



NOTICE ANNUELLE

Le 25 février 2005

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	4
Dénomination sociale et constitution	4
Liens intersociétés	4
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	5
Activités en amont	5
Activités médianes et de commercialisation	7
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	9
DIVISION EN AMONT	10
Canada	10
États-Unis	15
Activités d'exploration internationales des nouvelles entreprises	17
Équateur	19
ACTIVITÉS MÉDIANES ET DE COMMERCIALISATION	20
Activités médianes	20
Commercialisation	22
RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	24
Données sur les quantités des réserves	24
Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz	26
Volume des ventes quotidiennes, taux des redevances et résultats par éléments	30
Activités de forage	41
Emplacement des puits	43
Participation dans des actifs importants	44
Acquisitions, aliénations et dépenses en immobilisations	46
Engagements de livraison	48
GÉNÉRALITÉS	48
Concurrence	48
Protection de l'environnement	48
Politiques sociales et environnementales	48
Employés	49
Activités à l'étranger	49
Restructurations	50
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	51
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION	53
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	56
ÉVALUATIONS DE CRÉDIT	56
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	58
DIVIDENDES	58
PROCÉDURES JUDICIAIRES	59
FACTEURS DE RISQUE	59
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	64
EXPERTS INTÉRESSÉS	64
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	64
ANNEXE A — Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés	
indépendants	65
ANNEXE B — Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et	
d'autres informations	67
ANNEXE C — Mandat du comité de vérification	68

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^{er} 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 dans la présente notice annuelle sont déterminés suivant les principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada »), qui sont différents des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). 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 du Canada et ceux calculés suivant les PCGR des États-Unis.

Conformément aux PCGR du Canada, 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 le premier trimestre de 2002 ne tiennent pas compte des résultats d'AEC au cours de cette période. 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 « \$ CA », on entend des dollars canadiens.

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 en capitaux et leur affectation, les projets de forage ainsi que leur calendrier et leur emplacement, la capacité et les niveaux de production et le calendrier de réalisation de cette capacité et de ces niveaux, la capacité des gazoducs, l'échéancier de la construction de pipelines, les estimations des réserves, l'utilisation des aménagements se rapportant à l'installation de stockage de gaz de Hythe et le calendrier s'y rapportant, 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 remise en valeur et d'abandon, les plans d'analyse du projet Deep Panuke, les litiges en instance, les programmes d'exploration, les programmes d'acquisitions et d'aliénations, y compris les programmes d'amodiation, les programmes de recherche et de développement, le calendrier et les résultats de l'étude d'impact environnemental dans la région Jonah, le calendrier des acquisitions, le calendrier, la construction et la capacité de l'installation de stockage de Starks, les flux de trésorerie nets, l'expansion géographique et les projets d'acquisition de données sismiques et les programmes de levés sismiques.

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 médianes 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 en 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 la réglementation en matière d'environnement et autre ou son interprétation, 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, 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

Le Règlement 51-101 (le « Règlement 51-101 ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose de nouvelles normes d'information concernant les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. Le Règlement 51-101 et son instruction complémentaire prévoient expressément des dispenses à l'égard de certaines obligations d'information prescrites par le Règlement 51-101 qui peuvent être accordées aux sociétés qui sont actives sur les marchés des capitaux aux États-Unis, les autorisant à utiliser les normes exigées par la 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 aux 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 du Règlement 51-101.

Les principales différences entre les exigences américaines et celles du Règlement 51-101 sont les suivantes : i) les normes américaines exigent uniquement la divulgation des réserves prouvées, tandis que le Règlement 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 aux coûts établis à la date à laquelle l'estimation est faite, tandis que le Règlement 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 à la date de prise d'effet de l'estimation et la divulgation des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs connexes estimés en fonction de prix et de 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 du Règlement 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 évaluation. Il existe également des écarts entre les pratiques reconnues de détermination des prix constants aux fins d'évaluer les réserves de bitume, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Description de l'activité — Réserves et autres données sur le pétrole et le gaz — Données sur les quantités des réserves » dans la présente notice annuelle.

EnCana a déclaré les quantités de réserves prouvées suivant les normes contenues dans le Règlement S-X de la SEC 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* (le « SFAS n° 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). Les renseignements sur la production et les réserves présentés dans la présente notice annuelle sont indiqués de la même façon.

Dans la présente notice annuelle, certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ont été convertis en millions de pieds cubes d'équivalent (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes d'équivalent (« kpi³e ») à raison de un baril (« b ») pour six mille pieds cubes (« kpi³ »). En outre, certains volumes ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») selon la même formule. Les mesures bep, Mpi³e et kpi³e peuvent être trompeuses, particulièrement si on les emploie de façon isolée. Le taux de conversion de six kpi³ 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 est régie en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA »).

Le siège social et bureau de la direction d'EnCana est situé au 1800, 855 – 2nd 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 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 2004 et pour l'exercice terminé à cette date.

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété ¹⁾	Territoires de formation, de prorogation ou de constitution
EnCana West Ltd.	100	Alberta
EnCana Oil & Gas Partnership	100	Alberta
EnCana USA Holdings	100	Delaware
3080763 Nova Scotia Company	100	Nouvelle-Écosse
Alenco Inc.	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware
McMurry Oil Company ²⁾	100	Wyoming
Plaza Acquisition I Corp. ²⁾	100	Delaware
Tom Brown, Inc. ²⁾	100	Delaware
EnCana Midstream & Marketing (Holdings) Inc.	100	Canada
EnCana Midstream & Marketing	100	Alberta

Notes :

1) Comprend une participation indirecte.

2) Ont fusionné avec EnCana Oil & Gas (USA) Inc. le 1^{er} janvier 2005. EnCana Oil & Gas (USA) Inc. est l'entité prorogée.

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 2004 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 en Amérique du Nord en termes de propriétés foncières et de production au 31 décembre 2004. EnCana tente d'assurer sa croissance au moyen de son portefeuille de zones de ressources de longue durée non traditionnelles situées au Canada et aux États-Unis. EnCana définit les zones de ressources comme étant d'importantes accumulations contiguës d'hydrocarbures dans des gisements profonds ou d'une grande étendue qui présentent habituellement de faibles risques sur le plan géologique et de la mise en valeur commerciale et affichent de faibles taux moyens d'épuisement. La recherche disciplinée de ces actifs non traditionnels a permis à EnCana de devenir le plus important producteur de gaz naturel de l'Amérique du Nord, en fonction de sa production au cours du deuxième semestre de 2004, et un producteur de premier plan dans le domaine des sables bitumineux au moyen de sa récupération sur place. La société exerce également des activités d'exploration et de production à l'échelle internationale et détient des participations dans des actifs et des activités médianes, y compris des installations de stockage de gaz naturel, de traitement de LGN et des centrales électriques et des pipelines.

EnCana exerce ses activités sous deux divisions principales : i) activités en amont et ii) activités médianes et commercialisation. Le texte qui suit fait état 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 pétrole brut, de LGN, ainsi que d'autres activités connexes d'EnCana.

Après la fusion en 2002, la majorité des activités en amont d'EnCana étaient menées au Canada, aux États-Unis, en Équateur et au centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni. À compter de la fusion jusqu'au début de 2004, EnCana a mis l'accent sur la mise en valeur et l'expansion de ses actifs à forte croissance et à rendement élevé dans ces régions clés. En 2004, EnCana a accentué son objectif stratégique en vue de se concentrer sur son portefeuille de zones de ressources en Amérique du Nord. Ce faisant, EnCana a réalisé un certain nombre d'acquisitions et d'aliénations importantes au cours des trois dernières années.

Acquisitions en 2004 :

- Au cours du premier trimestre de 2004, une filiale d'EnCana a réalisé l'acquisition, au moyen de deux opérations distinctes, de participations supplémentaires dans la région centrale de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni, pour une contrepartie en espèces nette d'environ 131 millions de dollars.
- En mai 2004, une filiale d'EnCana a réalisé l'acquisition de Tom Brown, Inc. (« Tom Brown ») pour une contrepartie totale d'environ 2,7 milliards de dollars, y compris la prise en charge de dettes d'environ 406 millions de dollars. Tom Brown était une société privilégiant les zones de ressources, l'exploration et la production de gaz naturel dont le siège social était situé à Denver, au Colorado. Les actifs de Tom Brown sont situés dans les bassins Piceance, Green River, Wind River, Paradox, East Texas et Permian et le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.
- En décembre 2004, une filiale d'EnCana a acquis des actifs de gaz naturel dans le nord du Texas en contrepartie d'environ 251 millions de dollars, sous réserve des rajustements après la clôture.

Aliénations en 2004 :

- En février 2004, EnCana a vendu sa participation de 53,3 pour cent dans Petrovera Resources (« Petrovera »), une société de personnes de l'Alberta qui produit du pétrole lourd dans l'Ouest canadien, pour une contrepartie en espèces nette d'environ 287 millions de dollars.
- En juillet 2004, une filiale d'EnCana a vendu des actifs au Nouveau-Mexique en contrepartie d'environ 228 millions de dollars.
- En août 2004, EnCana a vendu des terrains de gaz naturel classique dans le nord-est de l'Alberta en contrepartie d'environ 225 millions de dollars, sous réserve des rajustements après la clôture.
- En septembre 2004, la société a vendu des actifs pétroliers et gaziers classiques en contrepartie d'environ 388 millions de dollars, sous réserve des rajustements après la clôture. Cette opération comprenait des terrains dans le centre-est et dans le sud de l'Alberta produisant en grande partie du pétrole moyen et lourd.

- En décembre 2004, une filiale d'EnCana a clôturé la vente de la totalité de ses actifs dans le centre de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni en contrepartie d'environ 2,1 milliards de dollars. Ces actifs comprenaient une participation de 43,2 pour cent dans le champ pétrolifère Buzzard, des participations de 41,0 pour cent et de 54,3 pour cent, respectivement, dans les champs pétrolifères de Scott et de Telford, d'autres découvertes par satellites, en plus d'autres participations dans des permis d'exploration visant plus de 740 000 acres nettes dans la mer du Nord. Compte tenu de cette disposition, la région du Royaume-Uni est maintenant considérée comme une activité abandonnée aux fins de la communication de l'information financière.

