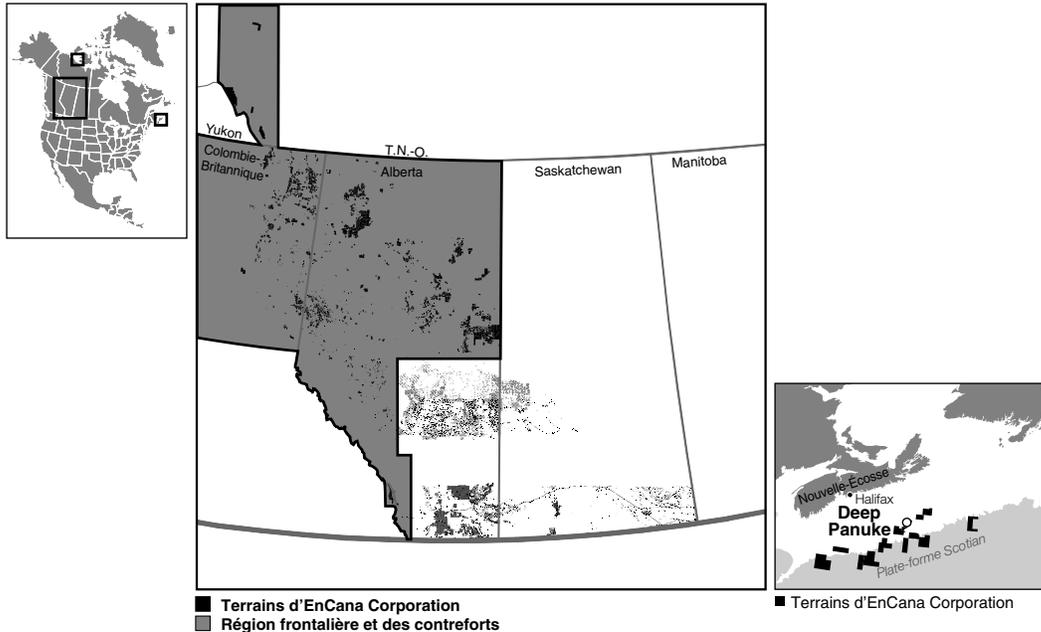
#### Weyburn

EnCana a une participation directe de 62 pour cent (un droit de participation de 50 pour cent) dans le champ de pétrole brut de Weyburn, situé dans le sud-ouest de la Saskatchewan. 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. En 2003, la production nette d'EnCana tirée de Weyburn s'est établie en moyenne à 10 846 barils bruts de pétrole par jour (10 549 barils par jour en 2002).

## Méthane de houillère

EnCana accentue la mise en valeur du méthane de houillère sur les propriétés inconditionnelles qui lui appartiennent en totalité dans le sud de l'Alberta. Au cours de 2003, la société a foré environ 270 puits, augmentant la production de son projet de démonstration commerciale à environ 10 millions de pieds cubes par jour. En 2004, EnCana prévoit forer environ 300 puits, ce qui devrait porter la production de méthane de houillère à environ 30 millions de pieds cubes par jour d'ici la fin de l'année.

### *Région frontalière et des contreforts canadienne*



Les principales zones de production dans la région frontalière et des contreforts canadienne comprennent la grande région de la sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, Sexsmith/Hythe/Saddle Hills dans le nord-ouest de l'Alberta, ainsi que le bloc Primrose et Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta. Cette région englobe également les terrains de Cutbank Ridge qu'EnCana a acquis récemment et qui chevauchent les frontières de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et les activités d'exploration et de mise en valeur au large de la côte est du Canada et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Les investissements de capitaux d'EnCana en 2004 dans les programmes principaux visant des projets de gaz naturel dans la région frontalière et des contreforts canadienne devraient représenter environ 990 millions de dollars, dont quelque 110 millions de dollars pour l'exploration et quelque 880 millions de dollars pour la mise en valeur. EnCana prévoit forer environ 620 puits bruts de gaz naturel (590 puits nets) et environ 100 puits bruts de pétrole brut (95 puits nets) dans cette région en 2004. Les investissements de capitaux à l'égard des projets de pétrole brut devraient représenter environ 100 millions de dollars, principalement pour les projets de mise en valeur.

### Grande région de la sierra

Au 31 décembre 2003, dans la grande région de la sierra du nord-est de la Colombie-Britannique, EnCana détenait une participation moyenne de 86 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 3,2 millions d'acres brutes (environ 2,8 millions d'acres nettes, dont quelque 2,4 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). EnCana détenait une participation moyenne de 96 pour cent dans 13 installations de production de la région, qui étaient en mesure de traiter environ 320 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel au 31 décembre 2003. EnCana construit actuellement le pipeline Ekwan d'une valeur de 43 millions de dollars dans le nord-est de la Colombie-Britannique, lequel transportera le gaz naturel vers l'Alberta. Le pipeline s'étendra sur une distance d'environ 80 kilomètres et aura une capacité approximative de

400 millions de pieds cubes par jour. Le pipeline devrait être terminé au cours du deuxième trimestre de 2004. EnCana avait des participations dans 503 puits bruts de gaz naturel (440 puits nets) en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana a atteint en moyenne 143 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 607 barils par jour de LGN (110 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 524 barils par jour de LGN en 2002).

#### Sexsmith/Hythe/Saddle Hills

Au 31 décembre 2003, dans la région Sexsmith/Hythe/Saddle Hills située dans le nord-ouest de l'Alberta, EnCana détenait une participation moyenne de 80 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 529 000 acres brutes (environ 423 000 acres nettes, dont quelque 248 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) et avait des participations dans 296 puits bruts de gaz naturel (239 puits nets) et dans 100 puits bruts de pétrole (67 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à 114 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 2 990 barils par jour de pétrole brut et de LGN (99 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 3 113 barils par jour de pétrole brut et de LGN en 2002).

EnCana exploite une usine de traitement de gaz naturel acide et de liquides d'une capacité de 210 millions de pieds cubes par jour et possède une participation de 62 pour cent dans celle-ci. Elle détient aussi 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 est le propriétaire exclusif et l'exploitant de l'usine de gaz naturel acide de Hythe, qui a une capacité d'environ 170 millions de pieds cubes par jour. Ces deux usines, Hythe et Sexsmith, sont reliées par pipelines 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 240 kilomètres dans la région.

#### Bloc Primrose

Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation moyenne de 97 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 868 000 acres brutes (environ 842 000 acres nettes, dont quelque 541 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) sur le bloc Primrose situé dans le nord-est de l'Alberta. Au 31 décembre 2003, EnCana avait des participations dans 533 puits bruts de gaz naturel (511 puits nets) qui étaient en production. En 2003, la production nette d'EnCana tirée de Primrose a été en moyenne de 174 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel (187 millions de dollars par jour en 2002), traités en grande partie par des installations de compression qu'elle contrôle en totalité et dont elle est l'exploitante exclusive. Les volumes de productions de 2003 d'EnCana, provenant principalement du bloc Primrose, ont été touchés par une décision rendue par la Alberta Energy and Utilities Board, en septembre 2003, visant à interrompre la production de gaz naturel nuisible pour la récupération de ressources en bitume de la région. En conséquence, la production de gaz naturel annualisée d'EnCana dans la région a diminué d'environ trois millions de pieds cubes par jour. L'effet futur de cette décision est inconnu à ce moment-ci; toutefois, EnCana ne prévoit pas qu'il sera important.

#### Pelican Lake

Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation de 100 pour cent dans des droits sur le bitume de pétrole brut visant environ 224 000 acres brutes (environ 224 000 acres nettes, dont quelque 167 000 acres nettes ne sont pas mises 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 de 110 kilomètres de longueur qui relie la région de Pelican Lake à un important pipeline acheminant du pétrole brut du nord de l'Alberta vers divers marchés de pétrole brut. En 2003, la production nette d'EnCana tirée de cette région a atteint en moyenne 15 944 barils par jour de pétrole brut (13 739 barils par jour en 2002) grâce à des participations dans 460 puits bruts de pétrole (453 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2003.

### Cutbank Ridge

En septembre 2003, EnCana a conclu l'acquisition d'environ 500 000 acres nettes de terrains de mises en valeur de gaz naturel prometteurs dans les contreforts des Rocheuses canadiennes. Les terrains de ce nouveau gisement de ressource, appelé Cutbank Ridge, sont situés à environ 50 kilomètres au sud-ouest de Dawson Creek, en Colombie-Britannique. En septembre 2003, EnCana a acheté une participation majoritaire dans 39 parcelles de terrain totalisant environ 350 000 acres nettes pour une contrepartie d'environ 270 millions de dollars (369 millions de dollars CA). La société avait déjà acquis environ 150 000 acres nettes en procédant à des achats et à des échanges de terrains avec d'autres sociétés et en vendant des terres publiques. Ses avoirs fonciers totalisent donc environ 500 000 acres nettes dans la région. En 2003, EnCana a foré 19 puits de gaz naturel nets à Cutbank Ridge, qui ont produit environ 14 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en décembre 2003. En 2004, EnCana prévoit forer environ 40 puits nets de gaz naturel à Cutbank Ridge.

### Côte est du Canada

Au large de la Nouvelle-Écosse sur la côte est du Canada, EnCana a une participation de 100 pour cent dans des découvertes de gaz naturel à Deep Panuke, situées à environ 250 kilomètres au large de la côte de la Nouvelle-Écosse dans environ 40 mètres d'eau. L'infrastructure dans ce bassin relativement sous-exploité devra être agrandie et une partie des coûts devra être prise en charge par le projet de Deep Panuke. En février 2003, EnCana a demandé l'ajournement de la procédure d'approbation réglementaire afin d'étudier d'autres possibilités qui lui permettraient d'améliorer les aspects économiques du projet. En décembre 2003, après avoir foré deux puits d'exploration fructueux, Margaree (participation avec exploitation de 100 pour cent) et MarCoh (participation avec exploitation de 24,5 pour cent), EnCana a entrepris des travaux sur un nouveau projet de mise en valeur éventuelle au large des côtes à Deep Panuke.

En 2002, la société a participé au forage du puits Annapolis, au large de la Nouvelle-Écosse. Les travaux ont permis de découvrir une zone productive nette de gaz naturel d'environ 30 mètres s'étendant sur plusieurs secteurs. D'autres projets visant à évaluer le potentiel de ces découvertes sont en cours. EnCana a une participation sans exploitation de 26 pour cent dans la découverte.

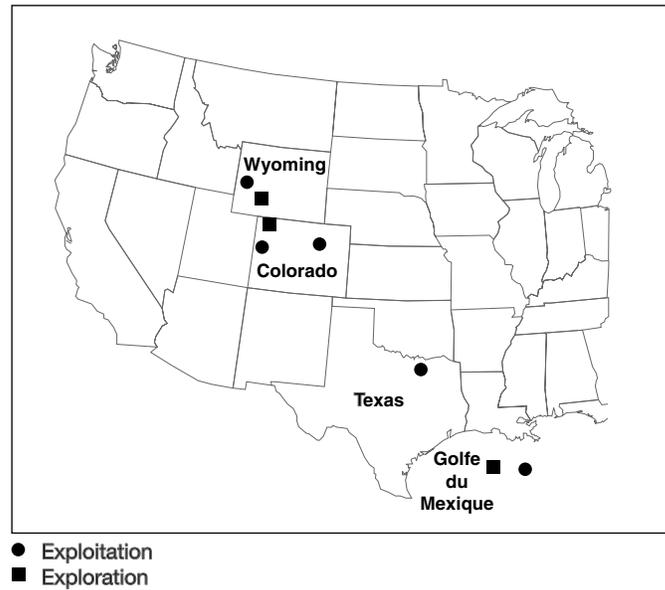
Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation dans environ 4,4 millions d'acres brutes (environ 3,0 millions d'acres nettes) de terrains d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse. La société avait aussi une participation dans environ 4,3 millions d'acres brutes (environ 2,8 millions d'acres nettes) de terrains d'exploration situés au large de Terre-Neuve-et-Labrador au 31 décembre 2003. EnCana exploite 19 de ses 25 licences d'exploration dans ces régions et a une participation directe moyenne d'environ 66 pour cent.

### Territoires du Nord-Ouest

EnCana a une participation d'environ 37 pour cent dans deux blocs d'explorations comprenant environ 529 000 acres brutes (environ 198 000 acres nettes) dans la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest du Canada. La société prévoit forer un puits d'exploration au cours du premier semestre de 2004.

La société a une participation directe d'environ 60 pour cent dans deux blocs d'exploration comprenant environ 388 000 acres brutes (environ 233 000 acres nettes) dans la région de Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest. EnCana prévoit forer un puits d'exploration au cours du premier semestre de 2004.

## États-Unis



Les activités d'EnCana dans les Rocheuses américaines se concentrent actuellement 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 au sud-ouest du Wyoming et dans le champ de gaz naturel Mamm Creek, situé dans le bassin Piceance au nord-ouest du Colorado. Les activités américaines d'EnCana comprennent également des participations dans le nord du Texas, dans le golfe du Mexique et en Alaska, ainsi que divers actifs liés à la collecte et au traitement du gaz naturel.

En 2004, les investissements de capitaux d'EnCana dans les programmes principaux pour les projets de gaz naturel aux États-Unis devraient représenter environ 820 millions de dollars, dont quelque 90 millions de dollars pour l'exploration et quelque 730 millions de dollars pour la mise en valeur, y compris le forage d'environ 535 puits bruts de gaz naturel (500 puits nets). Les investissements de capitaux pour les projets de pétrole brut devraient représenter environ 100 millions de dollars, principalement pour des projets d'exploration.

### Jonah

À Jonah, dans le sud-ouest du Wyoming, EnCana détenait une participation moyenne de 75 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 77 000 acres brutes (environ 58 000 acres nettes, dont quelque 48 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) et des participations dans 327 puits bruts de gaz naturel (287 puits nets) en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à 374 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 3 348 barils par jour de LGN (275 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 2 788 barils par jour de LGN en 2002).

### Mamm Creek

À Mamm Creek, dans le nord-ouest du Colorado, EnCana détenait une participation moyenne de 96 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 176 000 acres brutes (environ 168 000 acres nettes, dont quelque 113 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) et avait des participations dans 601 puits bruts de gaz naturel (591 puits nets) qui était en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à 125 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 1 013 barils par jour de LGN (56 millions de pieds cubes de gaz naturel et 389 barils par jour de LGN en 2002).

En octobre 2003, EnCana Oil & Gas (USA) Inc. a acquis les réserves et la production de gaz naturel et de LGN connexes ainsi qu'une superficie auprès de Mesa pour une contrepartie en espèces nette d'environ 100 millions de dollars. Les principales propriétés productives acquises auprès de Mesa sont situées dans le bassin Piceance au nord-ouest du Colorado.

#### Nord du Texas

Dans le nord du Texas, EnCana détenait une participation moyenne de 77 pour cent dans des droits sur le pétrole et le gaz naturel visant environ 95 000 acres brutes (environ 73 000 acres nettes, dont quelque 59 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) et avait des participations dans 163 puits bruts de gaz naturel (159 puits nets) qui étaient en production au 31 décembre 2003. En 2003, la production nette d'EnCana s'est établie en moyenne à sept millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et à 218 barils par jour de LGN.

#### Golfe du Mexique

EnCana possède une participation sans exploitation de 25 pour cent dans la découverte de pétrole brut de Tahiti, située en eaux profondes dans le bloc 640 de Green Canyon. Quatre puits d'évaluation ont été forés au cours du premier semestre de 2003 afin d'évaluer cette découverte.

En octobre 2003, une filiale d'EnCana a échangé sa participation sans exploitation de 22,5 pour cent dans la découverte de pétrole brut de Llano dans le golfe du Mexique contre des participations supplémentaires dans les champs de Scott et de Telford au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, qui ont été reçues par une autre filiale d'EnCana. Également en octobre 2003, une découverte en eaux profondes dans le golfe du Mexique à Sturgis, dans laquelle EnCana détient une participation sans exploitation de 25 pour cent, a été annoncée.

EnCana possède une participation directe dans une superficie couvrant plus de 262 blocs d'exploration englobant environ 1,5 million d'acres brutes (environ 663 000 acres nettes) dans le golfe du Mexique et possède des options visant environ 15 autres blocs. Ces options ont été acquises au moyen d'importantes prises d'intérêt régionales et par suite du programme permanent d'acquisition de terrains de la société.

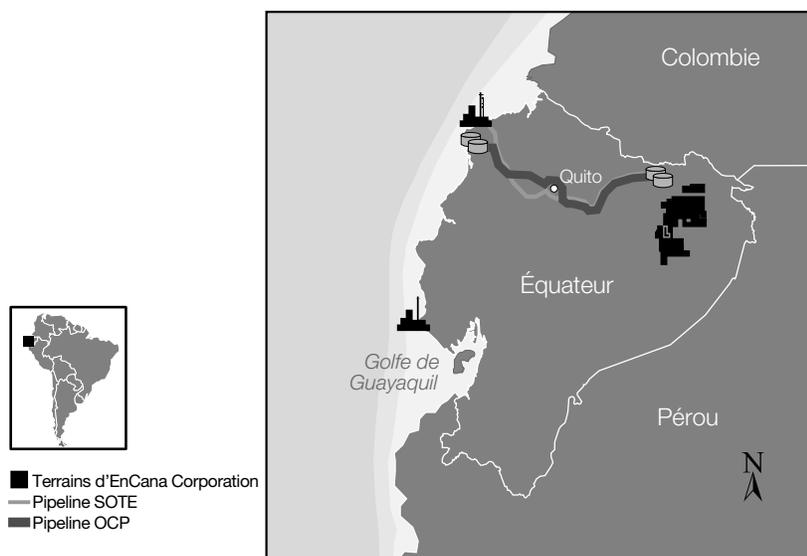
#### Alaska

EnCana possède des participations directes dans environ 1,8 million d'acres brutes (environ 802 000 acres nettes) de terrains d'exploration en Alaska et au large de l'Alaska.

#### Autres régions

EnCana possède et exploite diverses installations de collecte de gaz et de traitement de LGN au Colorado. Près de Fort Lupton, au Colorado, les installations de collecte comprennent une station de compression au champ et plus de 1 000 kilomètres de pipelines. L'usine de traitement a une capacité d'environ 90 millions de pieds cubes par jour. Près de Rifle, au Colorado, des installations de collecte d'EnCana ont une capacité d'environ 240 millions de pieds cubes par jour et comprennent plus de 645 kilomètres de pipelines. Près de Rangely, au Colorado, les installations de collecte de la société comprennent une station de compression au champ et plus de 1 600 kilomètres de pipelines. L'usine de traitement a une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour.

## Équateur



En Équateur, EnCana est le plus important producteur de pétrole brut du secteur privé. Une filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana est propriétaire d'une concession dans le bassin Oriente, appelée le bloc Tarapoa. La société a une participation directe de 100 pour cent dans cette concession, qui est exploitée aux termes d'un contrat de participation, qui permet à la filiale d'effectuer des travaux d'exploration et de produire du pétrole brut à ses risques et à ses frais pendant la durée du contrat. Le contrat de participation visant le bloc Tarapoa a une durée initiale se terminant le 1<sup>er</sup> août 2015.

En 2004, les investissements de capitaux d'EnCana dans les programmes principaux visant des projets de pétrole brut en Équateur devraient représenter environ 180 millions de dollars, qui seront principalement affectés à des projets de mise en valeur, notamment au forage d'environ 45 puits bruts de pétrole brut (25 puits nets).

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 d'un contrat de participation qui a une durée initiale allant jusqu'en juillet 2012 pour la production de la zone de base et jusqu'en juillet 2019 pour la production tirée de l'exploration supplémentaire.

En janvier 2003, EnCana a acquis auprès de Vintage une participation d'exploitation majoritaire dans les blocs 14, 17 et Shiripuno, dans le bassin Oriente, pour une contrepartie en espèces nette d'environ 116 millions de dollars. L'acquisition comprenait des réserves mises en valeur et non mises en valeur produisant environ 4 000 barils de pétrole brut par jour tirés des blocs 14 et 17. Les contrats de production pour les blocs 14 et 17 viennent à échéance en juillet 2012 et décembre 2018, respectivement.

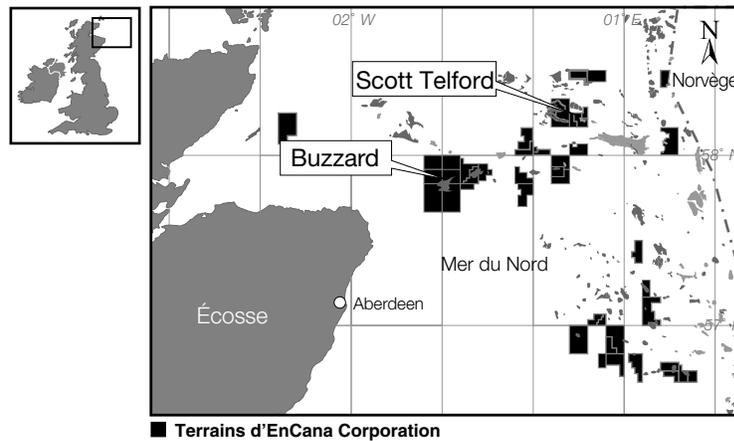
Au 31 décembre 2003, EnCana détenait une participation moyenne de 64 pour cent dans des droits sur le pétrole visant environ 1,4 million d'acres brutes (environ 891 000 acres nettes, dont quelque 811 000 acres nettes sont mises en valeur) en Équateur. Au 31 décembre 2003, 172 puits bruts de pétrole brut (127 puits nets) étaient en production. En 2003, la production nette de pétrole brut d'EnCana a été de 51 089 barils par jour (36 521 barils par jour en 2002).

Avec l'entrée en service du pipeline OCP, terminé en novembre 2003, la société prévoit que la production nette en 2004 provenant de l'Équateur s'établira entre 68 000 et 74 000 barils par jour de pétrole brut.

## Pipeline OCP

EnCana est membre d'un consortium qui a terminé la construction du pipeline OCP en août 2003. Le pipeline a été mis en service en novembre 2003. OCP est un pipeline de 500 kilomètres ayant une capacité d'environ 450 000 barils par jour, qui s'étend de la région productive de pétrole brut de l'Équateur jusqu'à la côte du Pacifique. Aux termes d'une convention conclue avec le gouvernement de l'Équateur, le pipeline OCP lui sera cédé, sans frais, après une période d'exploitation de 20 ans. EnCana a une participation indirecte de 36,3 pour cent dans OCP, et un engagement de transport de 15 ans d'environ 108 000 barils par jour.

## **Royaume-Uni**



EnCana possède une participation directe dans les champs de pétrole brut de Scott et de Telford situés dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, à 190 kilomètres au nord-est d'Aberdeen, en Écosse. La participation directe d'EnCana dans Scott est de 41,0 pour cent, tandis que dans Telford, elle est de 54,3 pour cent. En octobre 2003, EnCana a assumé l'exploitation des champs de Scott et de Telford.

Le pétrole brut produit provenant de ces deux champs est traité à la plate-forme de production et transporté par pipeline par le biais du réseau de pipelines Forties non exploité. La société a acquis ses participations initiales dans ces champs (13,5 pour cent dans Scott et 20,2 pour cent dans Telford) en janvier 2000. En octobre 2003, EnCana a augmenté sa propriété de 14 pour cent tant dans le champ de Scott que dans le champ de Telford par suite d'un échange de la participation d'une filiale dans la découverte de pétrole brut de Llano dans le golfe du Mexique. Au début de 2004, EnCana a augmenté de nouveau sa propriété en achetant des participations supplémentaires de 13,5 pour cent et de 20,2 pour cent respectivement dans les champs de Scott et de Telford.

En 2004, les investissements de capitaux d'EnCana au Royaume-Uni devraient représenter environ 360 millions de dollars, principalement pour les projets de mise en valeur, notamment le forage d'environ 15 puits bruts de pétrole brut (7 puits nets).

Au 31 décembre 2003, 24 puits bruts de pétrole brut (7 puits nets) étaient en production. Les ventes nettes de pétrole brut et de LGN d'EnCana se sont élevées en moyenne à 10 128 barils par jour en 2003 (10 528 barils par jour en 2002). En 2003, les ventes nettes moyennes de gaz naturel étaient d'environ 13 millions de pieds cubes par jour (environ 10 millions de pieds cubes par jour en 2002).

Les travaux de mise en valeur à la découverte Buzzard dans le centre de la mer du Nord se poursuivent et la production initiale est prévue pour la fin 2006. En novembre 2003, le ministère du Commerce et de l'Industrie du Royaume-Uni a approuvé le plan de mise en valeur de Buzzard. EnCana est l'exploitant du champ Buzzard et détient une participation d'environ 43,2 pour cent dans celui-ci.

Au 31 décembre 2003, EnCana avait des participations dans 63 blocs d'exploration dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, et des avoirs fonciers d'environ 1,9 million d'acres brutes (environ

756 000 acres nettes, dont quelque 743 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les participations vont de 8,2 pour cent à 100 pour cent. De plus, la société a toujours des participations dans huit blocs frontières en eaux profondes dans la marge atlantique, à l'ouest de la Grande-Bretagne, représentant environ 241 000 acres brutes (environ 45 000 acres nettes).

### **Activités d'exploration internationales des nouvelles entreprises**

#### 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 brutes (environ 54,3 millions d'acres nettes). EnCana a terminé le forage d'un puits d'exploration en février 2004 et les activités devant se dérouler le restant de l'année devraient comprendre des levés sismiques et le forage de deux à trois puits d'exploration supplémentaires.

En 2003, EnCana a participé au forage d'un puits dans le golfe de Guinée, au large du Ghana. EnCana détient une participation directe de 40 pour cent dans le bloc Keta, englobant environ 3,7 millions d'acres brutes (environ 1,5 million d'acres nettes).

#### Brésil

EnCana possède une participation directe de 67 pour cent dans le bloc BM-C-7 qui englobe environ 161 000 acres brutes (environ 108 000 acres nettes) au large du Brésil dans le bassin Campos. En 2004, la société prévoit forer un puits d'exploration dans ce bloc.

#### Moyen-Orient

Au cours de 2003, EnCana a terminé les essais sur un puits d'exploration dans le bloc 2 au Qatar. La part d'EnCana du bloc 2 a été portée à 100 pour cent durant l'année. Ce bloc englobe la plupart des terrains du Qatar et s'étend sur une superficie d'environ 2,8 millions d'acres. La société évalue actuellement la possibilité d'entreprendre la deuxième phase d'exploration du bloc 2.

En 2003, EnCana a foré un puits sur sa superficie dans le bloc 47 en République du Yémen. La société détient une participation directe de 53 pour cent dans le bloc 47 (environ 1,9 million d'acres brutes et environ 987 000 acres nettes). EnCana et ses associés ont renoncé au permis du bloc 60 en décembre 2003.

En 2003, la société a entrepris des activités d'exploration dans le Sultanat d'Oman. EnCana détient une participation directe de 100 pour cent dans les blocs continentaux 3 et 4, qui englobent environ 9,6 millions d'acres. Au cours de 2004, EnCana envisage effectuer des levés sismiques et forer un puits.

EnCana détient une participation directe de 50 pour cent dans le bloc 5 dans l'État de Bahraïn. Le bloc 5 comprend environ 97 000 acres brutes (environ 48 000 acres nettes).

#### Australie

Au cours du quatrième trimestre de 2003, EnCana a vendu, sous réserve des approbations des organismes de réglementation et autres approbations, sa participation directe de 25 pour cent dans la mise en valeur de gaz John Brookes sur la plate-forme nord-ouest (blocs WA-214 et WA-205). EnCana a toujours des participations dans environ 18,4 millions d'acres brutes (environ 6,5 millions d'acres nettes) en Australie.

#### Autres pays

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

## ACTIVITÉS INTERMÉDIAIRES ET DE COMMERCIALISATION

### Activités intermédiaires

Les activités intermédiaires d'EnCana comprennent principalement le stockage de gaz naturel, le traitement de LGN et la production d'électricité. De plus, EnCana détient des participations mineures dans des installations de transport. EnCana prévoit effectuer en 2004 des investissements de capitaux de l'ordre de 78 millions de dollars dans les programmes principaux de ses activités intermédiaires.

#### *Stockage de gaz naturel*

En termes de capacité de stockage totale, EnCana est le plus grand exploitant du secteur du stockage de gaz naturel (à l'exclusion des services publics) en Amérique du Nord. Elle possède des installations de stockage en Alberta, en Californie et en Oklahoma, et en loue auprès d'autres exploitants établis sur la côte du golfe et dans le centre des États-Unis. Au 31 décembre 2003, EnCana était propriétaire et exploitant d'installations de stockage ayant une capacité d'environ 134 milliards de pieds cubes et louait des installations de stockage ayant une capacité d'environ 20 milliards de pieds cubes. La société s'attend à augmenter cette capacité en 2004 et en 2005, à la suite de l'achèvement de l'agrandissement de son installation de stockage de gaz de Wild Goose, dans le nord de la Californie, de la construction de sa nouvelle installation de stockage de gaz de Countess, dans le sud-est de l'Alberta, et de la mise en valeur de son projet de Starks, dans le sud-ouest de la Louisiane.

EnCana met une partie de sa capacité de stockage à la disposition d'autres entreprises, contre rémunération, aux termes de contrats pluriannuels fermes, et offre également des services de stockage aux termes de contrats fermes à court terme ou de contrats interruptibles, à des tarifs établis selon les prix du marché. Elle utilise le reste de sa capacité de stockage dans le cadre du programme d'optimisation du stockage de gaz naturel (en achetant et en vendant du gaz produit par des tiers) et pour gérer les ventes du gaz qu'elle produit elle-même.

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

EnCana exploite et commercialise ses installations de stockage de gaz naturel en Alberta sous le nom commercial AECO HUB<sup>MC</sup>. Ces installations, qui lui appartiennent à 100 pour cent, comprennent l'installation de stockage de gaz de Suffield, l'installation de stockage de gaz de Hythe et la nouvelle installation de stockage de gaz de Countess. AECO HUB<sup>MC</sup> est le plus important centre de stockage et de vente de gaz naturel 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 des installations du portefeuille d'AECO HUB<sup>MC</sup>. Elle a été l'objet de plusieurs expansions depuis sa mise en service et possède maintenant une capacité de stockage d'environ 85 milliards de pieds cubes, une capacité de retrait maximale d'environ 1,8 milliard de pieds cubes par jour et une capacité d'injection maximale d'environ 1,6 milliard de pieds cubes par jour.

#### *Installation de stockage de gaz de Hythe*

En 1999, EnCana a augmenté sa capacité de stockage de gaz naturel commercial en Alberta grâce à la transformation d'un réservoir épuisé à Hythe, dans le nord-ouest de l'Alberta. Elle a ainsi augmenté son stock maximal de gaz naturel utile d'environ 10 milliards de pieds cubes, sa capacité de retrait d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et sa 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 pipelines de TransCanada Corporation en Alberta et au réseau de pipelines Alliance. Il est prévu qu'à compter du 1<sup>er</sup> avril 2004, les installations de compression et les pipelines rattachés à l'installation de stockage de gaz de Hythe seront utilisés par la division Amont pour les besoins de la nouvelle production en provenance de Cutbank Ridge. Par conséquent, l'installation de Hythe ne pourra être utilisée pour le stockage pendant au moins un an.

### *Installation de stockage de gaz de Countess*

En octobre 2002, EnCana a annoncé ses plans d'aménagement d'une nouvelle installation de stockage de gaz naturel dans le sud-est de l'Alberta, qui devrait lui permettre d'entreposer jusqu'à 40 milliards de pieds cubes de gaz naturel. 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 maximale de 1,25 milliard de pieds cubes par jour, utilise 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 a pu être utilisée dès octobre 2003. Au 31 décembre 2003, la construction de la nouvelle installation était essentiellement achevée. Il est prévu que sa capacité de stockage s'élèvera à environ 30 milliards de pieds cubes en 2004. La capacité de stockage totale de 40 milliards de pieds cubes devrait être utilisée en 2005, une fois que le fonctionnement initial des réservoirs aura été évalué.

### 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 installation de stockage de 14 milliards de pieds cubes située 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; elle offre actuellement une capacité de retrait d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité d'injection d'environ 80 millions de pieds cubes par jour. En juillet 2002, Wild Goose a obtenu l'approbation de la Public Utilities Commission de Californie pour porter la capacité de stockage et la capacité de retrait de l'installation à environ deux et trois fois, respectivement, leurs niveaux existants. Il est prévu que la première étape des travaux d'expansion sera achevée en avril 2004 et que le stock maximal de gaz utile sera alors porté à environ 24 milliards de pieds cubes. La capacité de retrait et la capacité d'injection devraient également augmenter, pour s'élever à environ 480 millions de pieds cubes par jour et 450 millions de pieds cubes par jour, respectivement.

### 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 de 15 milliards de pieds cubes située dans le nord de l'Oklahoma. L'installation de stockage de gaz de Salt Plains possède une capacité de retrait maximale d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité d'injection maximale d'environ 100 millions de pieds cubes par jour.

### Projet de Starks

En octobre 2003, EnCana Gas Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a annoncé un projet de construction d'une installation de stockage offrant une grande livrabilité, dans le sud-ouest de la Louisiane. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises de la part des autorités de réglementation, il est prévu que l'installation pourra être mise en service au troisième trimestre de 2005 et qu'elle donnera accès à un stock maximal de gaz utile de 8,65 milliards de pieds cubes, en plus d'offrir une capacité d'injection de 375 millions de pieds cubes et une capacité de retrait de 400 millions de pieds cubes.

### Capacité de stockage louée

EnCana Gas Storage Inc. a conclu des contrats de location de réservoirs de stockage dans les régions de la côte du golfe et du centre des États-Unis. Au 31 décembre 2003, sa capacité louée totale s'élevait à environ 20 milliards de pieds cubes, les durées restantes des contrats variaient de trois mois à 13 ans, et leur durée restante moyenne était d'environ cinq ans.

### *Liquides de gaz naturel*

Les installations de LGN rattachées aux activités intermédiaires d'EnCana et ses ressources de commercialisation connexes sont parmi les plus importantes au Canada. La société détient des participations

dans quatre usines d'extraction de LGN chevauchant deux gazoducs majeurs à Empress, en Alberta, outre des actifs de stockage et de fractionnement en Saskatchewan, dans l'est du Canada et aux États-Unis.

À Empress, EnCana acquiert les droits d'extraction des LGN à partir du gaz naturel transporté par les pipelines de transport des expéditeurs du gaz naturel. L'expansion de l'usine d'extraction de LGN à Empress, achevée par la société en octobre 2003, devrait lui permettre d'augmenter sa production d'éthane de 17 000 barils par jour au plus. Au 31 décembre 2003, la part de la capacité de traitement combinée revenant à EnCana représentait environ deux milliards de pieds cubes par jour.

L'éthane récupéré à Empress est vendu comme produit spécial à des sociétés pétrochimiques et est utilisé dans la province d'Alberta. Les autres composants liquides sont transportés en vrac par pipeline vers une usine située à Sarnia, en Ontario, dans laquelle EnCana détient une participation d'environ 10,4 pour cent. À Sarnia, ils sont séparés en produits commercialisables, soit le propane, le butane et le pentane-plus. Ils sont vendus par Kinetic 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 de un an ou moins.

Les autres actifs importants d'EnCana utilisés pour ses activités intermédiaires liées aux LGN comprennent : i) un pipeline transportant l'éthane depuis des usines d'extraction situées en Alberta, 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, dans lequel elle détient une participation de un tiers; ii) un pipeline transportant des LGN depuis Empress jusqu'à des installations de stockage et au pipeline Enbridge à Kerrobert, en Saskatchewan, dans lequel elle détient une participation de 50 pour cent; iii) une installation de stockage de LGN et un dépropaniseur à Superior, au Wisconsin, dont elle est copropriétaire; et iv) une installation de stockage de propane et de butane à Marysville, au Michigan, dans laquelle elle détient une participation de 49 pour cent.