Concurremment à l'annonce de la vente au Royaume-Uni, EnCana a qualifié ses actifs en Équateur et dans le golfe du Mexique comme n'étant plus des actifs essentiels (aux fins d'une aliénation ultérieure prévue) puisqu'ils ne correspondent plus à l'accent qu'EnCana met dans les zones de ressources en Amérique du Nord. Les actifs en Équateur comprennent des participations dans cinq blocs du bassin Oriente et une participation de 36,3 pour cent dans le pipeline Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP »). La région de l'Équateur est maintenant considérée comme une activité abandonnée aux fins de la communication de l'information financière. Les actifs dans le golfe du Mexique comprennent les participations d'EnCana dans les découvertes Tahiti, Tonga, Sturgis, Sawtooth, Jack et St. Malo. EnCana possède une participation moyenne de 40 pour cent dans 239 blocs d'exploration représentant environ 1,4 milliard d'acres brutes dans le golfe du Mexique.

En décembre 2004, EnCana a annoncé son intention de vendre d'autres terrains pétroliers et gaziers classiques parvenus à maturité représentant une production d'environ 22 000 barils d'équivalent pétrole par jour. EnCana s'attend à ce que la clôture de ces opérations ait lieu au cours du deuxième trimestre de 2005.

En février 2005, EnCana Oil and Gas (USA) Inc. a annoncé son projet de vendre trois installations de collecte et de traitement de gaz naturel aux États-Unis : Fort Lupton et Dragon Trail, au Colorado, et Lisbon, en Utah. Les trois usines ont une capacité totale de traitement d'environ 210 millions de pieds cubes par jour.

Acquisitions en 2003 :

- En janvier 2003, EnCana a acquis des réserves et une capacité de production en Équateur auprès de Vintage Petroleum, Inc. (« Vintage ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 116 millions de dollars.
- En septembre 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. EnCana a acheté une participation majoritaire dans 39 parcelles de terrains totalisant quelque 350 000 acres nettes pour une contrepartie d'environ 270 millions de dollars. 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.
- 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 pour une contrepartie en espèces nette d'environ 100 millions de dollars. Les principaux terrains en production acquis sont situés dans le bassin de Piceance dans le nord-ouest du Colorado.
- En octobre 2003, une filiale d'EnCana a échangé sa participation sans exploitation dans la découverte de Llano dans le golfe du Mexique en contrepartie d'une participation supplémentaire de 14 pour cent à la fois dans le champ de Scott et le champ de Telford dans la partie centrale de la mer du Nord à proximité du Royaume-Uni qu'une autre filiale de d'EnCana a reçue.

Aliénations en 2003 :

- En février 2003, EnCana a vendu une participation de 10 pour cent dans la coentreprise Syncrude (« Syncrude ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 690 millions de dollars. En juillet 2003, EnCana a vendu sa participation restante de 3,75 pour cent dans Syncrude et une redevance dérogatoire pour une contrepartie en espèces nette d'environ 309 millions de dollars. Ces deux opérations sont assujetties à des rajustements après la clôture. Syncrude exploite une installation dans le nord-est de l'Alberta qui produit du pétrole brut à partir de sables bitumineux.

Acquisitions en 2002 :

- 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 et d'une superficie situées dans le bassin Piceance

dans le nord-ouest du Colorado auprès de filiales d'El Paso Corporation en contrepartie d'environ 275 millions de dollars.

- 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 situées dans le champ de gaz naturel Jonah dans le sud-ouest du Wyoming auprès d'une filiale de The Williams Companies en contrepartie d'environ 350 millions de dollars.

Au cours des trois dernières années, EnCana a réalisé un certain nombre d'acquisitions et d'aliénations qui ne sont pas indiquées précédemment. La majeure partie de ces opérations étaient évaluées à moins de 100 millions de dollars.

Activités médianes et de commercialisation

La division activités médianes et de commercialisation d'EnCana englobe les activités médianes et les activités d'optimisation du marché. Les activités médianes d'EnCana se composent d'activités liées au stockage de gaz naturel et au traitement et au stockage de LGN et d'activités liées à la production d'électricité et aux pipelines. Les groupes de commercialisation d'EnCana s'attachent à améliorer les ventes de la production exclusive de la division amont. De ce fait, les groupes de commercialisation se livrent à des activités d'optimisation du marché, y compris des achats et des ventes de produits de tiers qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation à l'égard des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

En concentrant son portefeuille d'actifs, la division activités médianes et de commercialisation a réalisé un certain nombre d'expansion de projets ainsi que des aliénations d'actifs au cours des trois dernières années.

Projets en 2004 :

- En mars 2004, une expansion de 10 milliards de pieds cubes a été parachevée à l'installation de stockage de gaz naturel de Wild Goose dans le nord de la Californie. L'expansion a augmenté la capacité de traitement totale pour la porter à environ 24 milliards de pieds cubes.
- En juin 2004, après la fin fructueuse de sa première saison d'activité, Entrega Gas Pipeline Inc. (« Entrega »), une filiale d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc., a annoncé qu'elle allait de l'avant avec son projet de gazoduc proposé. Entrega a déposé sa demande de certificat auprès de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« FERC ») en septembre 2004 en vue de la construction du gazoduc s'étendant du bassin Piceance au Colorado, en passant par Wamsutter, au Wyoming, jusqu'au centre de négociation du gaz naturel de Cheyenne dans le nord-est du Colorado. Le rythme de la construction sera fonction de certificat du FERC. S'il est approuvé, le premier segment du gazoduc jusqu'à Wamsutter, au Wyoming, devrait être en service à la fin de 2005 et aura une capacité initiale d'environ 700 millions de pieds cubes par jour.
- En novembre 2004, EnCana Midstream & Marketing, une société de personnes en propriété exclusive d'EnCana, a signé un protocole d'entente avec The Premcor Refining Group Inc., filiale en propriété exclusive indirecte de l'entreprise indépendante américaine de raffinage de pétrole Premcor Inc., en vue de réaliser une étude préliminaire technique et de conception des modifications nécessaires en vue de moderniser la raffinerie existante de Premcor à Lima, en Ohio, pour lui permettre de traiter une capacité estimative de 200 000 barils par jour de pétrole lourd mélangé d'EnCana aux termes d'un projet de contrat de vente à long terme. Le protocole envisage la création d'une coentreprise en parts égales qui serait propriétaire de la raffinerie modernisée et en assurerait l'exploitation.

Aliénations en 2004 :

- En décembre 2004, EnCana a vendu sa participation de société de personnes non exploitée de 25 pour cent dans Kingston CoGen Limited Partnership (« Kingston CoGen ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 25 millions de dollars, sous réserve des rajustements après la clôture. Kingston CoGen est propriétaire d'une centrale de cogénération de 110 mégawatts à Kingston, en Ontario.
- En décembre 2004, EnCana s'est départie de sa participation dans la coentreprise du réseau de collecte d'éthane d'Alberta en contrepartie d'environ 108 millions de dollars, sous réserve des rajustements après la clôture.

Projets en 2003 :

- En octobre 2003, la première phase de l'installation de stockage de gaz naturel Countess est entrée en service, ajoutant ainsi une capacité de 10 milliards de pieds cubes. L'installation est située à l'est de Calgary. Le parachèvement des installations de l'usine de Countess a augmenté la capacité pour la porter à environ

30 milliards de pieds cubes en 2004. L'utilisation complète de la capacité nominale de 40 milliards de pieds cubes devrait débuter en 2005, dès l'approbation de l'augmentation de la pression dans le réservoir.

- En octobre 2003, un projet d'aménagement d'une nouvelle installation de stockage de gaz naturel à Starks dans le sud-ouest de la Louisiane a été annoncé par une filiale d'EnCana. Une première saison d'activité en vue de tester la capacité a eu lieu au début de 2004. En octobre 2004, une demande a été déposée auprès de la FERC en vue d'obtenir son approbation réglementaire. Sous réserve des approbations réglementaires et d'une deuxième saison d'activité satisfaisante en février 2005, l'installation devrait être mise en service au cours du troisième trimestre de 2006 et aura une capacité de stockage initiale d'environ 9 milliards de pieds cubes. La capacité future totale de l'installation de Starks devrait être d'environ 19 milliards de pieds cubes.

Aliénations en 2003 :

- En janvier 2003, EnCana a réalisé 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. Également en janvier 2003, EnCana a réalisé la vente de sa participation indirecte de 100 pour cent dans le réseau de pipelines Express (« Express ») en contrepartie d'environ 778 millions de dollars, y compris notamment la prise en charge d'une dette par l'acheteur d'environ 385 millions de dollars. EnCana a conservé une capacité de transport de pétrole brut sur les deux réseaux par ses contrats commerciaux à long terme en vigueur.

Aliénations en 2002 :

- Toutes les activités commerciales de négociant d'énergie établi à Houston ont été interrompues après la fusion en 2002.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

La carte suivante indique les avoirs fonciers et les zones de ressources clés d'EnCana sur le continent nord-américain en date du 31 décembre 2004.



DIVISION EN AMONT

La majorité des activités en amont d'EnCana sont exercées au Canada, aux États-Unis et en Équateur. Les activités d'exploration internationale des nouvelles entreprises visent surtout des occasions qui se présentent en Afrique, au Brésil, au Moyen-Orient et au Groenland.

Au 31 décembre 2004, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 10,5 billions de pieds cubes de gaz naturel et de 501 millions de barils de pétrole brut et de LGN, selon une estimation faite par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les réserves mises en valeur prouvées comprennent environ 67 pour cent du total des réserves prouvées nettes. Se reporter à la rubrique « Réserves et autres données sur le pétrole et le gaz ».

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, qui représentent environ 25 millions d'acres brutes (environ 21 millions d'acres nettes, dont environ 14 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ un tiers 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.

Les activités canadiennes en amont 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 englobe les activités de production de gaz naturel d'EnCana dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan ainsi que les principaux projets de récupération thermique de pétrole brut de la société à Foster Creek et à Christina Lake. Les trois principales zones de ressources dans la région des plaines canadienne sont i) Shallow Gas dans le sud de l'Alberta (production d'environ 592 millions de pieds cubes par jour en 2004 et d'environ 507 millions de pieds cubes par jour en 2003); ii) les mises en valeur du méthane de houillère dans le sud et le centre de l'Alberta (production d'environ 17 millions de pieds cubes par jour en 2004 et d'environ 4 millions de pieds cubes par jour en 2003); et iii) les activités de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») à Foster Creek (production d'environ 28 774 barils par jour en 2004 et d'environ 21 823 barils par jour en 2003).

En 2005, les investissements en capitaux d'EnCana dans les programmes principaux concernant des projets de gaz naturel dans la région des plaines canadienne devraient représenter environ 1 085 millions de dollars, dont quelque 65 millions de dollars pour l'exploration et quelque 1 020 millions de dollars pour la mise en valeur. EnCana prévoit forer environ 4 098 puits bruts de gaz naturel (3 925 puits nets) dans cette région en 2005. En 2005, les investissements en capitaux dans les projets de pétrole brut devraient représenter environ 423 millions de dollars, principalement pour les projets de mise en valeur, dont quelque 290 millions de dollars pour les projets de DGMV, et le forage d'environ 358 puits bruts de pétrole (349 puits nets).