### ***Production d'électricité***

EnCana détient des participations dans deux centrales de 106 mégawatts situées 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 54 kilomètres à l'est de Calgary, est la propriété exclusive d'EnCana, qui en est également l'exploitant. La centrale énergétique Balzac, dans laquelle EnCana détient une participation de non-exploitant de 50 pour cent, est également située à proximité de Calgary et a été mise en service en décembre 2001. EnCana détient également une participation de non-exploitant de 25 pour cent dans une installation de cogénération située à Kingston, en Ontario. La capacité de production d'électricité d'EnCana s'élève à environ 186 mégawatts, en excluant l'électricité produite à l'installation de DGMV de Foster Creek. En 2003, la part de l'électricité produite aux centrales Cavalier, Balzac et de Kingston revenant à la société s'élevait à 598 000 mégawatts-heures (603 000 mégawatts-heures en 2002).

### ***Transport***

En février 2001, EnCana a acheté une participation de 36 pour cent, moyennant une contrepartie d'environ 64 millions de dollars, dans le pipeline Trasandino, qui transporte le pétrole brut à partir du bassin de Neuquen, en Argentine, jusqu'à des raffineries au Chili. Le pipeline s'étend sur 420 kilomètres et a une capacité nominale d'environ 113 000 barils par jour. En 2003, environ 104 000 barils par jour ont été transportés en moyenne sur le réseau Trasandino (environ 112 000 barils par jour en 2002).

## **Commercialisation**

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

En 2003, environ 87 pour cent des ventes du gaz naturel produit par EnCana ont été effectuées directement par EnCana auprès de sociétés de distribution, de sociétés industrielles et de sociétés de commercialisation du gaz locales. La tranche restante de 13 pour cent a été commercialisée auprès de revendeurs qui approvisionnent en gaz naturel les marchés nord-américains. Les prix qu'obtient EnCana sont

fondés principalement sur les indices de prix en vigueur pour le gaz naturel. Le prix du gaz naturel est tributaire du prix des autres combustibles et de l'offre et de la demande de gaz naturel sur les marchés.

Afin de minimiser l'impact du risque du marché sur ses flux de trésorerie prévus, EnCana a conclu en 2003 divers contrats de gestion de risque visant sa production de gaz naturel. Elle a conclu des contrats tunnels fondés sur l'indice AECO et l'indice NYMEX et des ententes de swaps fondées sur l'indice AECO et l'indice NYMEX à prix fixe dans le but de préserver ses flux de trésorerie et de s'assurer ainsi de disposer de fonds suffisants pour ses programmes de dépenses en immobilisations. Afin de se protéger contre le fléchissement des prix dans les régions de production, EnCana a conclu des opérations en fonction du prix de base AECO et du prix de base Rockies. Des données sur ces opérations figurent dans la note 17 afférente à ses états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

En 2003, EnCana a vendu environ 47 pour cent du gaz naturel qu'elle a produit à des prix fixes, environ 9 pour cent à des prix fondés sur l'indice AECO, environ 39 pour cent à des prix fondés sur l'indice NYMEX et environ 5 pour cent à d'autres prix. Au 31 décembre 2003, EnCana avait convenu de vendre, en 2004, une tranche d'environ 45 pour cent de son gaz naturel à des prix fixes, une tranche d'environ 9 pour cent à des prix fondés sur l'indice AECO, une tranche d'environ 42 pour cent à des prix fondés sur l'indice NYMEX et une tranche d'environ 4 pour cent à d'autres prix.

En plus de vendre le gaz naturel qu'elle produit, EnCana achète et vend du gaz naturel d'autres producteurs dans le but d'optimiser la rentabilité des actifs rattachés à ses activités intermédiaires et son prix de valorisation. En 2003, ses ventes de gaz naturel acheté ont représenté environ 903 millions de pieds cubes par jour (environ 962 millions de pieds cubes par jour en 2002).

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

EnCana vend son pétrole brut de l'Ouest canadien à des marchés au Canada et aux États-Unis (138 784 barils par jour en 2003 et 116 634 barils par jour en 2002) et en gère le transport. En règle générale, les ventes de pétrole brut sont effectuées selon des contrats au comptant et des contrats mensuels à tacite reconduction prévoyant le transport jusqu'à un centre de pipelines important, comme celui d'Edmonton, d'Hardisty ou de Cromer, en Alberta, et EnCana voit ensuite au transport intermédiaire sur des réseaux de pipelines d'alimentation. Les ventes peuvent également être effectuées avec livraison à destination des raffineries au moyen de réseaux de pipelines principaux, comme le réseau Express.

EnCana procure contre rémunération des services de commercialisation en Amérique du Nord à certains organismes. En 2003, EnCana a agi comme représentant exclusif de COS et a commercialisé pour celle-ci sa quote-part du pétrole tiré de la coentreprise Syncrude, soit 64 863 barils par jour (24 555 barils par jour en 2002). L'entente de commercialisation entre EnCana et COS prend fin au deuxième trimestre de 2006. EnCana offre également des services de commercialisation au ministère de l'Énergie de l'Alberta (69 264 barils par jour en 2003 et 48 133 barils par jour en 2002), aux termes d'une entente qui vient à échéance au deuxième trimestre de 2007.

En Équateur, le pétrole brut d'EnCana est vendu FAB à l'installation de chargement maritime à Balao, dans la province d'Esmeraldas. Un total de 45 561 barils par jour ont été commercialisés en 2003 (37 253 barils par jour en 2002). Jusqu'en septembre 2003, le pétrole produit en Équateur était transporté à partir de la région Ecuador Oriente jusqu'à Balao au moyen du pipeline SOTE. En septembre 2003, EnCana a commencé à acheminer le pétrole au moyen du pipeline OCP, dont la mise en service a été achevée en novembre 2003. Le pétrole produit par EnCana en Équateur est un pétrole brut de haute viscosité comportant des caractéristiques convenant bien aux raffineries de la côte ouest et de la côte du golfe des États-Unis.

Au Royaume-Uni, EnCana a commercialisé 8 439 barils par jour de pétrole brut en 2003 (10 543 barils par jour en 2002).

Afin de minimiser l'impact du risque du marché sur ses flux de trésorerie prévus, EnCana conclut divers contrats de gestion de risque visant son pétrole brut. Au 31 décembre 2003, EnCana avait conclu pour 2004 des contrats tunnels à prime zéro visant environ 62 500 barils par jour et prévoyant un prix plancher moyen de

20,00 \$ le baril et un prix plafond de 25,69 \$ le baril. Elle a également conclu pour 2004 des ententes de swaps à prix fixe visant environ 62 500 barils par jour et prévoyant un prix moyen de 23,13 \$ le baril. Pour 2005, EnCana a conclu des positions mixtes tripartites sur option de vente à prime zéro visant environ 10 000 barils par jour. Ces positions mixtes prévoient un prix plancher moyen de 25,00 \$ le baril lorsque le prix WTI est supérieur à 20,00 \$ ou de 5,00 \$ de plus que le prix WTI si celui-ci est inférieur à 20,00 \$. Le prix plafond établi aux termes des positions mixtes est de 28,775 \$ le baril.

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

En 2003, Kinetic a continué de commercialiser une partie des LGN produits par EnCana dans l'Ouest canadien, principalement dans l'est du Canada et aux États-Unis. Kinetic commercialise également les LGN d'autres parties.

*Dans la section qui suit (pages 26 à 45), sauf indication contraire, les renseignements donnés sur EnCana pour les périodes précédant le 5 avril 2002 (date de la fusion) correspondent à des renseignements sur PanCanadian à l'exclusion des résultats d'AEC. Par conséquent, les montants indiqués excluent les résultats d'AEC avant le 5 avril 2002, et les montants donnés pour 2001 et le premier trimestre de 2002 ne correspondent qu'aux résultats de PanCanadian.*

### **RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

EnCana a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants et les a chargés d'évaluer l'ensemble de ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel et de lui présenter des rapports sur celles-ci en date du 31 décembre 2003. Les réserves d'EnCana au Canada ont été évaluées par McDaniel & Associates Consultants Ltd., Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. et Ryder Scott Company, ses réserves sur le continent américain, par Netherland, Sewell & Associates, Inc., ses réserves en Équateur, par Ryder Scott Company, et ses réserves au Royaume-Uni, par DeGolyer and MacNaughton. L'ensemble des réserves d'EnCana ont été évaluées par des évaluateurs indépendants pour la première fois en 2002.

EnCana dispose d'un comité des réserves composé d'administrateurs indépendants, qui passe en revue les compétences et la nomination des évaluateurs de réserves indépendants. Le comité est également chargé d'examiner la procédure suivie pour fournir l'information voulue aux évaluateurs. Toutes les additions aux réserves résultent des évaluations annuelles des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, qui effectuent leurs évaluations en fonction des données géologiques et techniques fondamentales.

Dans la présente section, les LGN comprennent les condensats.

### **Données sur les quantités des réserves**

L'augmentation des réserves d'EnCana enregistrée en 2003 découle principalement de forages d'exploration et d'exploitation effectués et, dans une moindre mesure, d'acquisitions et de révisions à la hausse de réserves. En 2003, les acquisitions de réserves ont essentiellement égalé les aliénations de réserves. En 2002, les réserves de la société avaient augmenté, surtout par suite de la fusion avec AEC, mais aussi en raison des extensions et des découvertes. La hausse de 2002 avait été partiellement neutralisée par la révision à la baisse des quantités des réserves. En 2001, l'effet de l'accroissement des réserves attribuable aux extensions et aux découvertes avait été annulé au cours de l'année par les ventes.

Dans le tableau suivant sont fournies des données continues sur les réserves d'Encana, préparées par la société conformément aux exigences d'information en vigueur aux États-Unis, notamment le FAS 69. Les données fournies pour la fin de l'exercice 2003 sont des estimations formulées à partir des rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants mentionnés ci-dessus. Les données fournies pour la fin de l'exercice 2002 sont des estimations fondées sur les rapports des consultants en génie du pétrole indépendants ayant évalué les réserves d'EnCana en date du 31 décembre 2002. Les données fournies pour le début et la fin de l'exercice 2001 sont des estimations préparées par PanCanadian aux dates en question.

**Réserves prouvées nettes (part d'EnCana compte tenu des redevances)<sup>1) 2)</sup>**  
**Prix constants**

	Gaz naturel					Pétrole brut et liquides de gaz naturel					
	(en milliards de pieds cubes)					(en millions de barils)					
	Canada	États-Unis	Royaume-Uni	Autres pays	Total	Canada	États-Unis	Équateur	Royaume-Uni	Autres pays	Total
2001											
Début de l'exercice	3 350	208	10	—	3 568	348,0	16,7	—	23,7	5,0	393,4
Révisions et récupération améliorée	59	6	—	—	65	5,0	1,6	—	2,1	—	8,7
Extensions et découvertes	448	13	—	—	461	15,0	2,0	—	—	—	17,0
Achats de réserves en place	1	25	—	—	26	—	—	—	—	—	—
Ventes de réserves en place	(1)	—	—	—	(1)	(48,0)	—	—	—	(5,0)	(53,0)
Production	(353)	(16)	(3)	—	(372)	(33,4)	(0,7)	—	(4,2)	—	(38,3)
Fin de l'exercice	<u>3 504</u>	<u>236</u>	<u>7</u>	<u>—</u>	<u>3 747</u>	<u>286,6</u>	<u>19,6</u>	<u>—</u>	<u>21,6</u>	<u>—</u>	<u>327,8</u>
Mises en valeur	2 908	172	7	—	3 087	245,3	14,9	—	21,6	—	281,8
Non mises en valeur	596	64	—	—	660	41,3	4,7	—	—	—	46,0
Total	<u>3 504</u>	<u>236</u>	<u>7</u>	<u>—</u>	<u>3 747</u>	<u>286,6</u>	<u>19,6</u>	<u>—</u>	<u>21,6</u>	<u>—</u>	<u>327,8</u>
2002											
Début de l'exercice	3 504	236	7	—	3 747	286,6	19,6	—	21,6	—	327,8
Achat de réserves d'AEC en place	2 686	944	—	—	3 630	233,7	6,5	168,4	—	—	408,6
Révisions et récupération améliorée	(1 140)	731	7	—	(402)	(15,5)	4,6	(33,5)	(9,1)	—	(53,5)
Extensions et découvertes	726	319	10	—	1 055	96,9	3,3	31,1	89,2	—	220,5
Achats de réserves en place	30	530	—	—	560	4,9	9,9	—	—	—	14,8
Ventes de réserves en place	(129)	(73)	—	—	(202)	(18,2)	(0,7)	—	—	—	(18,9)
Production	(604)	(114)	(4)	—	(722)	(46,5)	(2,3)	(10,2)	(4,1)	—	(63,1)
Fin de l'exercice	<u>5 073</u>	<u>2 573</u>	<u>20</u>	<u>—</u>	<u>7 666</u>	<u>541,9</u>	<u>40,9</u>	<u>155,8</u>	<u>97,6</u>	<u>—</u>	<u>836,2</u>
Mises en valeur	4 139	1 446	9	—	5 594	299,2	21,9	104,6	8,3	—	434,0
Non mises en valeur	934	1 127	11	—	2 072	242,7	19,0	51,2	89,3	—	402,2
Total	<u>5 073</u>	<u>2 573</u>	<u>20</u>	<u>—</u>	<u>7 666</u>	<u>541,9</u>	<u>40,9</u>	<u>155,8</u>	<u>97,6</u>	<u>—</u>	<u>836,2</u>
2003											
Début de l'exercice	5 073	2 573	20	—	7 666	541,9	40,9	155,8	97,6	—	836,2
Révisions et récupération améliorée	73	1	3	—	77	32,3	0,5	0,4	23,5	—	56,7
Extensions et découvertes	867	706	—	90	1 663	110,9	7,4	11,9	—	0,9	131,1
Achats de réserves en place	9	152	8	—	169	1,3	0,9	17,3	7,1	—	26,6
Ventes de réserves en place	(60)	(88)	—	(90)	(238)	(0,2)	(4,7)	(5,1)	—	(0,9)	(10,9)
Production	(706)	(215)	(5)	—	(926)	(56,8)	(3,4)	(18,6)	(3,7)	—	(82,5)
Fin de l'exercice	<u>5 256</u>	<u>3 129</u>	<u>26</u>	<u>—</u>	<u>8 411</u>	<u>629,4</u>	<u>41,6</u>	<u>161,7</u>	<u>124,5</u>	<u>—</u>	<u>957,2</u>
Mises en valeur	3 984	1 833	13	—	5 830	306,1	26,3	115,0	16,7	—	464,1
Non mises en valeur	1 272	1 296	13	—	2 581	323,3	15,3	46,7	107,8	—	493,1
Total	<u>5 256</u>	<u>3 129</u>	<u>26</u>	<u>—</u>	<u>8 411</u>	<u>629,4</u>	<u>41,6</u>	<u>161,7</u>	<u>124,5</u>	<u>—</u>	<u>957,2</u>

Notes :

1) Définitions :

- On entend par réserves « nettes » les réserves restantes d'EnCana après déduction des redevances estimatives, y compris les intérêts sur les redevances.
- On entend par réserves « prouvées » les quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN qui, d'après des données techniques et géologiques raisonnablement concluantes, seront récupérables au cours des années futures à partir des réservoirs connus, dans les conditions économiques et d'exploitation existantes, c'est-à-dire aux prix et aux coûts en vigueur à la date de l'estimation.
- On entend par réserves « prouvées mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables au moyen des puits existants et du matériel et des méthodes d'exploitation existants.
- On entend par réserves « prouvées non mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables au moyen de nouveaux puits dans des endroits n'ayant pas encore été l'objet de forages ou de puits existants remis en production moyennant des investissements relativement importants.

- 2) EnCana ne dépose des estimations de ses réserves prouvées nettes totales de pétrole brut et de gaz naturel auprès d'aucune autorité fédérale américaine mise à part la SEC.

### Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz

Les tableaux de la section qui suit fournissent des données sur les activités liées au pétrole et au gaz qu'a préparées EnCana conformément aux exigences d'information en vigueur aux États-Unis, notamment le FAS 69.

#### *Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs et variation de cette mesure*

Pour les besoins de la mesure standardisée de la valeur actualisée de ses flux de trésorerie futurs, EnCana a déterminé le montant de ses encaissements en appliquant des hypothèses quant aux prix constants de fin d'exercice et aux coûts à la production annuelle future qu'elle prévoit tirer de ses réserves prouvées. Les coûts de production et de mise en valeur futurs sont fondés sur des hypothèses quant aux prix constants et supposent le maintien des conditions économiques, d'exploitation et réglementaires existantes. EnCana a déterminé le montant de ses impôts sur le revenu futurs en appliquant les taux d'imposition établis par la loi à ses flux de trésorerie avant impôts futurs, après avoir tenu compte de la charge fiscale associée à ses biens pétroliers et gaziers conformément aux lois et aux règlements en vigueur. L'écart d'actualisation a été calculé en appliquant un facteur d'actualisation de 10 pour cent aux flux de trésorerie futurs. La mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs porte sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs déterminée par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants d'EnCana à l'égard des réserves qu'ils ont respectivement évaluées, qui a été rajustée par EnCana pour tenir compte des estimations de la direction en ce qui concerne les activités de gestion des risques, les obligations de mise hors service d'immobilisations et la charge fiscale future de la société.

Il importe de signaler que la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz ne correspond ni à la juste valeur marchande des biens pétroliers et gaziers d'EnCana, ni aux flux de trésorerie futurs qu'elle prévoit tirer de ces biens. La valeur actualisée des flux de trésorerie futurs ne comprend pas la juste valeur marchande de biens faisant l'objet de travaux d'exploration ou de réserves probables ou possibles de pétrole ou de gaz, et ne tient pas compte de l'effet de l'évolution future prévue des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des coûts de mise en valeur, de mise hors service d'immobilisations ou de production, ni de modifications possibles à la réglementation fiscale et à la réglementation régissant les redevances. Le taux d'actualisation prescrit de 10 pour cent pourrait ne pas refléter les taux d'intérêt futurs réels. Le calcul exclut également les valeurs attribuables à la participation d'EnCana dans Syncrude (cédée en 2003) et ses activités intermédiaires et de commercialisation.

#### Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Encaissements futurs .....	35 126	29 890	10 768	17 472	9 398	845	3 533	3 368	—
Coûts de production et de mise en valeur futurs	14 018	8 686	3 070	2 889	3 360	285	987	908	—
Valeur non actualisée des flux de trésorerie									
avant impôts .....	21 108	21 204	7 698	14 583	6 038	560	2 546	2 460	—
Impôts sur le revenu futurs .....	5 874	6 353	2 604	4 960	1 504	24	536	585	—
Flux de trésorerie futurs .....	15 234	14 851	5 094	9 623	4 534	536	2 010	1 875	—
Moins l'écart d'actualisation des flux de									
trésorerie selon un taux de 10 % .....	5 219	6 018	2 034	4 735	2 383	236	643	617	—
Valeur actualisée des flux de trésorerie futurs ..	10 015	8 833	3 060	4 888	2 151	300	1 367	1 258	—

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Encaissements futurs . . . . .	3 483	2 565	414	—	—	—	59 614	45 221	12 027
Coûts de production et de mise en valeur futurs	1 969	1 233	161	—	—	—	19 863	14 187	3 516
Valeur non actualisée des flux de trésorerie									
avant impôts . . . . .	1 514	1 332	253	—	—	—	39 751	31 034	8 511
Impôts sur le revenu futurs . . . . .	456	483	53	—	—	—	11 826	8 925	2 681
Flux de trésorerie futurs . . . . .	1 058	849	200	—	—	—	27 925	22 109	5 830
Moins l'écart d'actualisation des flux de									
trésorerie selon un taux de 10 % . . . . .	493	438	60	—	—	—	11 090	9 456	2 330
Valeur actualisée des flux de trésorerie futurs . .	565	411	140	—	—	—	16 835	12 653	3 500

**Variation de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz**

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Solde en début d'exercice . . . . .	8 833	3 060	7 844	2 151	300	145	1 258	—	—
Variation résultant :									
des ventes du pétrole et du gaz produits									
durant la période . . . . .	(3 429)	(2 092)	(1 701)	(889)	(329)	(47)	(258)	(157)	—
des découvertes et extensions, déduction faite									
des coûts connexes . . . . .	1 272	1 293	487	1 381	293	36	126	330	—
des achats de réserves prouvées d'AEC en									
place . . . . .	—	6 810	—	—	1 044	—	—	1 830	—
des achats de réserves prouvées en place . . . .	26	93	4	340	613	30	93	—	—
des ventes de réserves prouvées en place . . . .	(95)	(371)	(234)	(108)	(72)	—	(54)	—	—
de la variation nette des prix et des coûts de									
production . . . . .	242	3 358	(7 561)	2 751	194	109	(47)	—	—
des révisions aux estimations de quantités . . .	416	(1 345)	90	4	667	12	4	(354)	—
de l'accroissement de l'écart d'actualisation . .	1 636	455	1 197	304	56	21	182	—	—
des coûts de mise en valeur futurs engagés,									
déduction faite des modifications . . . . .	340	101	180	534	54	(70)	89	—	—
d'autres facteurs . . . . .	470	(67)	21	157	(51)	—	(27)	—	—
Variation nette des impôts sur le revenu . . . . .	304	(2 462)	2 733	(1 737)	(618)	64	1	(391)	—
Solde en fin d'exercice . . . . .	10 015	8 833	3 060	4 888	2 151	300	1 367	1 258	—

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Solde en début d'exercice .....	411	140	147	—	—	49	12 653	3 500	8 185
Variation résultant :									
des ventes du pétrole et du gaz produits									
durant la période .....	(83)	(81)	(89)	—	—	—	(4 659)	(2 659)	(1 837)
des découvertes et extensions, déduction faite									
des coûts connexes .....	—	594	—	—	—	—	2 779	2 510	523
des achats de réserves prouvées d'AEC en									
place .....	—	—	—	—	—	—	—	9 684	—
des achats de réserves prouvées en place ....	57	—	—	—	—	—	516	706	34
des ventes de réserves prouvées en place ....	—	—	—	—	—	(49)	(257)	(443)	(283)
de la variation nette des prix et des coûts de									
production .....	(119)	(1)	12	—	—	—	2 827	3 551	(7 440)
des révisions aux estimations de quantités ...	157	(53)	19	—	—	—	581	(1 085)	121
de l'accroissement de l'écart d'actualisation ..	91	14	32	—	—	—	2 213	525	1 250
des coûts de mise en valeur futurs engagés,									
déduction faite des modifications .....	108	3	(4)	—	—	—	1 071	158	106
d'autres facteurs .....	(38)	(8)	—	—	—	—	562	(126)	21
Variation nette des impôts sur le revenu .....	(19)	(197)	23	—	—	—	(1 451)	(3 668)	2 820
Solde en fin d'exercice .....	<u>565</u>	<u>411</u>	<u>140</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>16 835</u>	<u>12 653</u>	<u>3 500</u>

## Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

### Résultats d'exploitation

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente .....	4 189	2 630	2 043	1 091	406	73	367	224	—
Coûts d'exploitation, taxes à la production et minières .....	760	538	342	202	77	26	109	67	—
Amortissement et épuisement .....	1 511	871	385	297	206	31	159	79	—
Bénéfice (perte) d'exploitation .....	1 918	1 221	1 316	592	123	16	99	78	—
Impôts sur le revenu .....	218	456	423	219	47	6	17	28	—
Résultats d'exploitation .....	<u>1 700</u>	<u>765</u>	<u>893</u>	<u>373</u>	<u>76</u>	<u>10</u>	<u>82</u>	<u>50</u>	<u>—</u>
	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente .....	102	92	99	—	—	—	5 749	3 352	2 215
Coûts d'exploitation, taxes à la production et minières .....	19	11	10	20	29	1	1 110	722	379
Amortissement et épuisement .....	74	39	42	83	35	17	2 124	1 230	475
Bénéfice (perte) d'exploitation .....	9	42	47	(103)	(64)	(18)	2 515	1 400	1 361
Impôts sur le revenu .....	17	17	17	(4)	—	—	467	548	446
Résultats d'exploitation .....	<u>(8)</u>	<u>25</u>	<u>30</u>	<u>(99)</u>	<u>(64)</u>	<u>(18)</u>	<u>2 048</u>	<u>852</u>	<u>915</u>

### Coûts capitalisés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Réserves prouvées de pétrole et de gaz .....	18 549	12 504	7 704	3 485	2 769	471	1 372	1 000	—
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz .....	1 981	1 573	203	501	415	116	70	60	—
Total des coûts en capital .....	20 530	14 077	7 907	3 986	3 184	587	1 442	1 060	—
Amortissement cumulé et épuisement .....	7 498	4 770	3 893	516	262	29	188	73	—
Coûts capitalisés nets .....	<u>13 032</u>	<u>9 307</u>	<u>4 014</u>	<u>3 470</u>	<u>2 922</u>	<u>558</u>	<u>1 254</u>	<u>987</u>	<u>—</u>
	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Réserves prouvées de pétrole et de gaz .....	675	445	288	—	—	—	24 081	16 718	8 463
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz .....	77	3	44	317	226	144	2 946	2 277	507
Total des coûts en capital .....	752	448	332	317	226	144	27 027	18 995	8 970
Amortissement cumulé et épuisement .....	230	136	88	206	98	92	8 638	5 339	4 102
Coûts capitalisés nets .....	<u>522</u>	<u>312</u>	<u>244</u>	<u>111</u>	<u>128</u>	<u>52</u>	<u>18 389</u>	<u>13 656</u>	<u>4 868</u>

## Coûts engagés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— réserves non prouvées d'AEC	—	1 496	—	—	444	—	—	221	—
— autres réserves non prouvées	47	12	4	21	202	13	80	—	—
— réserves prouvées d'AEC	—	3 540	—	—	1 024	—	—	686	—
— autres réserves prouvées	207	78	1	115	457	34	59	—	—
Total des acquisitions	254	5 126	5	136	2 127	47	139	907	—
Exploration	846	403	304	187	226	129	20	35	—
Mise en valeur	2 131	902	592	651	282	11	111	133	—
Total des coûts engagés	<u>3 231</u>	<u>6 431</u>	<u>901</u>	<u>974</u>	<u>2 635</u>	<u>187</u>	<u>270</u>	<u>1 075</u>	<u>—</u>
	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001	2003	2002	2001
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— réserves non prouvées d'AEC	—	—	—	—	—	—	—	2 161	—
— autres réserves non prouvées	16	—	—	—	—	—	164	214	17
— réserves prouvées d'AEC	—	—	—	—	—	—	—	5 250	—
— autres réserves prouvées	95	—	—	—	—	4	476	535	39
Total des acquisitions	111	—	—	—	—	4	640	8 160	56
Exploration	30	16	25	78	118	41	1 161	798	499
Mise en valeur	96	66	17	—	—	—	2 989	1 383	620
Total des coûts engagés	<u>237</u>	<u>82</u>	<u>42</u>	<u>78</u>	<u>118</u>	<u>45</u>	<u>4 790</u>	<u>10 341</u>	<u>1 175</u>

## Volume des ventes quotidiennes, taux des redevances et résultats par unité d'exploitation

### Volume des ventes quotidiennes

Les tableaux suivants résument le volume des ventes nettes quotidiennes d'EnCana par trimestre pour les périodes indiquées.

	Volume des ventes quotidiennes — 2003 (après redevances)				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production	1 935	2 008	1 914	1 899	1 922
Inventaire — retrait/ (injection)	30	—	—	—	120
Canada — ventes	1 965	2 008	1 914	1 899	2 042
États-Unis	588	654	604	558	534
Royaume-Uni	13	20	7	12	13
<b>Total du gaz produit</b>	<u>2 566</u>	<u>2 682</u>	<u>2 525</u>	<u>2 469</u>	<u>2 589</u>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen	54 459	56 585	54 597	52 733	53 890
Pétrole lourd	87 867	95 059	94 985	82 001	79 171
Liquides de gaz naturel					
Canada	14 278	13 348	13 758	14 740	15 291
États-Unis	9 291	9 479	9 530	10 194	7 943
<b>Total — Amérique du Nord</b>	<u>165 895</u>	<u>174 471</u>	<u>172 870</u>	<u>159 668</u>	<u>156 295</u>

**Volume des ventes quotidiennes — 2003**  
(après redevances)

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Équateur					
Production .....	51 089	72 731	54 582	36 754	39 893
Volume transféré au pipeline OCP <sup>1)</sup> .....	(3 213)	—	(4 919)	(2 039)	(5 941)
Enlèvements excédentaires (déficitaires) .....	(1 355)	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)
Équateur — ventes .....	46 521	77 352	39 807	37 221	31 273
Royaume-Uni .....	10 128	15 067	5 813	9 019	10 610
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<u>222 544</u>	<u>266 890</u>	<u>218 490</u>	<u>205 908</u>	<u>198 178</u>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<u>650 211</u>	<u>713 890</u>	<u>639 323</u>	<u>617 408</u>	<u>629 678</u>
Syncrude .....	7 629	—	3 399	7 316	20 070

Note :

1) Pétrole brut produit en Équateur transféré au pipeline OCP et ayant servi à la mise en service de cet actif d'OCP.

**Volume des ventes quotidiennes — 2002**  
(après redevances)

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production .....	1 717	1 943	1 959	1 980	975
Inventaire — retrait/ (injection) .....	(6)	117	(51)	(90)	—
Canada — ventes .....	1 711	2 060	1 908	1 890	975
États-Unis .....	337	516	423	345	58
Royaume-Uni .....	10	8	9	8	11
<b>Total du gaz produit .....</b>	<u>2 058</u>	<u>2 584</u>	<u>2 340</u>	<u>2 243</u>	<u>1 044</u>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen .....	58 328	55 265	58 321	58 885	60 903
Pétrole lourd .....	58 890	77 090	70 795	67 558	19 350
Liquides de gaz naturel					
Canada .....	13 852	15 987	13 985	14 168	11 212
États-Unis .....	6 407	10 016	5 901	6 368	3 274
<b>Total — Amérique du Nord .....</b>	<u>137 477</u>	<u>158 358</u>	<u>149 002</u>	<u>146 979</u>	<u>94 739</u>
Équateur					
Production .....	27 625	34 856	37 447	37 702	—
Enlèvements excédentaires (déficitaires) .....	2 115	1 044	2 316	5 088	—
Équateur — ventes .....	29 740	35 900	39 763	42 790	—
Royaume-Uni .....	10 528	7 786	9 538	11 966	12 889
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<u>177 745</u>	<u>202 044</u>	<u>198 303</u>	<u>201 735</u>	<u>107 628</u>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<u>520 745</u>	<u>632 711</u>	<u>588 303</u>	<u>575 568</u>	<u>281 628</u>
Syncrude .....	23 540	33 918	35 585	24 152	—

**Volume des ventes quotidiennes — 2001**  
(après redevances)

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production .....	953	974	951	943	946
Inventaire — retrait/ (injection) .....	—	—	—	—	—
Canada — ventes .....	953	974	951	943	946
États-Unis .....	43	55	48	36	33
Royaume-Uni .....	9	9	10	8	8
<b>Total du gaz produit .....</b>	<b>1 005</b>	<b>1 038</b>	<b>1 009</b>	<b>987</b>	<b>987</b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen .....	60 332	58 591	62 250	59 511	60 981
Pétrole lourd .....	19 940	20 168	19 948	17 069	22 602
Liquides de gaz naturel					
Canada .....	10 142	10 792	9 474	9 944	10 362
États-Unis .....	2 443	2 224	2 954	2 207	2 383
<b>Total — Amérique du Nord .....</b>	<b>92 857</b>	<b>91 775</b>	<b>94 626</b>	<b>88 731</b>	<b>96 328</b>
Royaume-Uni .....	11 362	10 839	12 669	10 914	11 012
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<b>104 219</b>	<b>102 614</b>	<b>107 295</b>	<b>99 645</b>	<b>107 340</b>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<b>271 719</b>	<b>275 614</b>	<b>275 462</b>	<b>264 145</b>	<b>271 840</b>

**Taux moyen des redevances**

Le tableau suivant indique le taux moyen des redevances trimestrielles pour les périodes précisées. Ces taux ne tiennent pas compte des opérations de couverture.

	<u>2003</u>					<u>2002</u>					<u>2001</u>				
	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
(pourcentages)															
<b>Gaz produit</b>															
Canada .....	12,9	12,2	12,9	14,2	12,4	10,7	13,3	10,4	11,8	2,7	3,0	2,2	2,7	4,3	2,4
États-Unis .....	20,0	19,5	20,2	20,1	20,5	21,1	21,1	23,1	19,4	19,4	30,6	23,6	22,6	42,9	36,5
<b>Pétrole brut</b>															
Canada et États-Unis .....	10,3	9,7	9,0	10,7	11,8	11,0	10,8	11,7	11,6	9,5	10,8	12,2	10,6	11,4	9,0
Équateur .....	25,6	25,4	25,7	24,9	26,9	28,4	28,1	28,5	28,5	—	—	—	—	—	—
<b>Liquides de gaz naturel</b>															
Canada .....	17,5	14,7	16,6	18,0	20,2	13,8	16,4	13,8	15,6	6,9	4,8	2,4	6,9	6,4	3,7
États-Unis .....	17,6	17,5	17,0	17,3	18,5	10,8	13,3	12,0	10,5	—	—	—	—	—	—
<b>Total — Amont .....</b>	<b>14,5</b>	<b>14,4</b>	<b>14,2</b>	<b>15,1</b>	<b>14,4</b>	<b>13,1</b>	<b>14,8</b>	<b>13,8</b>	<b>13,9</b>	<b>5,4</b>	<b>6,3</b>	<b>6,0</b>	<b>5,8</b>	<b>7,7</b>	<b>5,4</b>

### Résultats par unité d'exploitation

Le tableau suivant résume les résultats d'EnCana par unité d'exploitation pour chaque trimestre des périodes précisées.