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région des plaines canadienne au 31 décembre 2004.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Suffield	942	930	275	271	1 217	1 201	99 %
Brooks	1 232	1 206	183	170	1 415	1 376	97 %
Chinook	1 344	1 317	300	279	1 644	1 596	97 %
Foster Creek	6	6	52	52	58	58	100 %
Christina Lake	4	4	68	62	72	66	92 %
Weyburn	73	64	460	449	533	513	96 %
Autres	2 873	2 452	5 890	5 502	8 763	7 954	91 %
Total des plaines canadiennes	6 474	5 979	7 228	6 785	13 702	12 764	93 %

Le tableau suivant indique les chiffres de la production quotidienne moyenne pour les périodes indiquées.

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)		Production totale (bep/j)	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Suffield	241	230	26 706	26 945	401	391	66 873	65 279
Brooks	474	434	15 542	15 295	568	526	94 542	87 628
Chinook	356	329	7 150	7 342	399	373	66 483	62 175
Foster Creek	—	—	28 774	21 823	173	131	28 774	21 823
Christina Lake	—	—	4 364	3 806	26	23	4 364	3 806
Weyburn	—	—	14 200	10 846	85	65	14 200	10 846
Autres	203	188	30 184	44 171	384	453	64 017	75 504
Total des plaines canadiennes	1 274	1 181	126 920	130 228	2 036	1 962	339 253	327 061

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2004. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2004.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Suffield	7 603	7 510	641	639	8 244	8 149
Brooks	9 622	9 006	699	573	10 321	9 579
Chinook	3 134	3 041	139	133	3 273	3 174
Foster Creek	—	—	36	36	36	36
Christina Lake	—	—	3	3	3	3
Weyburn	—	—	685	422	685	422
Autres	1 888	1 499	1 322	937	3 210	2 436
Total des plaines canadiennes	22 247	21 056	3 525	2 743	25 772	23 799

Le texte qui suit donne la description des principales zones de production de la société ou des activités dans la région des plaines canadienne.

Suffield

EnCana détient une participation dans 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. Suffield constitue l'une des régions prioritaires de la zone de ressources gazéifères peu profondes. EnCana produit également du pétrole brut classique dans la région. La région de Suffield se compose principalement du bloc Suffield où les activités 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.

Brooks

EnCana produit du gaz naturel, du pétrole brut et des LGN à partir des horizons du Crétacé dans la région de Brooks du sud de l'Alberta, située à l'est de Calgary. Cette région est une autre région prioritaire des zones de ressources gazéifères peu profondes et se compose en grande partie de terrains en propriété inconditionnelle couvrant une partie du bloc Palliser.

Chinook

La région de Chinook est située immédiatement à l'est de Calgary. La majorité des terrains de la société dans la région sont des terrains en propriété inconditionnelle sur le bloc Palliser dont EnCana possède les droits miniers. Outre les activités dans les horizons gazéifères peu profonds du Crétacé supérieur, la région de Chinook est le centre de la zone de ressources en méthane de houillère d'EnCana. La mise en valeur du méthane de houillère de la section 1 100 du Horseshoe Canyon est située dans la région de Chinook. En 2004, EnCana a foré environ 577 puits de méthane de houillère dans la région de son projet sur le bloc Palliser, augmentant ainsi la production pour la porter à environ 30 millions de pieds cubes par jour à la fin de l'année. En 2005, EnCana envisage de forer environ 1 000 puits de

méthane de houillère, ce qui devrait augmenter la production de méthane de houillère pour la porter à environ 60 millions de pieds cubes par jour d'ici la fin de l'année.

Foster Creek

EnCana a une participation directe exclusive dans Foster Creek, l'une de ses deux zones de ressources en pétrole brut. EnCana détient des droits d'accès de surface et des droits sur le pétrole et le gaz naturel pour l'exploration, la mise en valeur et le transport du gaz naturel et des sables bitumineux de secteurs du polygone de tir aérien de Cold Lake (bloc Primrose) concédés par le gouvernement du Canada. EnCana a acquis des concessions de sables bitumineux et possède certains droits d'acquisition visant de telles concessions lorsque des gisements de bitume 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 thermique de pétrole qui lui appartient en totalité dans le secteur Foster Creek du bloc Primrose en utilisant la technologie DGMV.

Les activités pilotes à Foster Creek ont débuté en 1998, et une installation commerciale d'une capacité de 20 000 barils par jour a été lancée en 2001. Le premier agrandissement, qui a augmenté la capacité commerciale pour la porter à environ 30 000 barils par jour, a été parachevé au cours du troisième trimestre de 2003. La production nette de pétrole brut en 2004 s'est établie en moyenne à environ 28 800 barils par jour. Un autre agrandissement a été approuvé, et le travail d'ingénierie est en cours. On s'attend à une augmentation totale de 30 000 barils par jour de capacité de production supplémentaire au cours des deux phases de cet agrandissement : une capacité de 10 000 barils par jour devrait être en service au cours du quatrième trimestre de 2005 et 20 000 barils par jour supplémentaires devraient l'être au quatrième trimestre de 2006. EnCana s'attend à atteindre ce débit projeté de 60 000 barils par jour au début de 2007.

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

Christina Lake

EnCana a la propriété exclusive d'un projet pilote de récupération thermique de pétrole brut à Christina Lake qui utilise également la technologie DGMV. En 2004, EnCana a ajouté deux paires de puits et avait une capacité de production totale d'environ 6 000 barils par jour à la fin de l'année.

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. 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 deuxième procédé, Vapex, utilise des solvants au lieu de la vapeur. Après avoir expérimenté le PAS à Senlac, en Saskatchewan, en 2002, EnCana a terminé la construction d'un projet d'exploitation pilote à Christina Lake et y a commencé les activités en 2004. Le projet pilote Vapex à Foster Creek est en exploitation depuis 2002. La première phase du projet pilote est près d'être terminée, et d'autres recherches sont prévues dans la région au cours de 2005.

Le pompage artificiel est un autre domaine où EnCana concentre ses efforts en recherchant des modèles de pompes qui lui permettraient d'optimiser la technologie DGMV en l'utilisant sous de faibles pressions, permettant ainsi d'atteindre des ratios vapeur-pétrole moindres et de diminuer le coût des investissements en installations. EnCana compte maintenant plus de 10 puits utilisant les pompes électriques submersibles à Foster Creek et elle s'attend à utiliser cette technologie sur les nouveaux puits de DGMV. La technologie de DGMV à faible pression est utilisée sur une paire de puits à Foster Creek, et EnCana envisage d'utiliser cette technologie sur au plus 10 puits en 2005.

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 dioxyde de

carbone (« CO₂ ») miscible. En 2004, EnCana a poursuivi son programme de forage intercalaire qui a débuté en 2003. Ce programme permet d'assurer une couverture optimale des régions qui font actuellement partie de la zone de récupération assistée du pétrole. Quatre configurations supplémentaires, ou regroupements de puits, ont été terminées dans le cadre de la mise en valeur d'injections de CO₂ miscible en 2004. Au 31 décembre 2004, il y avait 36 configurations en service sur un total de 75 configurations planifiées.

Région frontalière et des contreforts canadienne

La région frontalière et des contreforts canadienne comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production du gaz naturel et du pétrole brut d'EnCana dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Elle inclut également les activités d'exploration et de mise en valeur au large de la côte est du Canada et dans la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest. La région frontalière et des contreforts canadienne englobe trois zones de ressources principales : i) Greater Sierra, ii) Cutbank Ridge et iii) Pelican Lake.

Les investissements en capitaux d'EnCana en 2005 dans les programmes principaux visant des projets de gaz naturel dans la région frontalière et des contreforts canadienne devraient représenter environ 1 432 millions de dollars, dont quelque 150 millions de dollars pour l'exploration et quelque 1 282 millions de dollars pour la mise en valeur. EnCana prévoit forer environ 740 puits bruts de gaz naturel (688 puits nets) et environ 77 puits bruts de pétrole brut (77 puits nets) dans cette région en 2005. Les investissements en capitaux à l'égard des projets de pétrole brut devraient représenter environ 95 millions de dollars, principalement pour les projets de mise en valeur.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région frontalière et des contreforts canadienne au 31 décembre 2004.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Greater Sierra	464	397	2 780	2 424	3 244	2 821	87 %
Cutbank Ridge	73	61	815	735	888	796	90 %
Pelican Lake	83	83	135	135	218	218	100 %
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	288	194	242	178	530	372	70 %
Polygone de tir de Cold Lake	386	365	473	469	859	834	97 %
Côte est du Canada	—	—	5 861	3 558	5 861	3 558	61 %
Delta du Mackenzie	—	—	529	198	529	198	37 %
Autres	1 330	1 074	5 195	3 447	6 525	4 521	69 %
Total frontière et contreforts canadien	2 624	2 174	16 030	11 144	18 654	13 318	71 %

Le tableau suivant indique les chiffres de la production quotidienne moyenne pour les périodes indiquées.

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)		Production totale (bep/j)	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Greater Sierra	230	143	632	607	234	147	38 965	24 440
Cutbank Ridge	40	3	—	—	40	3	6 667	500
Pelican Lake	7	9	18 900	15 944	120	105	20 067	17 444
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	110	114	2 785	2 990	127	132	21 118	21 990
Polygone de tir de Cold Lake	163	174	—	—	163	174	27 167	29 000
Autres	286	323	5 149	6 665	317	362	52 815	60 499
Total frontière et contreforts canadien	836	766	27 466	26 206	1 001	923	166 799	153 873

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2004. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2004.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Greater Sierra	559	516	2	2	561	518
Cutbank Ridge	69	63	—	—	69	63
Pelican Lake	15	15	514	514	529	529
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	317	253	61	47	378	300
Polygone de tir de Cold Lake	608	583	—	—	608	583
Autres	1 731	1 539	235	130	1 966	1 669
Total frontière et contreforts canadien	3 299	2 969	812	693	4 111	3 662

Le texte qui suit présente une description des principales activités ou régions productives d'EnCana dans la région frontalière et des contreforts canadienne.