	Résultats par unité d'exploitation — 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	4,87	4,41	4,61	4,92	5,53
Taxes à la production et minières .....	0,07	0,10	0,08	0,08	0,02
Transport et vente .....	0,38	0,44	0,40	0,35	0,33
Frais d'exploitation .....	0,48	0,45	0,50	0,47	0,48
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	3,94	3,42	3,63	4,02	4,70
Couverture .....	(0,13)	0,25	(0,03)	(0,26)	(0,49)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>3,81</u>	<u>3,67</u>	<u>3,60</u>	<u>3,76</u>	<u>4,21</u>
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	4,88	4,71	4,82	4,74	5,32
Taxes à la production et minières .....	0,47	0,42	0,46	0,46	0,57
Transport et vente .....	0,40	0,51	0,39	0,36	0,32
Frais d'exploitation .....	0,28	0,29	0,33	0,31	0,20
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	3,73	3,49	3,64	3,61	4,23
Couverture .....	0,02	(0,13)	(0,16)	(0,22)	0,67
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>3,75</u>	<u>3,36</u>	<u>3,48</u>	<u>3,39</u>	<u>4,90</u>
<b>Total du gaz produit — Amérique du Nord (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	4,87	4,49	4,66	4,88	5,49
Taxes à la production et minières .....	0,16	0,18	0,17	0,17	0,14
Transport et vente .....	0,39	0,46	0,40	0,35	0,33
Frais d'exploitation .....	0,43	0,41	0,46	0,43	0,42
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	3,89	3,44	3,63	3,93	4,60
Couverture .....	(0,10)	0,16	(0,06)	(0,25)	(0,25)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>3,79</u>	<u>3,60</u>	<u>3,57</u>	<u>3,68</u>	<u>4,35</u>
<b>Pétrole léger et moyen (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	26,61	25,53	24,31	27,43	29,34
Taxes à la production et minières .....	0,29	0,73	(1,35)	0,71	1,08
Transport et vente .....	1,42	1,33	0,71	1,73	1,95
Frais d'exploitation .....	6,00	6,28	5,93	6,07	5,68
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	18,90	17,19	19,02	18,92	20,63
Couverture .....	(4,07)	(3,74)	(3,24)	(2,81)	(6,54)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>14,83</u>	<u>13,45</u>	<u>15,78</u>	<u>16,11</u>	<u>14,09</u>
<b>Pétrole lourd — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	19,61	18,43	17,93	20,07	22,62
Taxes à la production et minières .....	(0,03)	0,09	(0,49)	0,34	(0,02)
Transport et vente .....	1,24	1,54	0,58	1,37	1,56
Frais d'exploitation .....	5,67	4,95	5,93	6,18	5,70
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	12,73	11,85	11,91	12,18	15,38
Couverture .....	(3,91)	(3,81)	(3,17)	(2,24)	(6,69)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>8,82</u>	<u>8,04</u>	<u>8,74</u>	<u>9,94</u>	<u>8,69</u>
<b>Total du pétrole — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	22,29	21,08	20,26	22,95	25,34
Taxes à la production et minières .....	0,09	0,33	(0,80)	0,49	0,43
Transport et vente .....	1,31	1,46	0,63	1,51	1,72
Frais d'exploitation .....	5,80	5,45	5,93	6,13	5,70
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	15,09	13,84	14,50	14,82	17,49
Couverture .....	(3,97)	(3,78)	(3,19)	(2,47)	(6,63)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>11,12</u>	<u>10,06</u>	<u>11,31</u>	<u>12,35</u>	<u>10,86</u>

**Résultats par unité d'exploitation — 2003**

	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Liquides de gaz naturel — Canada (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	24,26	25,13	23,52	21,02	27,31
Transport et vente .....	<u>0,17</u>	<u>0,13</u>	<u>0,58</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Revenu net .....	<u>24,09</u>	<u>25,00</u>	<u>22,94</u>	<u>21,02</u>	<u>27,31</u>
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	26,97	26,68	25,50	24,64	32,18
Taxes à la production et minières .....	<u>2,03</u>	<u>2,69</u>	<u>2,64</u>	<u>1,21</u>	<u>1,55</u>
Revenu net .....	<u>24,94</u>	<u>23,99</u>	<u>22,86</u>	<u>23,43</u>	<u>30,63</u>
Total des liquides de gaz naturel — Amérique du Nord (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	25,33	25,77	24,33	22,50	28,98
Taxes à la production et minières .....	<u>0,80</u>	<u>1,12</u>	<u>1,08</u>	<u>0,50</u>	<u>0,53</u>
Transport et vente .....	<u>0,10</u>	<u>0,08</u>	<u>0,35</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Revenu net .....	<u>24,43</u>	<u>24,57</u>	<u>22,90</u>	<u>22,00</u>	<u>28,45</u>
Total des liquides — Canada (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	22,47	21,41	20,54	22,76	25,55
Taxes à la production et minières .....	0,08	0,30	(0,73)	0,44	0,38
Transport et vente .....	1,21	1,36	0,62	1,36	1,54
Frais d'exploitation .....	<u>5,27</u>	<u>5,01</u>	<u>5,43</u>	<u>5,53</u>	<u>5,11</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	15,91	14,74	15,22	15,43	18,52
Couverture .....	<u>(3,61)</u>	<u>(3,47)</u>	<u>(2,92)</u>	<u>(2,22)</u>	<u>(5,95)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>12,30</u>	<u>11,27</u>	<u>12,30</u>	<u>13,21</u>	<u>12,57</u>
Pétrole de l'Équateur (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	24,21	23,57	22,13	22,31	30,86
Taxes à la production et minières .....	1,47	1,06	0,45	1,11	4,27
Transport et vente .....	2,56	2,81	2,36	2,41	2,35
Frais d'exploitation .....	<u>4,84</u>	<u>4,62</u>	<u>4,33</u>	<u>5,63</u>	<u>5,09</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	15,34	15,08	14,99	13,16	19,15
Couverture .....	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>15,34</u>	<u>15,08</u>	<u>14,99</u>	<u>13,16</u>	<u>19,15</u>
Pétrole du Royaume-Uni (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	28,11	27,05	27,92	27,17	30,61
Transport et vente .....	1,97	1,70	1,98	1,86	2,45
Frais d'exploitation .....	<u>5,09</u>	<u>6,23</u>	<u>6,55</u>	<u>4,69</u>	<u>2,92</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	21,05	19,12	19,39	20,62	25,24
Couverture .....	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>21,05</u>	<u>19,12</u>	<u>19,39</u>	<u>20,62</u>	<u>25,24</u>
Total des liquides — Tous les pays (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	23,25	22,51	21,22	22,93	26,89
Taxes à la production et minières .....	0,45	0,59	(0,35)	0,58	1,02
Transport et vente .....	1,47	1,74	0,95	1,51	1,64
Frais d'exploitation .....	<u>4,93</u>	<u>4,75</u>	<u>5,01</u>	<u>5,22</u>	<u>4,77</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	16,40	15,43	15,61	15,62	19,46
Couverture .....	<u>(2,54)</u>	<u>(2,15)</u>	<u>(2,18)</u>	<u>(1,61)</u>	<u>(4,45)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>13,86</u>	<u>13,28</u>	<u>13,43</u>	<u>14,01</u>	<u>15,01</u>

	<b>Résultats par unité d'exploitation — 2002</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup> .....	2,86	3,60	2,29	2,93	2,25
Taxes à la production et minières .....	0,08	0,07	0,04	0,10	0,14
Transport et vente .....	0,24	0,30	0,21	0,21	0,22
Frais d'exploitation .....	0,41	0,44	0,42	0,40	0,31
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	2,13	2,79	1,62	2,22	1,58
Couverture .....	0,05	(0,06)	0,21	(0,08)	0,21
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>2,18</u>	<u>2,73</u>	<u>1,83</u>	<u>2,14</u>	<u>1,79</u>
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup> .....	2,96	3,48	2,78	2,51	2,36
Taxes à la production et minières .....	0,27	0,34	0,22	0,23	0,29
Transport et vente .....	0,47	0,46	0,76	0,23	—
Frais d'exploitation .....	0,28	0,23	0,28	0,31	0,60
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	1,94	2,45	1,52	1,74	1,47
Couverture .....	0,29	0,34	0,47	0,05	—
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>2,23</u>	<u>2,79</u>	<u>1,99</u>	<u>1,79</u>	<u>1,47</u>
<b>Total du gaz produit — Amérique du Nord (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances <sup>1)</sup> .....	2,87	3,58	2,37	2,86	2,26
Taxes à la production et minières .....	0,11	0,12	0,08	0,12	0,15
Transport et vente .....	0,28	0,33	0,31	0,22	0,21
Frais d'exploitation .....	0,39	0,40	0,39	0,39	0,32
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	2,09	2,73	1,59	2,13	1,58
Couverture .....	0,09	0,02	0,26	(0,06)	0,20
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>2,18</u>	<u>2,75</u>	<u>1,85</u>	<u>2,07</u>	<u>1,78</u>
<b>Pétrole léger et moyen — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	22,31	24,39	24,09	23,37	17,60
Taxes à la production et minières .....	0,65	0,48	0,51	0,14	1,44
Transport et vente .....	0,94	1,22	1,04	0,62	0,87
Frais d'exploitation .....	4,80	5,15	4,72	5,29	4,08
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	15,92	17,54	17,82	17,32	11,21
Couverture .....	(0,83)	(0,91)	(0,64)	(1,16)	(0,62)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>15,09</u>	<u>16,63</u>	<u>17,18</u>	<u>16,16</u>	<u>10,59</u>
<b>Pétrole lourd — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	17,88	17,38	19,67	17,76	13,62
Taxes à la production et minières .....	0,22	0,54	0,03	0,04	0,32
Transport et vente .....	0,71	0,93	0,81	0,48	0,21
Frais d'exploitation .....	4,58	4,12	4,96	4,39	5,73
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	12,37	11,79	13,87	12,85	7,36
Couverture .....	(0,68)	(0,84)	(0,65)	(0,55)	(0,65)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>11,69</u>	<u>10,95</u>	<u>13,22</u>	<u>12,30</u>	<u>6,71</u>
<b>Total du pétrole — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	20,08	20,31	21,67	20,37	16,64
Taxes à la production et minières .....	0,43	0,51	0,25	0,08	1,17
Transport et vente .....	0,82	1,05	0,92	0,55	0,71
Frais d'exploitation .....	4,69	4,55	4,85	4,81	4,48
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	14,14	14,20	15,65	14,93	10,28
Couverture .....	(0,76)	(0,87)	(0,64)	(0,83)	(0,63)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>13,38</u>	<u>13,33</u>	<u>15,01</u>	<u>14,10</u>	<u>9,65</u>
<b>Liquides de gaz naturel — Canada (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	17,55	21,75	17,61	17,41	11,56
Transport et vente .....	—	—	—	—	—
Revenu net .....	<u>17,55</u>	<u>21,75</u>	<u>17,61</u>	<u>17,41</u>	<u>11,56</u>

	<b>Résultats par unité d'exploitation — 2002</b>				
	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	23,75	25,14	25,64	23,57	16,31
Taxes à la production et minières .....	<u>1,02</u>	<u>0,94</u>	<u>1,32</u>	<u>1,37</u>	<u>—</u>
Revenu net .....	<u>22,73</u>	<u>24,20</u>	<u>24,32</u>	<u>22,20</u>	<u>16,31</u>
Total des liquides de gaz naturel — Amérique du Nord (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	19,52	23,06	19,99	19,32	12,64
Taxes à la production et minières .....	0,32	0,36	0,39	0,42	—
Transport et vente .....	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Revenu net .....	<u>19,20</u>	<u>22,70</u>	<u>19,60</u>	<u>18,90</u>	<u>12,64</u>
Total des liquides — Canada (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	19,82	20,46	21,27	20,07	16,01
Taxes à la production et minières .....	0,39	0,46	0,22	0,08	1,03
Transport et vente .....	0,73	0,94	0,83	0,49	0,63
Frais d'exploitation .....	<u>4,19</u>	<u>4,06</u>	<u>4,38</u>	<u>4,32</u>	<u>3,93</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	14,51	15,00	15,84	15,18	10,42
Couverture .....	<u>(0,68)</u>	<u>(0,77)</u>	<u>(0,58)</u>	<u>(0,75)</u>	<u>(0,55)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>13,83</u>	<u>14,23</u>	<u>15,26</u>	<u>14,43</u>	<u>9,87</u>
Pétrole de l'Équateur (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	22,57	24,02	22,82	21,11	—
Taxes à la production et minières .....	1,24	1,57	1,49	0,72	—
Transport et vente .....	2,00	1,99	2,47	1,56	—
Frais d'exploitation .....	<u>4,86</u>	<u>5,35</u>	<u>4,12</u>	<u>5,13</u>	<u>—</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	14,47	15,11	14,74	13,70	—
Couverture .....	<u>(0,01)</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(0,03)</u>	<u>—</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>14,46</u>	<u>15,11</u>	<u>14,74</u>	<u>13,67</u>	<u>—</u>
Pétrole du Royaume-Uni (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	24,76	25,73	27,07	25,92	21,18
Transport et vente .....	1,69	1,53	1,92	1,62	1,65
Frais d'exploitation .....	<u>3,28</u>	<u>7,07</u>	<u>3,65</u>	<u>2,01</u>	<u>1,78</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	19,79	17,13	21,50	22,29	17,75
Couverture .....	<u>(0,06)</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(0,19)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>19,73</u>	<u>17,13</u>	<u>21,50</u>	<u>22,29</u>	<u>17,56</u>
Total des liquides — Tous les pays (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	20,67	21,51	21,95	20,70	16,60
Taxes à la production et minières .....	0,53	0,66	0,50	0,25	0,87
Transport et vente .....	0,97	1,10	1,18	0,76	0,71
Frais d'exploitation .....	<u>4,09</u>	<u>4,18</u>	<u>4,16</u>	<u>4,21</u>	<u>3,53</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	15,08	15,57	16,11	15,48	11,49
Couverture .....	<u>(0,50)</u>	<u>(0,57)</u>	<u>(0,42)</u>	<u>(0,53)</u>	<u>(0,49)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>14,58</u>	<u>15,00</u>	<u>15,69</u>	<u>14,95</u>	<u>11,00</u>

Note :

- 1) Exclut l'effet d'une augmentation de 108 millions de dollars des produits d'exploitation consolidés, liée à la valeur du marché des contrats à livrer de gaz naturel à prix fixe d'AEC et enregistrée en marge de l'affectation du prix d'achat.

	<b>Résultats par unité d'exploitation — 2001</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Gaz produit — Canada (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	4,06	2,29	2,53	4,56	7,01
Taxes à la production et minières .....	0,14	0,14	0,09	0,10	0,24
Transport et vente .....	0,21	0,23	0,21	0,18	0,21
Frais d'exploitation .....	<u>0,32</u>	<u>0,35</u>	<u>0,33</u>	<u>0,33</u>	<u>0,28</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	3,39	1,57	1,90	3,95	6,28
Couverture .....	<u>0,38</u>	<u>0,68</u>	<u>1,39</u>	<u>0,28</u>	<u>(0,87)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>3,77</u></u>	<u><u>2,25</u></u>	<u><u>3,29</u></u>	<u><u>4,23</u></u>	<u><u>5,41</u></u>
<b>Gaz produit — États-Unis (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	2,46	1,79	2,47	1,95	4,18
Taxes à la production et minières .....	0,49	0,29	0,30	0,60	1,01
Transport et vente .....	—	—	—	—	—
Frais d'exploitation .....	<u>0,68</u>	<u>0,51</u>	<u>0,87</u>	<u>0,71</u>	<u>0,61</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	1,29	0,99	1,30	0,64	2,56
Couverture .....	—	—	—	—	—
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>1,29</u></u>	<u><u>0,99</u></u>	<u><u>1,30</u></u>	<u><u>0,64</u></u>	<u><u>2,56</u></u>
<b>Total du gaz produit — Amérique du Nord (\$/millier de pieds cubes)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	3,99	2,26	2,53	4,46	6,92
Taxes à la production et minières .....	0,15	0,15	0,10	0,12	0,26
Transport et vente .....	0,20	0,22	0,20	0,17	0,20
Frais d'exploitation .....	<u>0,33</u>	<u>0,36</u>	<u>0,35</u>	<u>0,34</u>	<u>0,29</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	3,31	1,53	1,88	3,83	6,17
Couverture .....	<u>0,36</u>	<u>0,64</u>	<u>1,33</u>	<u>0,27</u>	<u>(0,84)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>3,67</u></u>	<u><u>2,17</u></u>	<u><u>3,21</u></u>	<u><u>4,10</u></u>	<u><u>5,33</u></u>
<b>Pétrole léger et moyen — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	19,31	12,56	22,62	20,54	21,29
Taxes à la production et minières .....	0,78	0,93	0,52	1,31	0,40
Transport et vente .....	0,70	0,55	0,75	0,61	0,88
Frais d'exploitation .....	<u>4,78</u>	<u>4,25</u>	<u>4,71</u>	<u>5,35</u>	<u>4,81</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	13,05	6,83	16,64	13,27	15,20
Couverture .....	<u>0,80</u>	<u>5,43</u>	<u>(0,26)</u>	<u>(0,59)</u>	<u>(1,27)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>13,85</u></u>	<u><u>12,26</u></u>	<u><u>16,38</u></u>	<u><u>12,68</u></u>	<u><u>13,93</u></u>
<b>Pétrole lourd — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	11,41	7,77	16,62	11,21	10,15
Taxes à la production et minières .....	0,50	0,43	0,39	0,65	0,54
Transport et vente .....	0,12	0,11	0,14	(0,02)	0,20
Frais d'exploitation .....	<u>6,63</u>	<u>6,89</u>	<u>5,68</u>	<u>8,06</u>	<u>6,15</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	4,16	0,34	10,41	2,52	3,26
Couverture .....	—	—	—	—	—
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>4,16</u></u>	<u><u>0,34</u></u>	<u><u>10,41</u></u>	<u><u>2,52</u></u>	<u><u>3,26</u></u>
<b>Total du pétrole — Amérique du Nord (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	17,35	11,33	21,16	18,46	18,28
Taxes à la production et minières .....	0,71	0,80	0,49	1,16	0,44
Transport et vente .....	0,55	0,44	0,60	0,47	0,70
Frais d'exploitation .....	<u>5,24</u>	<u>4,93</u>	<u>4,95</u>	<u>5,96</u>	<u>5,17</u>
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	10,85	5,16	15,12	10,87	11,97
Couverture .....	<u>0,60</u>	<u>4,04</u>	<u>(0,20)</u>	<u>(0,46)</u>	<u>(0,93)</u>
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u><u>11,45</u></u>	<u><u>9,20</u></u>	<u><u>14,92</u></u>	<u><u>10,41</u></u>	<u><u>11,04</u></u>
<b>Liquides de gaz naturel — Canada (\$/baril)</b>					
Prix, déduction faite des redevances .....	19,70	13,25	18,24	22,30	25,42
Transport et vente .....	—	—	—	—	—
Revenu net .....	<u><u>19,70</u></u>	<u><u>13,25</u></u>	<u><u>18,24</u></u>	<u><u>22,30</u></u>	<u><u>25,42</u></u>

	<b>Résultats par unité d'exploitation — 2001</b>				
	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	22,22	16,75	20,90	24,40	27,08
Taxes à la production et minières .....	—	—	—	—	—
Revenu net .....	<u>22,22</u>	<u>16,75</u>	<u>20,90</u>	<u>24,40</u>	<u>27,08</u>
Total des liquides de gaz naturel — Amérique du Nord (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	20,19	13,85	18,87	22,68	25,73
Taxes à la production et minières .....	—	—	—	—	—
Transport et vente .....	—	—	—	—	—
Revenu net .....	<u>20,19</u>	<u>13,85</u>	<u>18,87</u>	<u>22,68</u>	<u>25,73</u>
Total des liquides — Canada (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	17,61	11,56	20,86	18,90	19,06
Taxes à la production et minières .....	0,63	0,70	0,44	1,03	0,39
Transport et vente .....	0,49	0,38	0,54	0,41	0,62
Frais d'exploitation .....	4,65	4,33	4,44	5,27	4,60
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	11,84	6,15	15,44	12,19	13,45
Couverture .....	0,53	3,55	(0,18)	(0,41)	(0,83)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>12,37</u>	<u>9,70</u>	<u>15,26</u>	<u>11,78</u>	<u>12,62</u>
Pétrole du Royaume-Uni (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	24,62	19,72	23,26	26,78	28,67
Transport et vente .....	1,68	1,55	1,76	1,68	1,72
Frais d'exploitation .....	2,69	4,00	2,04	1,83	3,09
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	20,25	14,17	19,46	23,27	23,86
Couverture .....	0,46	4,59	(0,77)	(1,56)	0,05
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>20,71</u>	<u>18,76</u>	<u>18,69</u>	<u>21,71</u>	<u>23,91</u>
Total des liquides — Tous les pays (\$/baril)					
Prix, déduction faite des redevances .....	18,44	12,52	21,11	19,85	20,19
Taxes à la production et minières .....	0,55	0,61	0,37	0,89	0,34
Transport et vente .....	0,60	0,48	0,66	0,54	0,71
Frais d'exploitation .....	4,31	4,16	4,02	4,77	4,33
Revenu net sans tenir compte de la couverture .....	12,98	7,27	16,06	13,65	14,81
Couverture .....	0,51	3,54	(0,24)	(0,52)	(0,72)
Revenu net compte tenu de la couverture .....	<u>13,49</u>	<u>10,81</u>	<u>15,82</u>	<u>13,13</u>	<u>14,09</u>

## Activités de forage

Les tableaux suivants résument les participations brutes et nettes d'EnCana dans les puits forés pour les exercices 2001, 2002 et 2003.

### Puits d'exploration forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2003</b>											
Canada .....	532	511	51	31	35	28	618	570	153	771	570
États-Unis .....	40	35	7	2	4	2	51	39	—	51	39
Équateur .....	—	—	3	2	—	—	3	2	—	3	2
Royaume-Uni .....	—	—	2	1	5	3	7	4	—	7	4
Autres pays .....	1	—	—	—	3	1	4	1	—	4	1
Total .....	<u>573</u>	<u>546</u>	<u>63</u>	<u>36</u>	<u>47</u>	<u>34</u>	<u>683</u>	<u>616</u>	<u>153</u>	<u>836</u>	<u>616</u>
<b>2002</b>											
Canada .....	423	382	84	72	44	37	551	491	190	741	491
États-Unis .....	12	12	2	1	3	1	17	14	—	17	14
Équateur .....	—	—	7	5	—	—	7	5	—	7	5
Royaume-Uni .....	—	—	7	3	2	1	9	4	—	9	4
Autres pays .....	—	—	—	—	4	2	4	2	—	4	2
Total .....	<u>435</u>	<u>394</u>	<u>100</u>	<u>81</u>	<u>53</u>	<u>41</u>	<u>588</u>	<u>516</u>	<u>190</u>	<u>778</u>	<u>516</u>
<b>2001</b>											
Canada .....	403	328	81	59	105	90	589	477	260	849	477
États-Unis .....	13	11	1	—	2	—	16	11	—	16	11
Équateur .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Royaume-Uni .....	—	—	1	—	2	1	3	1	—	3	1
Autres pays .....	—	—	—	—	4	1	4	1	—	4	1
Total .....	<u>416</u>	<u>339</u>	<u>83</u>	<u>59</u>	<u>113</u>	<u>92</u>	<u>612</u>	<u>490</u>	<u>260</u>	<u>872</u>	<u>490</u>

### Puits de mise en valeur forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2003</b>											
Canada .....	3 964	3 901	756	650	24	18	4 744	4 569	1 347	6 091	4 569
États-Unis .....	426	401	—	—	1	1	427	402	—	427	402
Équateur .....	—	—	53	39	6	6	59	45	—	59	45
Royaume-Uni .....	—	—	3	—	—	—	3	—	—	3	—
Total .....	<u>4 390</u>	<u>4 302</u>	<u>812</u>	<u>689</u>	<u>31</u>	<u>25</u>	<u>5 233</u>	<u>5 016</u>	<u>1 347</u>	<u>6 580</u>	<u>5 016</u>
<b>2002</b>											
Canada .....	1 397	1 340	433	349	30	23	1 860	1 712	690	2 550	1 712
États-Unis .....	287	250	3	3	1	1	291	254	—	291	254
Équateur .....	—	—	44	37	5	4	49	41	—	49	41
Royaume-Uni .....	—	—	2	—	—	—	2	—	—	2	—
Total .....	<u>1 684</u>	<u>1 590</u>	<u>482</u>	<u>389</u>	<u>36</u>	<u>28</u>	<u>2 202</u>	<u>2 007</u>	<u>690</u>	<u>2 892</u>	<u>2 007</u>
<b>2001</b>											
Canada .....	1 125	1 052	333	198	35	29	1 493	1 279	1 227	2 720	1 279
États-Unis .....	83	47	—	—	3	1	86	48	—	86	48
Équateur .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Royaume-Uni .....	—	—	4	1	—	—	4	1	—	4	1
Total .....	<u>1 208</u>	<u>1 099</u>	<u>337</u>	<u>199</u>	<u>38</u>	<u>30</u>	<u>1 583</u>	<u>1 328</u>	<u>1 227</u>	<u>2 810</u>	<u>1 328</u>

Notes :

- 1) On entend par puits « bruts » le nombre total des puits dans lesquels EnCana détient une participation.
- 2) On entend par puits « nets » le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.

Au 31 décembre 2003, EnCana travaillait au forage de 23 puits bruts (21 puits nets) au Canada, de 20 puits bruts (20 puits nets) aux États-Unis, de quatre puits bruts (1,9 puits net) en Équateur, de un puits brut (0,3 puits net) au Royaume-Uni et de deux puits bruts (0,9 puits net) dans d'autres pays.

## 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 2003.

### Emplacement des puits au 31 décembre 2003

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta .....	25 200	23 693	6 224	5 104	31 424	28 797
Colombie-Britannique .....	827	703	8	7	835	710
Saskatchewan .....	548	400	3 571	1 832	4 119	2 232
<b>Total au Canada .....</b>	<b>26 575</b>	<b>24 796</b>	<b>9 803</b>	<b>6 943</b>	<b>36 378</b>	<b>31 739</b>
Colorado .....	2 133	1 878	7	3	2 140	1 881
Montana .....	44	39	—	—	44	39
Texas .....	167	163	1	1	168	164
Wyoming .....	543	363	1	1	544	364
Golfe du Mexique .....	—	—	4	1	4	1
<b>Total aux États-Unis .....</b>	<b>2 887</b>	<b>2 443</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>2 900</b>	<b>2 449</b>
Royaume-Uni .....	1	—	38	11	39	11
Équateur .....	—	—	231	189	231	189
<b>Total .....</b>	<b>29 463</b>	<b>27 239</b>	<b>10 085</b>	<b>7 149</b>	<b>39 548</b>	<b>34 388</b>

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevances dans 8 715 puits de pétrole brut et 11 661 puits de gaz naturel productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 10 773 puits bruts de gaz naturel (9 953 puits nets) et 321 puits bruts de pétrole brut (177 puits nets).

## Participation dans des actifs importants

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers d'EnCana exploités, inexploités et totaux au 31 décembre 2003.

		Exploités		Inexploités		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
Canada							
Alberta .....	Fief	2 566	2 422	2 746	2 717	5 312	5 139
	Couronne	3 710	3 149	6 986	5 978	10 696	9 127
	Propriété franche	197	63	554	279	751	342
		<u>6 473</u>	<u>5 634</u>	<u>10 286</u>	<u>8 974</u>	<u>16 759</u>	<u>14 608</u>
Colombie-Britannique .....	Fief	—	—	7	7	7	7
	Couronne	656	549	4 850	4 031	5 506	4 580
		<u>656</u>	<u>549</u>	<u>4 857</u>	<u>4 038</u>	<u>5 513</u>	<u>4 587</u>
Saskatchewan .....	Fief	12	10	481	467	493	477
	Couronne	345	214	1 326	1 128	1 671	1 342
	Propriété franche	73	37	235	157	308	194
		<u>430</u>	<u>261</u>	<u>2 042</u>	<u>1 752</u>	<u>2 472</u>	<u>2 013</u>
Manitoba .....	Fief	—	—	271	266	271	266
	Couronne	—	—	30	30	30	30
	Propriété franche	—	—	23	23	23	23
		<u>—</u>	<u>—</u>	<u>324</u>	<u>319</u>	<u>324</u>	<u>319</u>
Nouvelle-Écosse .....	Couronne	—	—	4 404	2 988	4 404	2 988
Terre-Neuve-et-Labrador .....	Couronne	—	—	4 294	2 781	4 294	2 781
Territoires du Nord-Ouest .....	Couronne	—	—	1 019	459	1 019	459
Nunavut .....	Couronne	—	—	817	26	817	26
Beaufort .....	Couronne	—	—	126	4	126	4
<b>Total au Canada .....</b>		<b><u>7 559</u></b>	<b><u>6 444</u></b>	<b><u>28 169</u></b>	<b><u>21 341</u></b>	<b><u>35 728</u></b>	<b><u>27 785</u></b>

		Exploités		Inexploités		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
États-Unis							
Colorado	Fédéral/État	173	144	439	381	612	525
	Propriété franche	84	70	215	186	299	256
	Fief	4	3	9	8	13	11
		<u>261</u>	<u>217</u>	<u>663</u>	<u>575</u>	<u>924</u>	<u>792</u>
Wyoming	Fédéral/État	58	23	640	463	698	486
	Propriété franche	4	2	46	33	50	35
		<u>62</u>	<u>25</u>	<u>686</u>	<u>496</u>	<u>748</u>	<u>521</u>
Alaska	Fédéral/État	—	—	1 794	802	1 794	802
Golfe du Mexique	Fédéral/État	—	—	1 511	663	1 511	663
Autres	Fédéral	10	7	320	270	330	277
	Propriété franche	18	12	259	126	277	138
		<u>28</u>	<u>19</u>	<u>579</u>	<u>396</u>	<u>607</u>	<u>415</u>
<b>Total aux États-Unis</b>		<u>351</u>	<u>261</u>	<u>5 233</u>	<u>2 932</u>	<u>5 584</u>	<u>3 193</u>
Équateur		141	80	1 258	811	1 399	891
Royaume-Uni		44	13	1 822	743	1 866	756
Tchad		—	—	108 536	54 268	108 536	54 268
Oman		—	—	9 606	9 606	9 606	9 606
Australie		—	—	18 396	6 512	18 396	6 512
Qatar		—	—	2 758	2 758	2 758	2 758
Ghana		—	—	3 677	1 471	3 677	1 471
Yémen		—	—	1 879	987	1 879	987
Groenland		—	—	985	862	985	862
Brésil		—	—	161	108	161	108
Bahreïn		—	—	97	48	97	48
Azerbaïdjan		—	—	346	17	346	17
<b>Total — international</b>		<u>185</u>	<u>93</u>	<u>149 521</u>	<u>78 191</u>	<u>149 706</u>	<u>78 284</u>
<b>Total</b>		<u>8 095</u>	<u>6 798</u>	<u>182 923</u>	<u>102 464</u>	<u>191 018</u>	<u>109 262</u>

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 3,6 millions d'acres bruts visés par des concessions ou sous-concessions conférant à EnCana des redevances ou d'autres droits.
- 2) Les avoirs fonciers en fief sont ceux dans lesquels EnCana possède des droits miniers et dans lesquels elle conserve une participation directe.
- 3) Les terres de la Couronne ou les terres fédérales ou d'État sont des terres appartenant à un gouvernement fédéral, provincial ou d'État ou aux Premières Nations et dans lesquelles EnCana a acheté une concession lui conférant une participation directe.
- 4) Les terres en propriété franche sont des terres appartenant à des particuliers (et non à un État ou à EnCana) dans lesquelles EnCana détient une concession lui conférant une participation directe.
- 5) Le nombre d'acres bruts représente la superficie totale des avoirs fonciers dans lesquels EnCana détient une participation.
- 6) Le nombre d'acres nets correspond à la somme des participations partielles d'EnCana dans des acres bruts.

## Acquisitions, aliénations et dépenses en immobilisations

La croissance d'EnCana au cours des dernières années est attribuable à la fois à son expansion interne et à ses nouvelles acquisitions. EnCana dispose de nombre de possibilités de croissance interne et continue également d'examiner les occasions de développement externes qui lui permettront d'étendre ses activités. Elle pourrait par exemple profiter d'occasions d'acquérir des entreprises ou des actifs importants, qu'elle financerait au moyen de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres ou d'une combinaison des deux.

Le tableau suivant résume les investissements de capitaux nets d'EnCana pour 2002 et 2003. *Les données pour 2002 regroupent les résultats de PanCanadian et d'AEC pour la période préalable à la fusion.*

### Investissements de capitaux nets (en millions de dollars)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Amont		
Canada .....	2 937	1 601
États-Unis .....	830	616
Équateur .....	265	212
Royaume-Uni .....	112	82
Autres pays .....	<u>78</u>	<u>113</u>
	4 222	2 624
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	223	51
Entreprises .....	<u>57</u>	<u>46</u>
Actifs principaux .....	4 502	2 721
Acquisitions		
Amont		
Avoirs fonciers .....	510	786
Entreprises .....	207	—
Activités intermédiaires et de commercialisation .....	53	—
Entreprises .....	50	—
Aliénations		
Amont .....	(301)	(385)
Entreprises .....	<u>(14)</u>	<u>(60)</u>
Investissements de capitaux nets — Activités poursuivies .....	5 007	3 062
Activités abandonnées .....	<u>(1 585)</u>	<u>172</u>
Total des investissements de capitaux nets .....	<u><u>3 422</u></u>	<u><u>3 234</u></u>

EnCana compte, dans le cadre de son programme d'aliénations régulières, se départir en 2004 d'actifs secondaires d'une valeur d'environ 365 millions de dollars, et a ainsi vendu sa participation dans Petrovera en février 2004.

## Engagements futurs

EnCana est liée, dans le cours normal de ses activités, par nombre de contrats et d'ententes aux termes desquels elle s'est engagée à livrer des quantités de pétrole brut et de gaz naturel. Ces engagements ne représentent toutefois qu'une partie restreinte de l'ensemble de ses produits d'exploitation et elle dispose de réserves suffisantes pour pouvoir livrer les quantités prévues. De plus amples renseignements sur ces engagements sont donnés dans la note 19 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

## GÉNÉRALITÉS

### Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les secteurs de l'industrie pétrolière et gazière, de sorte qu'EnCana se trouve en concurrence avec les autres sociétés pétrolières et gazières, notamment, en ce qui a trait à l'acquisition de réserves, aux concessions et aux licences d'exploration, aux actifs nécessaires aux activités intermédiaires et au personnel.

### Protection de l'environnement

Les activités qu'exerce EnCana partout dans le monde sont assujetties aux lois et aux règlements des États 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 dans ses sites d'exploitation passés et actuels, et notamment à démanteler ses installations de production et à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de certaines substances. Le comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana approuve ses politiques environnementales et voit au respect des lois et des règlements imposés par les États. Les programmes de surveillance et d'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité dans les activités quotidiennes ainsi que les inspections et les vérifications mis en œuvre par EnCana servent à veiller à ce que les normes environnementales et réglementaires soient observées. Des plans d'urgence ont été élaborés pour réagir en temps utile aux situations environnementales, et des stratégies de correction et de remise en état de sites sont déployées pour restaurer l'environnement.

EnCana s'attend à devoir engager des coûts d'abandon et de remise en état de sites à mesure que des biens pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. Toutefois, EnCana ne prévoit pas que le respect des règlements environnementaux exigera des dépenses importantes en 2004. La société a adopté en 2003 les exigences du chapitre 3110 du manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, intitulé « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », aux termes desquelles elle inclut dans ses états financiers consolidés vérifiés la juste valeur de ses obligations futures liées à la mise hors service d'immobilisations en matière de coûts d'abandon et de remise en état.

EnCana estime actuellement le coût futur total prévu non actualisé des abandons et des activités de remise en état qu'elle devra effectuer au cours de la durée de ses réserves à 3,2 milliards de dollars.

### Employés

Au 31 décembre 2003, EnCana comptait 3 854 employés équivalent temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

	<b>Nombre d'employés ETP au 31 décembre 2003</b>
Amont . . . . .	2 808
Activités intermédiaires et de commercialisation . . . . .	280
Entreprise . . . . .	<u>766</u>
<b>Total</b> . . . . .	<u><u>3 854</u></u>

### Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2003, environ 90 pour cent des réserves et de la production d'EnCana étaient situés en Amérique du Nord. EnCana limite ainsi son exposition aux risques et aux incertitudes présents dans certains pays jugés instables sur les plans politique et économique. Ses activités et actifs à l'extérieur de l'Amérique du Nord peuvent être influencés de façon défavorable par des changements aux politiques des États concernés, de

l'instabilité sociale ou d'autres événements politiques ou économiques dans ces États qui sont indépendants de la volonté d'EnCana, y compris l'expropriation de biens, l'annulation ou la modification de droits contractuels ou l'imposition de restrictions quant au rapatriement d'espèces. La société a pris l'engagement de limiter ces risques dans les cas où cela est pratique ou justifié.

## 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 de 12 mois de PanCanadian ou d'EnCana combinés avec les résultats d'AEC pour la période de neuf mois après la fusion. Les montants d'EnCana pour 2001 ne représentent que les résultats de PanCanadian.