Greater Sierra

La région Greater Sierra du nord-est de la Colombie-Britannique constitue l'une des zones de ressources en gaz naturel clés d'EnCana. La production dans la région, qui était essentiellement nulle en 1998, a atteint en moyenne environ 230 millions de pieds cubes par jour en 2004. Au 31 décembre 2004, EnCana détenait une participation moyenne de 98 pour cent dans 13 installations de production de la région, qui étaient en mesure de traiter environ 450 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. En 2004, EnCana a terminé la construction du gazoduc Ekwan dont l'exploitation a débuté le 1^{er} avril 2004. Le gazoduc Ekwan transporte le gaz naturel depuis le nord-est de la Colombie-Britannique vers l'Alberta. Le pipeline s'étend sur une distance d'environ 80 kilomètres et a une capacité approximative de 400 millions de pieds cubes par jour. En décembre 2004, le débit du gazoduc était d'environ 95 millions de pieds cubes par jour.

Cutbank Ridge

Cutbank Ridge est une zone de ressources en gaz naturel clé située dans les contreforts des Rocheuses canadiennes à environ 50 kilomètres au sud-ouest de Dawson Creek, en Colombie-Britannique. La majeure partie des terrains de la société dans cette région ont été achetés en 2003. En 2004, EnCana a foré environ 50 puits de gaz naturel nets à Cutbank Ridge et a augmenté la production, qui est passée à environ 47 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à la fin de l'année. En 2005, EnCana prévoit forer environ 100 puits nets de gaz naturel à Cutbank Ridge.

Pelican Lake

Pelican Lake est une autre zone de ressources clé d'EnCana productrice de pétrole brut au centre nord de l'Alberta. En 2004, EnCana a poursuivi l'expansion du programme d'injection à Pelican Lake, ce qui a augmenté la récupération de pétrole brut dans la région. EnCana détient également une participation sans exploitation de 38 pour cent dans un pipeline de pétrole brut de 20 pouces de diamètre et de 110 kilomètres de long 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.

Sexsmith/Hythe/Saddle Hills

EnCana produit du gaz naturel, du pétrole brut et des LGN dans la région Sexsmith/Hythe/Saddle Hills dans le nord-ouest de l'Alberta. EnCana exploite aussi l'usine de traitement de gaz naturel acide et de liquides de Sexsmith 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 l'usine de gaz naturel non corrosif de Saddle Hills d'une capacité de 50 millions de pieds cubes par jour. EnCana est aussi 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. Les usines de gaz naturel acide de Hythe et de Sexsmith sont reliées par gazoducs 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.

Polygone de tir aérien de Cold Lake

EnCana produit du gaz naturel dans la région du polygone de tir aérien de Cold Lake (auparavant appelé le bloc Primrose) situé dans le nord-est de l'Alberta. La majeure partie de la production de gaz naturel d'EnCana dans la région est traitée par des installations de compression qu'elle contrôle en totalité et dont elle assure l'exploitation en exclusivité. En 2004, la production provenant de la région a subi les effets de la décision rendue par l'Alberta Energy and Utilities Board, en septembre 2003, visant à interrompre la production de gaz naturel susceptible de nuire à 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 huit millions de pieds cubes par jour. En janvier 2005, le gouvernement de l'Alberta a conclu un accord avec les producteurs de gaz naturel qui prévoit une compensation partielle des producteurs pour cette production interrompue.

Côte est du Canada

Au large de la Nouvelle-Écosse, sur la côte est du Canada, EnCana possède une participation directe de 100 pour cent dans la découverte de gaz naturel de Deep Panuke. EnCana est en train d'évaluer la rentabilité économique éventuelle du projet Deep Panuke, et l'évaluation devrait se poursuivre en 2005.

En 2004, EnCana a participé au forage des puits d'exploration en eaux profondes de Weymouth et de Crimson au large de la Nouvelle-Écosse. Les deux puits n'ont donné aucun résultat.

EnCana possède également d'autres participations dans des terrains d'exploration situés au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador.

Delta du Mackenzie

EnCana a foré un puits d'exploration dans la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest du Canada en 2004. EnCana envisage de forer un puits supplémentaire dans la région en 2005, ainsi que de procéder à d'autres essais sur le puits foré en 2004.

États-Unis

Les activités d'EnCana dans les Rocheuses américaines se concentrent actuellement sur l'exploitation de formations non classiques de gaz naturel en profondeur, à faible perméabilité et de longue durée, surtout dans le champ de gaz naturel non corrosif Jonah, situé dans le bassin Green River au sud-ouest du Wyoming, et dans le bassin Piceance, situé au nord-ouest du Colorado (qui comprend le champ de gaz naturel Mamm Creek). L'acquisition de Tom Brown en mai 2004 a élargi les activités d'EnCana dans les bassins Green River et Piceance. Les activités américaines d'EnCana comprennent également des participations dans les bassins East Texas et Fort Worth au Texas, dans le golfe du Mexique et en Alaska ainsi que des actifs liés à la collecte et au traitement du gaz naturel. La majeure partie de la production aux États-Unis provient de zones de ressources. Les zones de ressources clés sont : i) Jonah, ii) Piceance, iii) East Texas et iv) Fort Worth.

En 2005, les investissements en capitaux d'EnCana dans les programmes principaux pour les projets de gaz naturel aux États-Unis devraient représenter environ 1 482 millions de dollars, dont quelque 77 millions de dollars pour l'exploration et quelque 1 405 millions de dollars pour la mise en valeur, y compris le forage d'environ 923 puits bruts de gaz naturel (789 puits nets). Aucun montant n'est prévu à l'égard d'investissements en capitaux pour des projets de pétrole brut.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers d'EnCana aux États-Unis au 31 décembre 2004.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Jonah	12	10	48	47	60	57	95 %
Piceance	241	216	860	796	1 101	1 012	92 %
East Texas	68	40	167	142	235	182	77 %
Fort Worth	36	33	127	127	163	160	98 %
Golfe du Mexique	—	—	1 371	557	1 371	557	41 %
Alaska	—	—	1 337	531	1 337	531	40 %
Autres	351	208	2 615	2 140	2 966	2 348	79 %
Total aux États-Unis	708	507	6 525	4 340	7 233	4 847	67 %

Le tableau suivant indique les chiffres de la production quotidienne moyenne pour les périodes indiquées.

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)		Production totale (bep/j)	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Jonah	389	374	3 294	3 348	409	394	68 127	65 681
Piceance	261	151	3 074	2 473	279	166	46 574	27 640
East Texas	50	—	167	—	51	—	8 500	—
Fort Worth	27	7	233	136	28	8	4 733	1 303
Autres	142	56	6 037	3 504	179	77	29 704	12 837
Total aux États-Unis	869	588	12 805	9 461	946	645	157 638	107 461

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2004. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2004.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Jonah	386	343	—	—	386	343
Piceance	2 486	2 065	—	—	2 486	2 065
East Texas	458	263	—	—	458	263
Fort Worth	399	366	—	—	399	366
Autres	2 062	1 224	30	12	2 092	1 236
Total aux États-Unis	5 791	4 261	30	12	5 821	4 273

Le texte qui suit présente une description des principales activités ou régions productives d'EnCana aux États-Unis.

Jonah

EnCana produit du gaz naturel et des LGN connexes à partir du champ Jonah situé dans le sud-ouest du Wyoming. La zone de ressources clé Jonah représente la première percée d'EnCana dans la région des Rocheuses américaines. Depuis qu'elle y exerce des activités, en 2000, EnCana a environ triplé les réserves et la production, principalement au moyen d'une combinaison de forage intercalaire et de techniques avancées de fracturation hydraulique. Cette méthode a permis à la société d'avoir accès aux réserves de gaz naturel dans la formation Lance qui compose la zone d'intérêt Jonah. Ces formations de sables empilés se retrouvent à des profondeurs entre 8 000 et 11 500 pieds. Le Bureau of Land Management des États-Unis travaille sur un énoncé des incidences environnementales portant sur la mise en valeur future de la région. L'étude devrait être terminée d'ici le milieu de 2005. EnCana prévoit que les résultats de l'étude seront encourageants pour la société et permettront d'augmenter la croissance de la production à Jonah.

Piceance

Le bassin Piceance, dans le nord-ouest du Colorado, est l'une des principales zones de ressources en gaz naturel d'EnCana. Ce bassin se caractérise par d'épaisses accumulations de gaz naturel, principalement dans la formation

Williams Fork. EnCana a entrepris ses activités dans le bassin en 2001 par son acquisition du champ de Mamm Creek. L'acquisition de Tom Brown en mai 2004 comprenait des terrains et une production de gaz naturel dans le bassin. Au 31 décembre 2004, EnCana avait accumulé plus de un million d'acres nettes dans le bassin et sa production s'établissait à environ 285 millions de pieds cubes par jour.

East Texas

EnCana produit du gaz naturel dans le bassin East Texas. Les terrains dans la région East Texas ont été acquis dans le cadre de l'acquisition de Tom Brown en 2004, et le bassin est l'une des nouvelles zones de ressources clés d'EnCana. Cette multizone d'intérêt de gaz avare cible les zones Bossier et Cotton Valley. Au cours de 2004, EnCana a foré environ 50 puits nets dans le bassin.

Fort Worth

EnCana produit du gaz naturel et des LGN connexes dans le bassin Fort Worth, dans le nord du Texas. Fort Worth est l'une des zones de ressources clés d'EnCana, et la société a constitué une position foncière importante dans la zone d'intérêt Barnett Shale de ce bassin. La société a commencé à exercer des activités dans la région en 2003 par l'acquisition de Savannah Energy Inc. (« Savannah »). EnCana fait appel au forage horizontal et à la stimulation polyétagée en vue d'améliorer le rendement de cette zone d'intérêt. L'achat par la société d'actifs liés au gaz naturel dans le nord du Texas en décembre 2004 comprenait des terrains situés dans le bassin Fort Worth.

Golfe du Mexique

À l'été 2004, une filiale d'EnCana, EnCana Gulf of Mexico LLC, a participé à deux projets d'exploration et d'évaluation dans le golfe du Mexique. Un test de production a été réalisé sur deux zones principales du puits Tahiti, dans lequel EnCana détient une participation sans exploitation de 25 pour cent. Le puits a produit au taux restreint de 15 000 barils par jour. L'analyse des taux et de la pression indique que le puits pourrait être en mesure d'assurer un débit soutenu allant jusqu'à 30 000 barils de pétrole par jour. En outre, EnCana a participé au puits d'exploration en eaux profondes Jack qui a permis la découverte d'une zone productive nette de 350 pieds. EnCana possède une participation sans exploitation de 25 pour cent dans le puits. Au total, les filiales d'EnCana ont participé à six découvertes dans le golfe du Mexique depuis 2002.

Vers la fin de 2004, les actifs dans le golfe du Mexique ont été jugés non prioritaires pour EnCana. La société prévoit aliéner ces actifs en 2005.

Alaska

Vers la fin de 2004, les actifs d'EnCana en Alaska ont été jugés non prioritaires par la société. EnCana prévoit aliéner ces actifs en 2005.

Installations de collecte et de traitement

EnCana possède et exploite diverses installations de collecte de gaz et de traitement de LGN. À proximité de Rifle, au Colorado, les installations de collecte d'EnCana ont une capacité d'environ 360 millions de pieds cubes par jour et comprennent des pipelines s'étendant sur 645 kilomètres. Près de Fort Lupton, au Colorado, les installations de collecte comprennent une station de compression au champ et des pipelines s'étendant sur plus de 1 000 kilomètres. L'usine de traitement de Fort Lupton possède une capacité d'environ 90 millions de pieds cubes par jour. Les installations de collecte de la société à Rangely, au Colorado, comprennent une station de compression au champ et plus de 1 600 kilomètres de pipelines. L'usine de traitement Dragon Trail près de Rangely a une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. L'usine de Lisbon à Moab, en Utah, a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Tom Brown. L'usine de Lisbon est une usine de pointe de traitement du gaz naturel cryogénique d'une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour.

En février 2005, la société a annoncé son intention de vendre les usines de Fort Lupton, de Dragon Trail et de Lisbon et les installations de collecte du gaz connexes.

Activités d'exploration internationales des nouvelles entreprises

EnCana investit une petite partie (environ deux pour cent) de ses capitaux dans des projets d'exploration à fort potentiel à l'extérieur de ses régions géographiques principales, principalement en Afrique, au Brésil, au Moyen-Orient et au Groenland.

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, qui englobe environ 108 millions d'acres brutes (environ 54 millions d'acres nettes). EnCana a fait l'acquisition de données sismiques et a terminé le forage de quatre puits d'exploration en 2004. En 2005, la société prévoit acquérir des données sismiques et s'attend à forer trois à cinq puits d'exploration ou d'évaluation.

En juillet 2004, EnCana a cédé l'ensemble de sa participation dans le bloc Keta au large du Ghana à son partenaire. La cession a été présentée au gouvernement du Ghana, et EnCana attend l'approbation finale de la cessation de ses activités au Ghana.

Brésil

En 2004, EnCana a conclu un accord de collaboration en technologie à l'égard des activités liées au pétrole lourd avec Petrobras, la société pétrolière nationale du Brésil. Cet accord s'inscrit dans une collaboration plus importante, y compris une participation conjointe avec Petrobras dans la ronde de soumission 6 de l'Agência Nacional do Petróleo (« ANP »), au cours de laquelle EnCana a acquis une participation directe moyenne variant de 30 à 40 pour cent dans sept blocs exploités par Petrobras. Cette acquisition a augmenté les avoirs fonciers de la société d'environ 1,1 million d'acres brutes (environ 402 000 acres nettes). En 2005, les activités exécutées sur ces blocs extracôtiers devraient se limiter à l'acquisition de données sismiques.

Au cours de la ronde de soumission 6 de l'ANP, EnCana a également acquis une participation sans exploitation de 25 pour cent dans le bloc 101 extracôtier, augmentant sa position foncière d'environ 177 000 acres brutes (environ 44 000 acres nettes). Outre ces blocs récemment acquis, 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. En 2004, la société a foré un puits d'exploration et un puits d'évaluation sur ce bloc. L'évaluation des résultats devrait se poursuivre en 2005.

Moyen-Orient

En octobre 2004, EnCana a conclu un accord avec le gouvernement du Qatar en vue d'amorcer la seconde phase de son entente de partage portant sur un puits d'exploration et de production dans le bloc 2. Ce bloc englobe la plupart des terrains exploités à terre de l'État de Qatar. La participation directe de 100 pour cent d'EnCana dans les avoirs fonciers du bloc totalise environ 2,2 millions d'acres. Les projets de 2005 comprennent des levés sismiques prévus ainsi que l'amodiation prévue d'une partie de la participation directe d'EnCana.

En 2004, la société a amodié une partie de sa participation directe dans le bloc 47 en république du Yémen, dans lequel la société a une participation directe de 36,75 pour cent (environ 1,9 million d'acres brutes et environ 691 000 acres nettes). EnCana a foré avec succès un puits d'exploration dans le bloc en 2004.

EnCana possède une participation directe de 100 pour cent dans les blocs continentaux 3 et 4 dans le sultanat d'Oman, qui englobent environ 9,6 millions d'acres. EnCana a effectué des levés sismiques en 2004 et prévoit forer un puits en 2005. En 2005, EnCana prévoit également amodier une partie de sa participation dans le Sultanat d'Oman.

EnCana possède une participation directe sans exploitation de 50 pour cent dans le bloc 5 du Royaume de Bahreïn. Le bloc 5 comprend environ 97 000 acres brutes (environ 48 000 acres nettes). Au cours de 2004, des données sismiques ont été acquises, et un puits d'exploration a été foré et abandonné. EnCana a cessé ses activités dans le bloc au début de 2005.

Groenland

EnCana a acquis une licence d'exploration (Lady Franklin) au cours de la ronde de soumissions visant des terrains en mer à l'ouest du Groenland. La licence a été signée en janvier 2005. EnCana détient également une participation directe de 87,5 pour cent dans le bloc Atammik, situé au large, à l'ouest du Groenland, qui représente environ 985 000 acres brutes (environ 872 000 acres nettes). EnCana a effectué des levés sismiques en 2004. En 2005, EnCana prévoit effectuer d'autres levés sismiques et amodier une partie de sa participation directe au Groenland.

Équateur

Vers la fin de 2004, la région de l'Équateur a été jugée comme non prioritaire pour EnCana. La société prévoit se départir de ses activités en Équateur en 2005. Par conséquent, la région de l'Équateur est maintenant considérée comme une activité abandonnée aux fins de la communication de l'information financière.

Une filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana est propriétaire d'une concession dans le bassin Oriente, appelé le bloc Tarapoa. La société a une participation directe de 100 pour cent dans cette concession, qui est exploité aux termes d'un contrat de participation d'une durée initiale se terminant le 1^{er} août 2015. EnCana possède également un droit de participation sans exploitation de 40 pour cent dans le bloc 15 du bassin Oriente. Cette concession est exploitée aux termes d'un contrat de participation dont les durées initiales se terminent en juillet 2012 en ce qui a trait à la production de la région de base et en 2019 en ce qui a trait à la production découlant d'autres explorations. En outre, EnCana a une participation directe majoritaire dans les blocs 14, 17 et Shiripuno, également situés dans le bassin Oriente. Les contrats de production visant les blocs 14 et 17 viennent à expiration en juillet 2012 et en décembre 2018, respectivement.

Au 31 décembre 2014, EnCana détenait une participation directe et un droit de participation moyens de 64 pour cent visant environ 1,4 million d'acres brutes (environ 894 000 acres nettes, dont environ 795 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) en Équateur. Au 31 décembre 2004, 211 puits bruts de pétrole brut (151 puits nets) étaient productifs. Le droit contractuel d'EnCana sur la production nette de pétrole brut en 2004 s'établissait à 76 872 barils par jour (51 089 barils par jour en 2003).

Les participations d'EnCana en Équateur comprennent également une participation indirecte de 36,3 pour cent dans le pipeline OCP, 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. En 2004, les expéditions sur le pipeline OCP ont atteint environ 170 599 barils par jour. Aux termes de la convention conclue avec le gouvernement de l'Équateur, le pipeline OCP sera transféré au gouvernement de l'Équateur, sans frais, après une période d'exploitation de 20 ans. EnCana a un engagement d'expédition de 15 ans sur le pipeline OCP représentant environ 108 000 barils par jour. En 2004, les expéditions d'EnCana sur le pipeline OCP se sont établies en moyenne à environ 72 636 barils par jour.

ACTIVITÉS MÉDIANES ET DE COMMERCIALISATION

Activités médianes

Les activités médianes d'EnCana comprennent principalement le stockage de gaz naturel, le traitement et le stockage de LGN, la production d'électricité et les pipelines. EnCana prévoit effectuer en 2005 des investissements en capitaux de l'ordre de 342 millions de dollars dans les programmes principaux de ses activités médianes.

Stockage de gaz naturel

En termes de capacité de stockage totale, EnCana est le plus grand exploitant indépendant 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 du Mexique et dans le centre des États-Unis. Au 31 décembre 2004, EnCana était propriétaire et exploitant d'installations de stockage ayant une capacité d'environ 163 milliards de pieds cubes et louait des installations de stockage ayant une capacité d'environ 15 milliards de pieds cubes.

EnCana met une partie de sa capacité de stockage à la disposition d'autres entreprises du secteur, 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^{MC}

EnCana exploite et commercialise ses installations de stockage de gaz naturel en Alberta sous le nom commercial AECO HUB^{MC}. 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 l'installation de stockage de gaz de Countess. AECO HUB^{MC} 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, dans le sud-est de l'Alberta, cette installation a été la première et est la plus importante des installations du portefeuille d'AECO HUB^{MC}. Elle possède 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

L'installation de stockage de gaz de Hythe, située dans le nord-ouest de l'Alberta, possède une capacité de stockage de gaz naturel utile d'environ 10 milliards de pieds cubes, une capacité de retrait d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité d'injection de 150 millions de pieds cubes par jour. L'installation est reliée à la fois au réseau de pipelines de TransCanada Corporation en Alberta et au réseau de pipelines Alliance. À partir du 1^{er} avril 2004, les installations de compression et les pipelines rattachés à l'installation de stockage de gaz de Hythe ont été temporairement retirés du service de stockage et utilisés par la division Amont pour les besoins de la nouvelle production en provenance de Cutbank Ridge. L'installation devrait de nouveau assurer le service de stockage de gaz à compter du 1^{er} avril 2005.

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 consiste en 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 2003, l'injection directe s'est poursuivie pendant l'été et les installations de l'usine étaient terminées en octobre. Le parachèvement des installations a augmenté la capacité de stockage en 2004 pour la porter à environ 30 milliards de pieds cubes, la capacité maximale de retrait, à environ 850 millions de pieds cubes par jour et la capacité maximale d'injection, à environ 800 millions de pieds cubes par jour. La capacité maximale de stockage de 40 milliards de pieds cubes et la capacité de retrait additionnelle devraient être utilisées en 2005, dès l'obtention de l'approbation d'assurer l'exploitation au moyen de pressions accrues dans le réservoir.