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2003	2002	2001
	(en millions de dollars, sauf les montants par action)		
Produits, déduction faite des redevances	10 216	6 276	3 244
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>3,5)</sup>	4 420	2 267	1 463
Flux de trésorerie <sup>5)</sup>	4 459	2 419	1 494
Bénéfice net des activités poursuivies <sup>1,2,3)</sup>	2 167	735	832
Bénéfice net <sup>1,2)</sup>	2 360	812	854
Total de l'actif	24 110	19 912	6 823
Dette à long terme	6 088	5 051	1 467
Dividendes en espèces <sup>4)</sup>	139	108	818
<b>Données par action</b> <sup>1,2)</sup>			
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies <sup>5)</sup>			
Par action — de base	9,32	5,43	5,72
Par action — dilués	9,21	5,36	5,65
Flux de trésorerie <sup>5)</sup>			
Par action — de base	9,41	5,79	5,85
Par action — dilués	9,30	5,72	5,77
Bénéfice net des activités poursuivies			
Par action — de base	4,57	1,76	3,26
Par action — dilué	4,52	1,74	3,21
Bénéfice net			
Par action — de base	4,98	1,94	3,34
Par action — dilué	4,92	1,92	3,30

Notes :

- 1) Conformément aux PCGR du Canada, la société est tenue de convertir en dollars canadiens sa dette à long terme émise au Canada et libellée en dollars américains au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains et les pertes de change qui en résultent doivent être constatés dans l'état consolidé des résultats ou, dans le cas de la dette à long terme détenue par des entités autonomes, dans le poste « Écart de conversion » de la rubrique « Capitaux propres » du bilan consolidé. En conséquence, le bénéfice net de 2003 comprend un gain de change non matérialisé après impôts de 433 M\$ (gain de 17 M\$ en 2002; perte de 28 M\$ en 2001).
- 2) Selon les PCGR du Canada, la société doit constater l'incidence des changements dans le taux d'imposition pratiquement mis en vigueur. Les gains et les pertes découlant de ces changements sont inscrits dans l'état consolidé des résultats et inclus à titre d'ajustement des impôts sur les bénéfices futurs au bilan consolidé. Les réductions de taux d'imposition ont fait augmenter le bénéfice net de 2003 de 359 M\$ (20 M\$ en 2002; 53 \$ en 2001).
- 3) Après la fusion, la société a décidé de mettre fin aux activités de négociant d'énergie à Houston d'une filiale 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 % dans Cold Lake et sa participation de 100 % 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. En janvier 2003, la société a conclu ces ventes pour la contrepartie totale de 1,0 G\$ (1,6 G\$ CA), ce qui comprend la prise en charge de la dette, et a enregistré un gain après impôts à la vente de 169 M\$. Par conséquent, ces activités ont été comptabilisées comme activités abandonnées. Le 28 février 2003, la société a conclu la vente de sa participation directe de 10 % dans Syncrude à Canadian Oil Sands Limited pour la contrepartie nette en espèces de 690 M\$ (1 026 M\$ CA), majorée des ajustements de clôture. Le 10 juillet 2003, la société a conclu la vente de sa participation restante de 3,75 % dans Syncrude et d'une redevance dérogatoire brute pour une contrepartie nette en espèces de 309 M\$ (427 M\$ CA), sous réserve des ajustements de clôture. Cette opération complète la cession par la société de sa participation dans Syncrude. Ces activités ont donc été comptabilisées comme des activités abandonnées.

- 4) Représentent les dividendes en espèces versés aux porteurs d'actions ordinaires de 0,40 \$ CA l'action annuellement. Dans le cadre de la restructuration de CPL, la société a versé un dividende spécial de 754 M\$ (1 180 M\$ CA ou 4,60 \$ CA par action ordinaire) le 14 septembre 2001. Les montants figurant à titre de dividendes aux états consolidés des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie comprennent le dividende spécial ainsi que le dividende trimestriel. Le conseil d'administration d'Encana a déclaré un dividende de 0,10 \$ par action payable le 31 mars 2004 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2004. La ligne de conduite en matière de dividendes d'EnCana est examinée annuellement par le conseil d'administration.
- 5) Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, de base, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies, par action, dilués, les flux de trésorerie par action, de base et les flux de trésorerie liés par action, dilués, ne sont pas des mesures qui ont une signification normalisée et prescrite par les PCGR du Canada. Elles ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En conséquence, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans la présente notice annuelle pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels des informations supplémentaires relatives à la liquidité de la société ainsi qu'à sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. La direction utilise les flux de trésorerie et les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies comme principales mesures d'évaluation de la capacité de la société de financer ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations.

## RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, joint aux états financiers consolidés vérifiés de 2003, est intégrée par renvoi dans les présentes.

## 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 Bourse de New York. Ses titres à terme subordonnés à taux rajustable de série A (les « titres à terme ») et ses titres privilégiés 8,50 pour cent sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et ses titres privilégiés 9,50 pour cent sont inscrits à la cote de la Bourse de New York.

En février 2004, EnCana a annoncé son intention de racheter, le 23 mars 2004, l'ensemble de ses titres à terme.

## 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>13)</sup></u>	<u>Occupation principale</u>
MICHAEL N. CHERNOFF <sup>2),6)</sup> ..... West Vancouver (Colombie-Britannique)	1999	Administrateur de sociétés
RALPH S. CUNNINGHAM <sup>2),3)</sup> ..... Montgomery (Texas)	2003	Administrateur de sociétés
PATRICK D. DANIEL <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta)	2001	Président et chef de la direction Enbridge Inc. <i>(Entreprise de transport de ressources énergétiques et de services connexes)</i>

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Administrateur depuis<sup>13)</sup></u>	<u>Occupation principale</u>
IAN W. DELANEY <sup>3),4)</sup> ..... Toronto (Ontario)	1999	Président du conseil Sherritt International Corporation ( <i>Entreprise d'exploitation de nickel et de cobalt, de production de pétrole et de gaz naturel, de production d'électricité et d'exploitation du charbon</i> )
WILLIAM R. FATT <sup>1),8)</sup> ..... Toronto (Ontario)	1995	Chef de la direction Fairmont Hotels & Resorts Inc. ( <i>Hôtels</i> )
MICHAEL A. GRANDIN <sup>3),5),6),9)</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),10)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
RICHARD F. HASKAYNE, O.C., F.C.A. <sup>3),4)</sup> .. Calgary (Alberta)	1992	Président du conseil TransCanada Corporation ( <i>Pipelines et services énergétiques</i> )
DALE A. LUCAS <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1997	Administrateur de sociétés
KEN F. MCCREADY <sup>2),5),11)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1992	Président K. F. McCready & Associates Ltd. ( <i>Société de consultation en mise en valeur de ressources énergétiques renouvelables</i> )
GWYN MORGAN ..... Calgary (Alberta)	1993	Président et chef de la direction EnCana Corporation
VALERIE A.A. NIELSEN <sup>2),6)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1990	Administratrice de sociétés
DAVID P. O'BRIEN <sup>4),7),12)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1990	Président du conseil EnCana Corporation
JANE L. PEVERETT <sup>1)</sup> ..... West Vancouver (Colombie-Britannique)	2003	Chef des finances British Columbia Transmission Corporation ( <i>Transport d'électricité</i> )
DENNIS A. SHARP <sup>2),4)</sup> ..... Calgary (Alberta)	1998	Président du conseil et chef de la direction UTS Energy Corporation ( <i>société pétrolière et gazière</i> )
JAMES M. STANFORD <sup>1),3),6)</sup> ..... Calgary (Alberta)	2001	Président Stanford Resource Management Inc. ( <i>Gestion de placements</i> )

---

Notes :

- 1) Comité de vérification.
- 2) Comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité.
- 3) Comité des ressources humaines et de la rémunération.
- 4) Comité des nominations et de la régie d'entreprise.
- 5) Comité de retraite.
- 6) Comité des réserves.
- 7) Membre d'office sans droit de vote de tous les autres comités. En tant que membre d'office sans droit de vote, M. O'Brien assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.
- 8) 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).
- 9) M. Grandin était administrateur de Pegasus Gold Inc. en 1998 lorsqu'elle a déposé volontairement une demande de restructuration aux termes du chapitre 11 de la loi des États-Unis intitulée Bankruptcy Code. Le tribunal a confirmé le plan de liquidation de cette société à la fin de 1998.
- 10) M. Harrison était administrateur de Gauntlet Energy Corporation en juin 2003 lorsqu'elle a demandé une ordonnance en vertu de la Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (Canada) et que celle-ci a été rendue. Le tribunal a confirmé le plan d'arrangement de cette société à la fin de 2003.
- 11) M. McCreedy était administrateur de Colonia Corporation lorsqu'elle a été mise sous séquestre en octobre 2000. La société a cessé d'être sous séquestre en octobre 2001.
- 12) M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003. Le 1<sup>er</sup> avril 2003, Air Canada avait obtenu une ordonnance de la Cour de justice de l'Ontario lui accordant une protection contre ses créanciers en vertu de la Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (Canada). Air Canada avait déposé en même temps une requête aux termes de l'article 304 de la loi des États-Unis intitulée Bankruptcy Code.
- 13) Indique l'année où chaque personne est devenue un administrateur d'AEC ou de PanCanadian, si elle est entrée en fonction avant la fusion, ou d'EnCana, si elle est entrée en fonction après la fusion.

Le conseil d'administration d'EnCana ne compte pas de comité de direction.

À la date de la présente notice annuelle, la société compte 16 administrateurs. À la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, la société demandera à ses actionnaires d'élire au poste d'administrateur les 16 candidats nommés dans le tableau ci-dessus, et ceux-ci devront occuper leur poste jusqu'à la clôture de l'assemblée annuelle des actionnaires suivante ou jusqu'à ce que leur successeur soit dûment élu ou nommé. Sous réserve des restrictions quant à l'âge de la retraite obligatoire établies par le conseil d'administration, tous les administrateurs peuvent se présenter pour un nouveau mandat.

## 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 et chef de l'exploitation
ROGER J. BIEMANS ..... Denver (Colorado)	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 les 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 a été président de Pacalta Resources Ltd. de 1988 à 1996 et président du conseil d'administration de cette société 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.

M. Grandin a été président de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002. Il a été vice-président directeur et chef des finances de Canadien Pacifique Limitée de décembre 1997 à octobre 2001.

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<sup>me</sup> Peverett a été présidente d'Union Gas Limited d'avril 2002 à mai 2003 et, au sein de cette même société, présidente et chef de la direction d'avril 2001 à avril 2002, première vice-présidente, Ventes et marketing de juin 2000 à avril 2001, et chef des finances de mars 1999 à juin 2000. Elle a été vice-présidente, Finances de Westcoast Energy Inc. de juin 1998 à mars 1999.

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

Les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés ci-dessus étaient collectivement propriétaires véritables, au 25 février 2004, directement ou indirectement, de 1 187 935 actions ordinaires représentant 0,26 pour cent des actions avec droit de vote émises et en circulation d'EnCana, ou exerçaient

une emprise sur de telles actions. Les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana détenaient des options visant 2 677 116 actions ordinaires supplémentaires.

Il importe que les investisseurs sachent que certains des administrateurs et des dirigeants de la société sont administrateurs ou dirigeants d'autres sociétés fermées et ouvertes. Certaines de ces sociétés peuvent, à l'occasion, participer à des opérations commerciales ou entretenir des relations bancaires pouvant créer des conflits d'intérêts. Un tel conflit doit être 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 des administrateurs et des dirigeants d'agir honnêtement et de bonne foi dans l'intérêt de la société.

## INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

L'information suivante s'ajoute à celle qui est fournie conformément aux exigences d'information de la réglementation américaine.

### *Information sur les quantités des réserves*

Dans le tableau suivant figurent des estimations des réserves prouvées brutes calculées de la même manière que les données continues sur les réserves prouvées nettes figurant à la page 27 ci-dessus. Par « réserves prouvées brutes », on entend la somme i) des réserves dans lesquelles EnCana détient une participation directe, avant déduction des redevances à payer, et ii) des réserves dans lesquelles elle détient des droits de redevances (redevances de cédant de concession et redevances dérogatoires provenant de détenteurs de participations directes). Le sens donné ci-dessous à « réserves prouvées », « mises en valeur » et « non mises en valeur » est le même qu'à la page 27.

### Réserves prouvées brutes (avant redevances)<sup>1)</sup> Prix constants

	Gaz naturel				Pétrole brut et liquides de gaz naturel				
	(en milliards de pieds cubes)				(en millions de barils)				
	Canada	États-Unis	Royaume-Uni	Total	Canada	États-Unis	Équateur	Royaume-Uni	Total
2001 — Fin de l'exercice									
Mises en valeur . . . . .	3 009	226	7	3 242	268,9	20,4	—	21,6	310,9
Non mises en valeur . . . . .	586	69	—	655	47,4	3,7	—	—	51,1
Total . . . . .	<u>3 595</u>	<u>295</u>	<u>7</u>	<u>3 897</u>	<u>316,3</u>	<u>24,1</u>	<u>—</u>	<u>21,6</u>	<u>362,0</u>
2002 — Fin de l'exercice									
Mises en valeur . . . . .	4 715	1 808	9	6 532	336,0	27,3	142,7	8,3	514,3
Non mises en valeur . . . . .	1 068	1 362	11	2 441	287,0	22,6	69,8	89,3	468,7
Total . . . . .	<u>5 783</u>	<u>3 170</u>	<u>20</u>	<u>8 973</u>	<u>623,0</u>	<u>49,9</u>	<u>212,5</u>	<u>97,6</u>	<u>983,0</u>
2003 — Fin de l'exercice									
Mises en valeur . . . . .	4 576	2 283	13	6 872	350,0	32,5	156,1	16,7	555,3
Non mises en valeur . . . . .	1 412	1 582	13	3 007	392,2	18,9	62,3	107,8	581,2
Total . . . . .	<u>5 988</u>	<u>3 865</u>	<u>26</u>	<u>9 879</u>	<u>742,2</u>	<u>51,4</u>	<u>218,4</u>	<u>124,5</u>	<u>1 136,5</u>

Note :

- 1) Comprend les volumes dans lesquels EnCana détient des droits de redevances. Au 31 décembre 2003, ces volumes ont représenté au Canada environ 183 milliards de pieds cubes de gaz naturel et 14,8 millions de barils de liquides. Au 31 décembre 2002, ils ont représenté au Canada environ 225 milliards de pieds cubes de gaz naturel et 18,7 millions de barils de liquides. Au 31 décembre 2001, ils ont représenté au Canada environ 336 milliards de pieds cubes de gaz naturel et 21,3 millions de barils de liquides.

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

Les tableaux suivants résument le volume des ventes quotidiennes nettes et brutes et les résultats par unité d'exploitation d'EnCana par trimestre pour les périodes indiquées. *Les données pour 2002 regroupent les résultats de PanCanadian et d'AEC pour la période préalable à la fusion.*

	<b>Volume des ventes quotidiennes — 2003</b>				
	<b>(avant redevances)<sup>1)</sup></b>				
	<u>Exercice</u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1</u>
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production .....	2 222	2 287	2 197	2 213	2 190
Inventaire — retrait/ (injection) .....	35	—	—	—	141
Canada — ventes .....	2 257	2 287	2 197	2 213	2 331
États-Unis .....	735	813	757	698	672
Royaume-Uni .....	13	20	7	12	13
<b>Total du gaz produit .....</b>	<u>3 005</u>	<u>3 120</u>	<u>2 961</u>	<u>2 923</u>	<u>3 016</u>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen .....	60 316	62 284	59 708	59 012	60 246
Pétrole lourd .....	98 304	105 703	104 702	91 939	90 636
Liquides de gaz naturel					
Canada .....	17 307	15 656	16 488	17 970	19 162
États-Unis .....	11 269	11 486	11 487	12 329	9 751
<b>Total — Amérique du Nord .....</b>	<u>187 196</u>	<u>195 129</u>	<u>192 385</u>	<u>181 250</u>	<u>179 795</u>
Équateur					
Production .....	68 865	97 446	73 760	49 006	54 726
Volume transféré au pipeline OCP <sup>2)</sup> .....	(4 437)	—	(6 805)	(2 816)	(8 191)
Enlèvements excédentaires (déficitaires) .....	(1 905)	6 192	(13 412)	3 385	(3 771)
Équateur — ventes .....	62 523	103 638	53 543	49 575	42 764
Royaume-Uni .....	10 128	15 067	5 813	9 019	10 610
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<u>259 847</u>	<u>313 834</u>	<u>251 741</u>	<u>239 844</u>	<u>233 169</u>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<u>760 680</u>	<u>833 834</u>	<u>745 241</u>	<u>727 011</u>	<u>735 836</u>
Syncrude .....	<u>7 697</u>	<u>—</u>	<u>3 401</u>	<u>7 383</u>	<u>20 272</u>

Notes :

- 1) Comprend les volumes dans lesquels EnCana détient des droits de redevances.
- 2) Pétrole brut produit en Équateur transféré au pipeline OCP et ayant servi à la mise en service de cet actif d'OCP.