Installation de stockage de gaz de Wild Goose

L'installation de stockage de gaz de Wild Goose, située au nord de Sacramento, en Californie, a été la première installation indépendante de stockage de gaz naturel en Californie. En juillet 2002, Wild Goose a obtenu l'approbation de la Public Utilities Commission de la Californie pour environ doubler la capacité de stockage et environ tripler la capacité de retrait de l'installation. La première étape des travaux d'agrandissement a été achevée en mars 2004, et le stock maximal de gaz utile a alors été porté à environ 24 milliards de pieds cubes. L'agrandissement a également augmenté la capacité de retrait et la capacité d'injection maximales pour les porter à environ 480 millions de pieds cubes par jour et à 450 millions de pieds cubes par jour, respectivement.

Installation de stockage de gaz de Salt Plains

L'installation de stockage de gaz de Salt Plains, située dans le nord de l'Oklahoma, possède une capacité de stockage de 15 milliards de pieds cubes, une capacité de retrait maximale d'environ 200 millions de pieds cubes par jour et une capacité d'injection maximale d'environ 150 millions de pieds cubes par jour.

Projet de Starks

En octobre 2003, Starks Gas Storage L.L.C., 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 et d'une deuxième saison d'activité satisfaisante, il est prévu que l'installation pourra être mise en service au troisième trimestre de 2006 et qu'elle aura une capacité de stockage initiale d'environ 9 milliards de pieds cubes, en plus d'offrir une capacité d'injection de 350 millions de pieds cubes et une capacité de retrait de 400 millions de pieds cubes. La capacité de stockage future totale de l'installation de Starks devrait être d'environ 19 milliards de pieds cubes.

Capacité de stockage louée

EnCana Gas Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana, a conclu des contrats de location de capacité de stockage dans les régions de la côte américaine du golfe du Mexique et du centre des États-Unis. Au 31 décembre 2004, sa capacité louée totale s'élevait à environ 15 milliards de pieds cubes. Les contrats visant une tranche de 7 milliards de pieds cubes de cette capacité viennent à expiration à la fin de mars 2005, et les durées restantes des contrats variaient de 15 mois à 12 ans.

Liquides de gaz naturel

EnCana 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 auprès des expéditeurs du gaz naturel. Au 31 décembre 2004, la part de la capacité de traitement combinée revenant à EnCana représentait environ 2,1 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, les composants sont séparés en produits commercialisables, soit le propane, le butane et les pentanes plus. Ces produits sont vendus 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 médianes liées aux LGN comprennent : i) une participation de 50 pour cent dans un pipeline transportant des LGN depuis Empress jusqu'à des installations de stockage et le pipeline Enbridge à Kerrobert, en Saskatchewan; ii) des participations dans une installation de stockage de LGN et un dépropaniseur à Superior, au Wisconsin; et iii) une participation de 49 pour cent dans une installation de stockage de propane et de butane à Marysville, au Michigan.

Électricité

EnCana consomme beaucoup d'électricité en Alberta et fait appel à un portefeuille d'actifs physiques, des achats et des ventes à court ou à moyen termes et à des achats au comptant sur le marché pour gérer le coût de l'électricité

destinée à ses divisions en amont et intermédiaires sur le marché non réglementé de l'Alberta. Les actifs physiques comprennent deux centrales de 106 mégawatts situées dans le sud de l'Alberta et la centrale de cogénération de 80 mégawatts de Foster Creek (qui est intégrée aux activités de DGMV à Foster Creek d'EnCana). EnCana est propriétaire exclusif et exploitant de la centrale énergétique Cavalier située à environ 54 kilomètres à l'est de Calgary. La centrale énergétique Balzac, dans laquelle EnCana détient une participation sans exploitation de 50 pour cent, est également située à proximité de Calgary. Les besoins en électricité d'EnCana en Alberta représentent environ 300 mégawatts et sa capacité de production est d'environ 239 mégawatts. La société s'est départie de sa participation de société de personnes sans exploitation de 25 pour cent dans la centrale de cogénération de 100 mégawatts de Kingston en décembre 2004.

Pipelines

En 2004, Entrega, filiale d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc., a annoncé qu'elle allait de l'avant avec son projet de gazoduc proposé. Une fois terminé, le gazoduc devrait transporter du gaz naturel depuis le bassin Piceance au Colorado jusqu'au centre de commerce du gaz naturel de Cheyenne dans le nord-est du Colorado en passant par Wamsutter, au Wyoming. Dès réception de la certification de la FERC, le premier tronçon du gazoduc jusqu'à Wamsutter devrait être mis en service vers la fin de 2005 et devrait avoir une capacité initiale d'environ 700 millions de pieds cubes par jour.

EnCana détient un placement en actions de 36 pour cent dans le réseau de pipelines Trasandino, qui transporte le pétrole brut à partir du bassin de Neuquen, en Argentine, jusqu'à des raffineries au Chili. Le réseau s'étend sur 420 kilomètres et a une capacité nominale d'environ 113 000 barils par jour. En 2004, environ 57 000 barils par jour ont été transportés en moyenne sur le réseau Trasandino (environ 104 000 barils par jour en 2003). En 2004, en raison de la réduction constatée des volumes, EnCana a réduit la valeur comptable de son placement dans Trasandino d'environ 35 millions de dollars.

Commercialisation

Les groupes de commercialisation d'EnCana s'attachent à améliorer les ventes de la production de la société. De ce fait, les groupes de commercialisation se livrent à des activités d'optimisation du marché, y compris des achats et des ventes de produits de tiers qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation à l'égard des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Commercialisation du gaz naturel

En 2004, environ 89 pour cent des ventes du gaz naturel produit par EnCana ont été commercialisées directement par EnCana auprès de sociétés de distribution, de sociétés industrielles et de sociétés de commercialisation du gaz locales. La tranche restante de 11 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 sur ces marchés et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel.

Afin de minimiser l'impact du risque du marché sur ses flux de trésorerie prévisionnels, EnCana conclut divers contrats de gestion de risque visant sa production de gaz naturel. Des données sur ces opérations figurent dans la note 17 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

En 2004, EnCana a vendu environ 51 pour cent du gaz naturel qu'elle a produit (après déduction des redevances et des droits miniers) à des prix fixes, environ 4 pour cent à des prix fondés sur l'indice AECO, environ 36 pour cent à des prix fondés sur l'indice NYMEX et environ 9 pour cent à d'autres prix. Au 31 décembre 2004, EnCana avait convenu de vendre, en 2005, une tranche d'environ 26 pour cent de son gaz naturel à des prix fixes, une tranche d'environ 26 pour cent à des prix seuils garantis, une tranche d'environ 12 pour cent à des prix fondés sur l'indice AECO, une tranche d'environ 29 pour cent à des prix fondés sur l'indice NYMEX et une tranche d'environ 7 pour cent à d'autres prix.

En plus de vendre le gaz naturel qu'elle produit, EnCana achète et vend du gaz naturel dans le but d'optimiser la rentabilité des actifs rattachés à ses activités médianes et son prix de valorisation de sa production. En 2004, ses ventes de gaz naturel acheté ont représenté environ 895 millions de pieds cubes par jour (environ 903 millions de pieds cubes par jour en 2002).

Commercialisation du pétrole brut

EnCana vend son pétrole brut de l'Ouest canadien sur des marchés au Canada et aux États-Unis (140 911 barils par jour en 2004 et 138 784 barils par jour en 2003) et en gère le transport. En règle générale, les ventes de pétrole brut sont effectuées suivant des contrats au comptant et des contrats mensuels à tacite reconduction prévoyant le transport jusqu'à des centres de pipelines importants, comme ceux d'Edmonton et de Hardisty, 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 aux États-Unis au moyen de réseaux de pipelines principaux, comme le réseau Enbridge.

EnCana procure contre rémunération des services de commercialisation en Amérique du Nord à certains organismes. En 2004, EnCana a agi comme représentant exclusif de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») et a commercialisé pour celle-ci sa quote-part des volumes de pétrole tiré de Syncrude, soit 85 157 barils par jour (64 863 barils par jour en 2003). 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 (73 852 barils par jour en 2004 et 69 264 barils par jour en 2003), 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 77 847 barils par jour ont été commercialisés en 2004 (45 561 barils par jour en 2003). Jusqu'en septembre 2003, le pétrole produit en Équateur était transporté à partir de la région Oriente de l'Équateur 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 des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique.

Afin de minimiser l'impact du risque du marché sur ses flux de trésorerie prévisionnels, EnCana conclut divers contrats de gestion de risque visant son pétrole brut. Des données sur ces opérations figurent dans la note 17 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

Commercialisation des LGN

La production de LGN d'EnCana dans l'ouest du Canada est commercialisé par l'entremise de Kinetic Resources (LPG), une société de personnes de l'Alberta dans laquelle EnCana détient une participation indirecte de 75 pour cent, et de Kinetic Resources (U.S.A.), une société de personnes du Michigan dans laquelle EnCana détient une participation indirecte de 75 pour cent (collectivement, « Kinetic »). En 2004, 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. Un membre du groupe en propriété exclusive indirecte d'EnCana commercialise aussi directement certains volumes de LGN produits aux États-Unis à des clients établis aux États-Unis.

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 2004. Les réserves d'EnCana au Canada ont été évaluées par McDaniel & Associates Consultants Ltd. et par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. Les réserves d'EnCana aux États-Unis ont été évaluées par Netherland, Sewell & Associates, Inc. et par DeGolyer and MacNaughton. Les réserves d'EnCana en Équateur ont été évaluées par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. L'évaluation de 2004 marquait la troisième évaluation annuelle consécutive portant sur l'ensemble des réserves d'EnCana faite par des évaluateurs indépendants.

EnCana compte un comité des réserves composé d'administrateurs indépendants, qui passe en revue les compétences et la nomination des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Le comité est également chargé d'examiner les procédures suivies 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.

Au 31 décembre 2004, les régions du Royaume-Uni et de l'Équateur ont été qualifiées d'activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

Données sur les quantités des réserves

L'augmentation des réserves de gaz naturel d'EnCana enregistrée en 2004 découle principalement de forages d'exploration et de mise en valeur effectués et d'acquisitions. En 2004, les réserves de pétrole brut et de LGN de la société ont diminué, principalement en raison du dessaisissement de terrains non prioritaires et d'une révision à la baisse des réserves de bitume découlant d'une baisse de fin d'année inhabituelle des prix du bitume, comme il est indiqué ci-après. L'augmentation des réserves d'EnCana enregistré en 2003 découle principalement de forages d'exploration et de mise en valeur et, dans une moindre mesure, d'acquisitions et de révisions à la hausse des 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.

Le 31 décembre 2004, soit la date de prise d'effet des évaluations des réserves de la société, les prix du bitume au gisement étaient beaucoup plus faibles que la moyenne affichée au cours de 2004 en raison de la conjoncture du marché. L'utilisation de normes américaines aux fins d'établir les prix constants à cette date a entraîné la suppression des réserves de bitume de la société à Foster Creek de la catégorie prouvée ce qui a mené à une révision à la baisse d'environ 363 millions de barils. Les organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières, sachant que le marché du bitume n'est pas encore parvenu à maturité et qu'il n'existe aucun prix de référence publié pour le bitume, ont accepté le calcul du prix constant du bitume en fonction de l'utilisation du prix publié pour le WTI et des moyennes antérieures des rajustements qui créent l'écart entre les prix du WTI et du bitume. Selon la méthode reconnue au Canada, il n'y aurait eu aucune révision à la baisse des réserves de bitume prouvées de la société.

Le tableau suivant présente des données continues sur les réserves d'EnCana, préparées par la société conformément aux exigences d'information en vigueur aux États-Unis, notamment la SFAS 69. Les données fournies pour la fin de l'exercice 2004 sont des estimations formulées à partir des rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants mentionnés précédemment. Les données fournies pour la fin des exercices 2003 et 2002 sont des estimations fondées sur les rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ayant évalué les réserves d'EnCana en date du 31 décembre 2003 et du 31 décembre 2002.

Réerves prouvées nettes (part d'EnCana compte tenu des redevances)¹⁾²⁾

Prix constants

	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)					Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)					
	Canada	États- Unis	Royaume- Uni	Autres pays	Total	Canada	États- Unis	Équateur	Royaume- Uni	Autres pays	Total
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	5 073	2 573	20	—	7 666	541,9	40,9	155,8	97,6	—	836,2
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	5 073	2 573	20	—	7 666	541,9	40,9	155,8	97,6	—	836,2
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	5 256	3 129	26	—	8 411	629,4	41,6	161,7	124,5	—	957,2
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	5 256	3 129	26	—	8 411	629,4	41,6	161,7	124,5	—	957,2
2004											
Début de l'exercice	5 256	3 129	26	—	8 411	629,4	41,6	161,7	124,5	—	957,2
Révisions et récupération améliorée	67	(252)	—	—	(185)	31,1 ³⁾	0,2	(11,5)	—	—	19,8
Extensions et découvertes	1 422	1 009	—	—	2 431	93,6 ³⁾	47,6	21,2	—	—	162,4
Achats de réserves en place	65	1 150	10	—	1 225	29,4	11,7	—	10,1	—	51,2
Ventes de réserves en place	(215)	(82)	(25)	—	(322)	(97,3)	(5,4)	—	(128,4)	—	(231,1)
Production	(771)	(318)	(11)	—	(1 100)	(56,6)	(4,7)	(28,1)	(6,2)	—	(95,6)
Fin de l'exercice avant révisions du bitume	5 824	4 636	—	—	10 460	629,6	91,0	143,3	—	—	863,9
Révision découlant du prix du bitume	—	—	—	—	—	(362,7) ⁴⁾	—	—	—	—	(362,7)
Fin de l'exercice	5 824	4 636 ⁵⁾	—	—	10 460	266,9	91,0 ⁵⁾	143,3 ⁶⁾	—	—	501,2
Mises en valeur	4 406	2 496	—	—	6 902	210,2	31,5	122,5	—	—	364,2
Non mises en valeur	1 418	2 140	—	—	3 558	56,7	59,5	20,8	—	—	137,0
Total	5 824	4 636	—	—	10 460	266,9	91,0	143,3	—	—	501,2

Notes :

- 1) Définitions :
 - a. On entend par réserves « nettes » les réserves restantes d'EnCana après déduction des redevances estimatives, y compris les intérêts sur les redevances.
 - b. 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.
 - c. 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.
 - d. 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.
- 3) Un total d'environ 75,8 millions de barils de réserves prouvées dans la région de Foster Creek fait l'objet de révisions en raison du prix du bitume, y compris une tranche d'environ 5,4 millions de barils au poste Révisions et récupération améliorée et une tranche d'environ 70,4 millions de barils au poste Extensions et découvertes.
- 4) Le retrait des réserves prouvées de bitume de Foster Creek de la société tel qu'il est indiqué à la rubrique « Données sur la quantité des réserves ».
- 5) Comprend environ 14 milliards de pieds cubes de gaz naturel et environ 38,8 millions de barils de pétrole brut et de réserves de LGN attribuables aux actifs du golfe de la société, dont la société prévoit se départir en 2005.
- 6) La société prévoit se départir de ses activités en Équateur en 2005. Par conséquent, l'Équateur est considéré comme une activité abandonnée aux fins de la communication de l'information financière.

Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz

Les tableaux de la présente partie 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 la SFAS 69.

Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs et variations de cette mesure

Pour le calcul de la mesure standardisée de la valeur actualisée de ses flux de trésorerie nets futurs, EnCana a déterminé le montant de ses encaissements en appliquant des hypothèses quant aux prix constants de fin d'exercice et aux coûts de 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 de réglementation existantes. EnCana a déterminé le montant de ses impôts sur les bénéfices 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 nets futurs. La mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs porte sur la valeur actualisée des flux de trésorerie nets 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 les impôts sur les bénéfices futurs de la société.

EnCana signale que la valeur actualisée des flux de trésorerie nets 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 nets futurs qu'elle prévoit tirer de ces biens. La valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs ne comprend pas la juste valeur marchande de terrains faisant l'objet de travaux d'exploration ni 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 médianes.

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

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)								
Encaissements futurs	37 791	35 126	29 890	27 063	17 472	9 398	3 317	3 533	3 368
Coûts de production futurs	7 760	9 630	5 873	2 462	1 456	2 090	1 136	738	635
Coût de mise en valeur futurs	4 906	4 388	2 813	3 406	1 433	1 270	220	249	273
Valeur non actualisée des flux de trésorerie nets avant impôts	25 125	21 108	21 204	21 195	14 583	6 038	1 961	2 546	2 460
Impôts sur les bénéfices futurs	6 279	5 874	6 353	7 021	4 960	1 504	342	536	585
Flux de trésorerie nets futurs	18 846	15 234	14 851	14 174	9 623	4 534	1 619	2 010	1 875
Moins l'écart d'actualisation des flux de trésorerie nets selon un taux de 10 %	6 668	5 219	6 018	6 686	4 735	2 383	417	643	617
Valeur actualisée des flux de trésorerie futurs	12 178	10 015	8 833	7 488	4 888	2 151	1 202	1 367	1 258

	Royaume-Uni			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)					
Encaissements futurs	—	3 483	2 565	68 171	59 614	45 221
Coûts de production futurs	—	961	397	11 358	12 785	8 995
Coûts de mise en valeur futurs	—	1 008	836	8 532	7 078	5 192
Valeur non actualisée des flux de trésorerie nets avant impôts	—	1 514	1 332	48 281	39 751	31 034
Impôts sur les bénéfices futurs	—	456	483	13 642	11 826	8 925
Flux de trésorerie nets futurs	—	1 058	849	34 639	27 925	22 109
Moins l'écart d'actualisation des flux de trésorerie nets selon un taux de 10 %	—	493	438	13 771	11 090	9 456
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	—	565	411	20 868	16 835	12 653

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

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)								
Solde en début d'exercice	10 015	8 833	3 060	4 888	2 151	300	1 367	1 258	—
Variation résultant des éléments suivants :									
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(3 965)	(3 429)	(2 092)	(1 474)	(889)	(329)	(264)	(258)	(157)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	3 562	1 272	1 293	2 436	1 381	293	236	126	330
Achats de réserves prouvées d'AEC en place	—	—	6 810	—	—	1 044	—	—	1 830
Achats de réserves prouvées en place	531	26	93	2 786	340	613	—	93	—
Ventes de réserves prouvées en place	(1 579)	(95)	(371)	(271)	(108)	(72)	—	(54)	—
Variation nette des prix et des coûts de production	2 264	242	3 358	143	2 751	194	(294)	(47)	—
Révisions aux estimations de quantités	546	416	(1 345)	(542)	4	667	(125)	4	(354)
Accroissement de l'écart d'actualisation	1 349	1 636	455	725	304	56	176	182	—
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	57	340	101	22	534	54	15	89	—
Autres facteurs	32	470	(67)	(49)	157	(51)	(29)	(27)	—
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(634)	304	(2 462)	(1 176)	(1 737)	(618)	120	1	(391)
Solde en fin d'exercice	12 178	10 015	8 833	7 488	4 888	2 151	1 202	1 367	1 258

	Royaume-Uni			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)					
Solde en début d'exercice	565	411	140	16 835	12 653	3 500
Variation résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(78)	(83)	(81)	(5 781)	(4 659)	(2 659)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	—	—	594	6 234	2 779	2 510
Achats de réserves prouvées d'AEC en place	—	—	—	—	—	9 684
Achats de réserves prouvées en place	77	57	—	3 394	516	706
Ventes de réserves prouvées en place	(899)	—	—	(2 749)	(257)	(443)
Variation nette des prix et des coûts de production	—	(119)	(1)	2 113	2 827	3 551
Révisions aux estimations de quantités	—	157	(53)	(121)	581	(1 085)
Accroissement de l'écart d'actualisation	82	91	14	2 332	2 213	525
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	—	108	3	94	1 071	158
Autres facteurs	—	(38)	(8)	(46)	562	(126)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	253	(19)	(197)	(1 437)	(1 451)	(3 668)
Solde en fin d'exercice	—	565	411	20 868	16 835	12 653

Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

Résultats d'exploitation

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
(en millions de dollars)									
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	4 787	4 189	2 630	1 861	1 091	406	451	367	224
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service de biens	822	760	538	387	202	77	187	109	67
Amortissement et épuisement	1 752	1 511	871	487	297	206	263	159	79
Bénéfice (perte) d'exploitation	2 213	1 918	1 221	987	592	123	1	99	78
Impôts sur les bénéfices	841	218	456	375	219	47	5	17	28
Résultats d'exploitation	1 372	1 700	765	612	373	76	(4)	82	50

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
(en millions de dollars)									
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	117	102	92	—	—	—	7 216	5 749	3 352
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service de biens	39	19	11	4	20	29	1 439	1 110	722
Amortissement et épuisement	118	74	39	25	83	35	2 645	2 124	1 230
Bénéfice (perte) d'exploitation	(40)	9	42	(29)	(103)	(64)	3 132	2 515	1 400
Impôts sur les bénéfices	(15)	17	17	—	(4)	—	1 206	467	548
Résultats d'exploitation	(25)	(8)	25	(29)	(99)	(64)	1 926	2 048	852