**Volume des ventes quotidiennes — 2002**  
(avant redevances)<sup>1)</sup>

	<u>Exercice<sup>2)</sup></u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1<sup>2)</sup></u>
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production .....	2 220	2 226	2 209	2 262	2 188
Inventaire — retrait/ (injection) .....	28	149	(80)	(118)	160
Canada — ventes .....	2 248	2 375	2 129	2 144	2 348
États-Unis .....	500	654	550	428	365
Royaume-Uni .....	10	8	9	8	11
<b>Total du gaz produit .....</b>	<b>2 758</b>	<b>3 037</b>	<b>2 688</b>	<b>2 580</b>	<b>2 724</b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen .....	66 333	62 369	65 345	66 807	70 914
Pétrole lourd .....	78 029	86 019	80 797	76 233	68 846
Liquides de gaz naturel					
Canada .....	17 399	19 121	16 225	16 796	17 448
États-Unis .....	7 961	11 558	6 702	7 115	6 427
<b>Total — Amérique du Nord .....</b>	<b>169 722</b>	<b>179 067</b>	<b>169 069</b>	<b>166 951</b>	<b>163 635</b>
Équateur					
Production .....	50 980	48 486	52 344	52 744	50 351
Enlèvements excédentaires (déficitaires) .....	101	1 448	3 235	7 120	(11 577)
Équateur — ventes .....	51 081	49 934	55 579	59 864	38 774
Royaume-Uni .....	10 528	7 786	9 538	11 966	12 889
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<b>231 331</b>	<b>236 787</b>	<b>234 186</b>	<b>238 781</b>	<b>215 298</b>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<b>690 998</b>	<b>742 954</b>	<b>682 186</b>	<b>668 781</b>	<b>669 298</b>
Synchrude .....	31 556	34 261	36 039	24 295	31 548

**Volume des ventes quotidiennes — 2002**  
(après redevances)<sup>1)</sup>

	<u>Exercice<sup>2)</sup></u>	<u>T4</u>	<u>T3</u>	<u>T2</u>	<u>T1<sup>2)</sup></u>
<b>VENTES</b>					
<b>Gaz produit (millions de pieds cubes par jour)</b>					
Canada					
Production .....	1 953	1 943	1 959	1 980	1 930
Inventaire — retrait/ (injection) .....	22	117	(51)	(90)	113
Canada — ventes .....	1 975	2 060	1 908	1 890	2 043
États-Unis .....	395	516	423	345	295
Royaume-Uni .....	10	8	9	8	11
<b>Total du gaz produit .....</b>	<b>2 380</b>	<b>2 584</b>	<b>2 340</b>	<b>2 243</b>	<b>2 349</b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (barils par jour)</b>					
Amérique du Nord					
Pétrole léger et moyen .....	59 222	55 265	58 321	58 885	64 531
Pétrole lourd .....	69 465	77 090	70 795	67 558	62 237
Liquides de gaz naturel					
Canada .....	14 778	15 987	13 985	14 168	14 968
États-Unis .....	7 019	10 016	5 901	6 368	5 757
<b>Total — Amérique du Nord .....</b>	<b>150 484</b>	<b>158 358</b>	<b>149 002</b>	<b>146 979</b>	<b>147 493</b>
Équateur					
Production .....	36 521	34 856	37 447	37 702	36 082
Enlèvements excédentaires (déficitaires) .....	70	1 044	2 316	5 088	(8 295)
Équateur — ventes .....	36 591	35 900	39 763	42 790	27 787
Royaume-Uni .....	10 528	7 786	9 538	11 966	12 889
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel .....</b>	<b>197 603</b>	<b>202 044</b>	<b>198 303</b>	<b>201 735</b>	<b>188 169</b>
<b>Total (barils d'équivalent pétrole par jour) .....</b>	<b>594 270</b>	<b>632 711</b>	<b>588 303</b>	<b>575 568</b>	<b>579 669</b>
Synchrude .....	31 267	33 918	35 585	24 152	31 337

Notes :

1) Comprend les volumes dans lesquels EnCana détient des droits de redevances.

2) Comprend les volumes d'AEC pour le premier trimestre de 2002.

**Les résultats par unité d'exploitation présentés ci-dessous sont en dollars canadiens.** Les résultats ne constituent pas des mesures normalisées prescrites par les PCGR ou conformes aux PCGR au Canada. Il se peut donc que les résultats ne soient pas comparables à des résultats semblables présentés par d'autres émetteurs. Ils sont fournis en tant qu'information supplémentaire.

	Résultats par unité d'exploitation — \$ CA							
	Exercice	2003				2002		
		T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Gaz produit — Canada (\$ CA/millier de pieds cubes)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	6,34	5,25	5,80	6,43	7,85	5,17	3,24	4,23
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	0,92	0,78	0,85	1,05	1,00	0,77	0,39	0,65
Frais d'exploitation . . . . .	0,57	0,51	0,58	0,54	0,63	0,59	0,58	0,54
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	4,85	3,96	4,37	4,84	6,22	3,81	2,27	3,04
Couverture . . . . .	(0,18)	0,29	(0,04)	(0,31)	(0,65)	(0,08)	0,29	(0,12)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	4,67	4,25	4,33	4,53	5,57	3,73	2,56	2,92
Gaz produit — États-Unis (\$ CA/millier de pieds cubes)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	6,28	5,54	6,11	6,13	7,55	4,74	3,16	3,56
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	1,79	1,52	1,73	1,74	2,23	1,42	0,99	0,98
Frais d'exploitation . . . . .	0,31	0,30	0,36	0,33	0,25	0,28	0,34	0,38
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	4,18	3,72	4,02	4,06	5,07	3,04	1,83	2,20
Couverture . . . . .	0,04	(0,13)	(0,17)	(0,24)	0,80	0,42	0,57	0,06
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	4,22	3,59	3,85	3,82	5,87	3,46	2,40	2,26
Total du gaz produit — Amérique du Nord (\$ CA/millier de pieds cubes)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	6,32	5,33	5,88	6,36	7,78	5,08	3,21	4,11
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	1,13	0,98	1,08	1,22	1,28	0,91	0,51	0,70
Frais d'exploitation . . . . .	0,50	0,45	0,53	0,49	0,54	0,52	0,53	0,52
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	4,69	3,90	4,27	4,65	5,96	3,65	2,17	2,89
Couverture . . . . .	(0,13)	0,18	(0,07)	(0,30)	(0,33)	0,03	0,35	(0,09)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	4,56	4,08	4,20	4,35	5,63	3,68	2,52	2,80
Pétrole léger et moyen — Amérique du Nord (\$ CA/baril)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	35,33	31,84	32,59	35,78	41,36	36,36	36,01	35,35
Redevances <sup>1),2)</sup> . . . . .	4,42	3,78	3,59	4,56	5,82	4,81	4,56	4,36
Frais d'exploitation . . . . .	7,63	7,29	8,02	7,54	7,68	7,16	6,58	7,25
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	23,28	20,77	20,98	23,68	27,86	24,39	24,87	23,74
Couverture . . . . .	(5,21)	(4,47)	(4,08)	(3,52)	(8,83)	(1,26)	(0,89)	(1,59)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	18,07	16,30	16,90	20,16	19,03	23,13	23,98	22,15
Pétrole lourd — Amérique du Nord (\$ CA/baril)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	25,74	22,21	23,96	25,99	31,80	25,81	29,44	26,85
Redevances <sup>1),2)</sup> . . . . .	2,92	2,32	2,45	3,10	3,99	3,43	3,67	3,09
Frais d'exploitation . . . . .	7,05	5,94	7,38	7,52	7,52	5,64	6,71	5,87
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	15,77	13,95	14,13	15,37	20,29	16,74	19,06	17,89
Couverture . . . . .	(4,95)	(4,52)	(3,95)	(2,80)	(8,83)	(1,18)	(0,89)	(0,76)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	10,82	9,43	10,18	12,57	11,46	15,56	18,17	17,13
Total du pétrole — Amérique du Nord (\$ CA/baril)								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	29,39	25,78	27,09	29,80	35,61	30,26	32,38	30,82
Redevances <sup>1),2)</sup> . . . . .	3,49	2,86	2,87	3,67	4,72	4,01	4,07	3,68
Frais d'exploitation . . . . .	7,27	6,44	7,61	7,53	7,59	6,28	6,66	6,51
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	18,63	16,48	16,61	18,60	23,30	19,97	21,65	20,63
Couverture . . . . .	(5,05)	(4,50)	(4,00)	(3,08)	(8,83)	(1,22)	(0,89)	(1,15)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	13,58	11,98	12,61	15,52	14,47	18,75	20,76	19,48

**Résultats par unité d'exploitation — \$ CA**

	2003					2002		
	Exercice	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<b>Liquides de gaz naturel — Canada (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	33,97	32,90	31,65	29,40	41,25	34,15	27,51	27,07
Redevances . . . . .	6,01	4,85	5,24	5,28	8,33	5,60	3,80	4,24
Revenu net . . . . .	<u>27,96</u>	<u>28,05</u>	<u>26,41</u>	<u>24,12</u>	<u>32,92</u>	<u>28,55</u>	<u>23,71</u>	<u>22,83</u>
<b>Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	37,83	35,11	35,18	34,45	48,59	39,47	40,07	36,65
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	8,98	9,05	9,02	7,37	10,92	6,54	6,60	5,75
Revenu net . . . . .	<u>28,85</u>	<u>26,06</u>	<u>26,16</u>	<u>27,08</u>	<u>37,67</u>	<u>32,93</u>	<u>33,47</u>	<u>30,90</u>
<b>Total des liquides de gaz naturel — Amérique du Nord (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	35,49	33,83	33,10	31,45	43,73	36,15	31,18	29,92
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	7,18	6,63	6,79	6,13	9,21	5,95	4,62	4,69
Revenu net . . . . .	<u>28,31</u>	<u>27,20</u>	<u>26,31</u>	<u>25,32</u>	<u>34,52</u>	<u>30,20</u>	<u>26,56</u>	<u>25,23</u>
<b>Total des liquides — Canada (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	29,84	26,38	27,51	29,77	36,25	30,69	31,89	30,42
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	3,74	3,03	3,08	3,84	5,13	4,19	4,04	3,74
Frais d'exploitation . . . . .	6,56	5,89	6,92	6,73	6,73	5,56	5,99	5,83
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	19,54	17,46	17,51	19,20	24,39	20,94	21,86	20,85
Couverture . . . . .	(4,55)	(4,11)	(3,64)	(2,75)	(7,83)	(1,08)	(0,80)	(1,02)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	<u>14,99</u>	<u>13,35</u>	<u>13,87</u>	<u>16,45</u>	<u>16,56</u>	<u>19,86</u>	<u>21,06</u>	<u>19,83</u>
<b>Pétrole de l'Équateur (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	31,13	28,16	28,40	29,50	43,90	35,38	33,59	31,67
Redevances <sup>1)</sup> . . . . .	10,36	8,82	8,59	9,78	17,12	12,29	12,51	10,76
Frais d'exploitation . . . . .	4,97	4,53	4,45	5,91	5,63	6,04	4,60	5,70
Revenu net sans tenir compte de la couverture . . . . .	15,80	14,81	15,36	13,81	21,15	17,05	16,48	15,21
Couverture . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	(0,04)
Revenu net compte tenu de la couverture . . . . .	<u>15,80</u>	<u>14,81</u>	<u>15,36</u>	<u>13,81</u>	<u>21,15</u>	<u>17,05</u>	<u>16,48</u>	<u>15,17</u>
<b>Pétrole du Royaume-Uni (\$ CA/baril)</b>								
Prix, déduction faite des frais de transport et de vente . . . .	36,50	33,36	35,79	35,39	42,53	37,99	39,30	37,78
Frais d'exploitation . . . . .	6,99	8,20	9,03	6,56	4,41	11,10	5,71	3,12
Revenu net . . . . .	<u>29,51</u>	<u>25,16</u>	<u>26,76</u>	<u>28,83</u>	<u>38,12</u>	<u>26,89</u>	<u>33,59</u>	<u>34,66</u>

Notes :

- 1) Comprend les taxes à la production et minières.
- 2) Exclut l'incidence de modifications apportées au troisième trimestre de 2003 à l'égard d'exercices antérieurs, qui ont eu pour effet de réduire les redevances de 21 millions de dollars canadiens.

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs des titres d'EnCana et les options d'achat de titres, sont donnés dans la circulaire de sollicitation de procurations visant la dernière assemblée annuelle des actionnaires d'EnCana à laquelle des administrateurs ont été élus. Des données financières supplémentaires figurent dans les états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Lorsque ses titres font l'objet d'un placement aux termes 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 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 terminé pour lequel des états financiers ont été déposés, avec le rapport des vérificateurs connexe, et un exemplaire des derniers états financiers intermédiaires d'EnCana ayant été déposés, le cas échéant, pour une période postérieure à la clôture de son dernier exercice terminé;
- 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 aux personnes qui en font la demande auprès du secrétaire mentionné ci-après un exemplaire de tout document auquel il est fait référence aux alinéas i), ii) et iii) ci-dessus, étant entendu qu'elle peut 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 mentionnés dans les paragraphes ci-dessus, veuillez communiquer avec :

Kerry D. Dyte  
Directeur juridique et secrétaire général  
EnCana Corporation  
1800, 855 – 2nd 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

## ANNEXE A

### **Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants**

Au conseil d'administration d'EnCana Corporation (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données sur les réserves de la société au 31 décembre 2003. Ces données portent notamment sur :
  - i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2003, compte tenu de prix et de coûts constants;
  - ii) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie futurs connexes, reposant sur la mesure normalisée des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz.

2. Les données relatives aux réserves relèvent de la responsabilité de la direction de la société. Nous avons pour notre part la responsabilité de donner notre avis sur les données relatives aux réserves en fonction de notre évaluation.

Nous avons procédé à notre évaluation en observant les normes établies dans le manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (le « manuel d'évaluation ») préparé conjointement par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (division de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole, en y apportant les modifications nécessaires pour tenir compte des définitions et des normes énoncées dans les politiques du Financial Accounting Standards Board des États-Unis (les « normes du FASB ») et des exigences juridiques de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (les « exigences de la SEC »).

3. Conformément aux termes de ces normes, une évaluation doit être planifiée et effectuée afin de vérifier, dans la mesure du raisonnable, que les données sur les réserves ne contiennent aucune inexactitude importante. L'évaluation doit également vérifier que les données sur les réserves sont conformes aux principes et aux définitions mentionnés ci-dessus.
4. Le tableau suivant indique les quantités estimatives des réserves prouvées (après les redevances) et la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie futurs connexes (avant déduction des impôts sur le revenu), calculées en supposant des prix et des coûts constants et en employant un taux d'actualisation de 10 pour cent, lesquelles sont comprises dans les données sur les réserves de la société que nous avons évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Évaluateur et date de la préparation du rapport	Emplacement des réserves	Quantités estimatives des réserves prouvées après les redevances		Valeur actualisée estimative des flux de trésorerie futurs connexes, avant impôts, avec taux d'actualisation de 10 %  (en millions de \$ US)
		Gaz	Liquides	
		(en milliards de pieds cubes)	(en millions de barils)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. .... 10 janvier 2004	Canada	3 217	451,4	8 719
Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. .... 23 janvier 2004	Canada	2 019	136,1	4 808
Ryder Scott Company..... 5 janvier 2004	Canada	20	42,0	261
Netherland, Sewell & Associates, Inc. .... 6 janvier 2004	États-Unis	3 130	41,6	7 304
Ryder Scott Company..... 5 janvier 2004	Équateur		161,7	1 894
DeGolyer and MacNaughton ..... 2 janvier 2004	Royaume-Uni - Mer du Nord	26	124,4	814
<b>Totaux</b> .....		<u>8 411</u>	<u>957,2</u>	<u>23 800</u>

5. À notre avis, les données sur les réserves que nous avons respectivement évaluées ont été dressées selon les dispositions du manuel d'évaluation, y compris les modifications à celui-ci tenant compte des normes du FASB et des exigences de la SEC, et y sont conformes, à tous égards importants.
6. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour nos rapports mentionnés au paragraphe 4 par suite d'événements ou de circonstances postérieurs à la date de leur préparation.
7. Les réserves ne sont que des quantités estimatives et non des quantités exactes. De plus, étant donné que les données sur les réserves sont fondées sur des opinions concernant des événements futurs, les résultats réels peuvent différer, et même de façon importante, des résultats estimatifs.

Signé pour notre rapport indiqué ci-dessus :

(signé) McDaniel & Associates Consultants Ltd.  
Calgary (Alberta) Canada

(signé) Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd.  
Calgary (Alberta) Canada

(signé) Netherland, Sewell & Associates, Inc.  
Dallas (Texas) États-Unis

(signé) DeGolyer and MacNaughton  
Dallas (Texas) États-Unis

(signé) Ryder Scott Company  
Houston (Texas) États-Unis/  
Calgary (Alberta) Canada

Le 9 février 2004

## ANNEXE B

### **Rapport des dirigeants et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations**

Les dirigeants et les administrateurs d'EnCana Corporation (la « société ») sont responsables de la préparation et de la divulgation de l'information sur les activités pétrolières et gazières de la société, conformément aux exigences des autorités de réglementation des valeurs mobilières. Les dispositions réglementaires applicables à la société figurent dans l'IG 51-101, tel qu'il a été modifié par la décision du REC du 16 décembre 2003, et exigent que soit divulguée l'information prévue par les exigences d'information en vigueur aux États-Unis et les pratiques d'information en vigueur aux États-Unis (« US Disclosure Requirements » et « US Disclosure Practices », ainsi que ces termes sont définis dans la décision du REC), conformément à ceux-ci. L'information exigée comprend les données sur les réserves, c'est-à-dire :

- i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2003, déterminées en fonction de prix et de coûts constants;
- ii) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie futurs connexes, reposant sur la mesure normalisée des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données sur les réserves de la société. Le rapport de ces évaluateurs, daté du 9 février 2004 (le « rapport des évaluateurs ») et précisant les normes observées et les résultats obtenus, est joint au présent rapport.

Le comité des réserves du conseil d'administration (le « conseil d'administration ») de la société, dont tous les membres sont non reliés et non membres de la direction, a :

- a) passé en revue la procédure suivie par la société pour fournir l'information voulue aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour vérifier si des restrictions avaient éventuellement été imposées par la direction qui pourraient empêcher les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de présenter un rapport sans aucune réserve;
- c) examiné les données sur les réserves avec la direction et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, comme il est indiqué dans le rapport des évaluateurs.

Le conseil d'administration a examiné la mesure normalisée des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz de la société. De plus, il a passé en revue la procédure suivie par la société pour recueillir et présenter d'autres renseignements sur ses activités pétrolières et gazières et a examiné ces renseignements avec la direction. Le conseil d'administration a approuvé :

- a) le contenu et le dépôt auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières de l'information sur les quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz et la mesure normalisée de ces quantités et des autres renseignements sur les activités pétrolières et gazières de la société, qui figurent dans sa notice annuelle jointe au présent rapport;
- b) le dépôt du rapport des évaluateurs;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données sur les réserves ne sont que des quantités estimatives et non des quantités exactes. De plus, étant donné que les données sur les réserves sont fondées sur des opinions concernant des événements futurs, les résultats réels peuvent différer, et même de façon importante, des résultats estimatifs.

(signé) Gwyn Morgan  
Président et chef de la direction

(signé) Brian C. Ferguson  
Vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise

(signé) David P. O'Brien  
Administrateur et président du conseil

(signé) James M. Stanford  
Administrateur et président du comité des réserves

Le 25 février 2004