Coûts capitalisés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
(en millions de dollars)									
Réserves prouvées de pétrole et de gaz	22 455	18 549	12 504	7 552	3 485	2 769	1 784	1 372	1 000
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz	1 855	1 981	1 573	728	501	415	45	70	60
Total des coûts en capital	24 310	20 530	14 077	8 280	3 986	3 184	1 829	1 442	1 060
Amortissement cumulé et épuisement	9 770	7 498	4 770	1 046	516	262	534	188	73
Coûts capitalisés nets	14 540	13 032	9 307	7 234	3 470	2 922	1 295	1 254	987

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
(en millions de dollars)									
Réserves prouvées de pétrole et de gaz	—	675	445	—	—	—	31 791	24 081	16 718
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz	—	77	3	425	317	226	3 053	2 946	2 277
Total des coûts en capital	—	752	448	425	317	226	34 844	27 027	18 995
Amortissement cumulé et épuisement	—	230	136	247	206	98	11 597	8 638	5 339
Coûts capitalisés nets	—	522	312	178	111	128	23 247	18 389	13 656

Coûts engagés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— réserves non prouvées d'AEC	—	—	1 496	—	—	444	—	—	221
— autres réserves non prouvées	42	47	12	954	21	202	—	80	—
— réserves prouvées d'AEC	—	—	3 540	—	—	1 024	—	—	686
— autres réserves prouvées	204	207	78	2 051	115	457	—	59	—
Total des acquisitions	246	254	5 126	3 005	136	2 127	—	139	907
Exploration	555	846	403	164	187	226	28	20	35
Mise en valeur	2 669	2 131	902	1 103	651	282	213	111	133
Total des coûts engagés	3 470	3 231	6 431	4 272	974	2 635	241	270	1 075

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— réserves non prouvées d'AEC	—	—	—	—	—	—	—	—	2 161
— autres réserves non prouvées	—	16	—	—	—	—	996	164	214
— réserves prouvées d'AEC	—	—	—	—	—	—	—	—	5 250
— autres réserves prouvées	130	95	—	—	—	—	2 385	476	535
Total des acquisitions	130	111	—	—	—	—	3 381	640	8 160
Exploration	22	30	16	79	78	118	848	1 161	798
Mise en valeur	364	96	66	—	—	—	4 349	2 989	1 383
Total des coûts engagés	516	237	82	79	78	118	8 578	4 790	10 341

Volume des ventes quotidiennes, taux des redevances et résultats par éléments

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 — 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada					
Production	2 105	2 106	2 138	2 177	2 000
Stocks — retrait/(injection)	(6)	(26)	—	—	—
Canada — ventes ¹⁾	2 099	2 080	2 138	2 177	2 000
États-Unis	869	1 007	958	824	684
Total du gaz produit	2 968	3 087	3 096	3 001	2 684
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Amérique du Nord					
Pétroles léger et moyen	56 215	52 725	52 824	64 448	54 940
Pétrole lourd	84 164	79 336	89 682	79 899	87 729
Liquides de gaz naturel					
Canada	13 452	13 452	12 804	13 588	13 971
États-Unis	12 586	13 957	14 363	12 752	9 237
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel²⁾	166 417	159 470	169 673	170 687	165 877
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	3 966	4 044	4 114	4 025	3 679
Total des activités poursuivies (bep/j)	661 084	673 970	685 673	670 854	613 210
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production ³⁾	76 872	76 235	76 567	78 376	76 320
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	1 121	1 641	(1 721)	(73)	4 662
Équateur — ventes (b/j)	77 993	77 876	74 846	78 303	80 982
Royaume-Uni (bep/j)	20 973	13 927	20 222	26 728	22 755
Total des activités abandonnées (Mpi^3e/j)	594	551	570	630	623
Total des activités abandonnées (bep/j)	98 966	91 803	95 068	105 031	103 737
Total (Mpi^3e/j)	4 560	4 595	4 684	4 655	4 302
Total (bep/j)	760 050	765 773	780 741	775 885	716 947

Notes :

- 1) Dispositions totales nettes d'environ 42 Mpi^3/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.
- 2) Dispositions totales nettes d'environ 15 500 b/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.
- 3) 2004 comprend environ 31 000 b/j relatifs au bloc 15.

Volume des ventes quotidiennes — 2003

	Exercice	T4	T3	T2	T1
VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada					
Production	1 935	2 008	1 914	1 899	1 922
Stocks — retrait/(injection)	30	—	—	—	120
Canada — ventes	1 965	2 008	1 914	1 899	2 042
États-Unis	588	654	604	558	534
Total du gaz produit	2 553	2 662	2 518	2 457	2 576
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Amérique du Nord					
Pétroles 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
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	165 895	174 471	172 870	159 668	156 295
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	3 548	3 709	3 555	3 415	3 514
Total des activités poursuivies (bep/j)	591 395	618 138	592 537	569 168	585 628
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production	51 089	72 731	54 582	36 754	39 893
Transferts au pipeline OCP ¹⁾	(3 213)	—	(4 919)	(2 039)	(5 941)
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(1 355)	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)
Équateur — ventes (b/j)	46 521	77 352	39 807	37 221	31 273
Royaume-Uni (bep/j)	12 295	18 400	6 979	11 019	12 777
Syncrude (b/j)	7 629	—	3 399	7 316	20 070
Total des activités abandonnées (Mpi^3e/j)	399	574	301	333	385
Total des activités abandonnées (bep/j)	66 445	95 752	50 185	55 556	64 120
Total (Mpi^3e/j)	3 947	4 283	3 856	3 748	3 899
Total (bep/j)	657 840	713 890	642 722	624 724	649 748

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)					
Canada					
Production	1 717	1 943	1 959	1 980	975
Stocks — retrait/(injection)	(6)	117	(51)	(90)	—
Canada — ventes	1 711	2 060	1 908	1 890	975
États-Unis	337	516	423	345	58
Total du gaz produit	2 048	2 576	2 331	2 235	1 033
Pétrole et liquides de gaz naturel (<i>b/j</i>)					
Amérique du Nord					
Pétroles 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
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	137 477	158 358	149 002	146 979	94 739
Total des activités poursuivies (<i>Mpi³e/j</i>)	2 873	3 526	3 225	3 117	1 601
Total des activités poursuivies (<i>bep/j</i>)	478 810	587 691	537 502	519 479	266 906
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production	27 625	34 856	37 447	37 702	—
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	2 115	1 044	2 316	5 088	—
Équateur — ventes (<i>b/j</i>)	29 740	35 900	39 763	42 790	—
Royaume-Uni (<i>bep/j</i>)	12 195	9 120	11 038	13 299	14 722
Syncrude (<i>b/j</i>)	23 540	33 918	35 585	24 152	—
Total des activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>)	393	474	518	481	88
Total des activités abandonnées (<i>bep/j</i>)	65 475	78 938	86 386	80 241	14 722
Total (<i>Mpi³e/j</i>)	3 266	4 000	3 743	3 598	1 689
Total (<i>bep/j</i>)	544 285	666 629	623 888	599 720	281 628

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 réalisées.

	2004					2003					2002				
	Exercice	T4	T3	T2	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1
	(pourcentage)					(pourcentage)					(pourcentage)				
Activités poursuivies :															
Gaz produit															
Canada	12,5	12,0	12,2	12,7	13,3	12,9	12,2	12,9	14,2	12,4	10,7	13,3	10,4	11,8	2,7
États-Unis	19,6	19,8	18,3	21,1	19,3	20,0	19,5	20,2	20,1	20,5	21,1	21,1	23,1	19,4	19,4
Pétrole brut															
Canada et États-Unis	9,0	8,7	8,8	11,6	9,4	10,3	9,7	9,0	10,7	11,8	11,0	10,8	11,7	11,6	9,5
Liquides de gaz naturel															
Canada	15,7	16,5	18,5	13,1	14,8	17,5	14,7	16,6	18,0	20,2	13,8	16,4	13,8	15,6	6,9
États-Unis	18,7	21,4	13,6	20,7	19,2	17,6	17,5	17,0	17,3	18,5	10,8	13,3	12,0	10,5	—
Total — Amont	13,7	13,8	13,2	14,1	13,7	13,8	13,2	13,4	14,5	13,9	12,3	14,1	12,7	12,8	5,7
Activités abandonnées :															
Pétrole brut — Équateur	27,1	27,8	26,5	26,5	27,4	25,6	25,4	25,7	24,9	26,9	28,4	28,1	28,5	28,5	—

Résultats par éléments

Le tableau suivant résume les résultats nets par éléments d'EnCana pour chaque trimestre des périodes précisées. Les résultats excluent l'incidence des opérations de couverture réalisées.

	Résultats par éléments — 2004					
	Exercice	T4	T3	T2	T1	
Activités poursuivies :						
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)						
Prix		5,34	5,86	5,10	5,20	5,21
Taxes à la production et impôts miniers		0,08	0,10	0,09	0,07	0,08
Transport et vente		0,39	0,39	0,37	0,35	0,44
Charges d'exploitation		0,52	0,55	0,50	0,49	0,56
Revenu net		4,35	4,82	4,14	4,29	4,13
Gaz produit — États-Unis (\$/kpi ³)						
Prix		5,79	6,53	5,36	5,72	5,39
Taxes à la production et impôts miniers		0,65	0,69	0,57	0,80	0,51
Transport et vente		0,31	0,27	0,26	0,34	0,39
Charges d'exploitation		0,37	0,41	0,36	0,37	0,33
Revenu net		4,46	5,16	4,17	4,21	4,16
Gaz produit — Total en Amérique du Nord (\$/kpi ³)						
Prix		5,47	6,08	5,18	5,34	5,26
Taxes à la production et impôts miniers		0,25	0,29	0,24	0,27	0,19
Transport et vente		0,36	0,35	0,33	0,35	0,43
Charges d'exploitation		0,48	0,50	0,46	0,46	0,50
Revenu net		4,38	4,94	4,15	4,26	4,14
Liquides de gaz naturel — Canada (\$/b)						
Prix		31,43	36,73	33,46	28,48	27,27
Taxes à la production et impôts miniers		—	—	—	—	—
Transport et vente		0,41	0,47	0,45	0,35	0,35
Revenu net		31,02	36,26	33,01	28,13	26,92

	Résultats par éléments — 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/b)					
Prix	35,43	38,74	36,09	32,93	32,77
Taxes à la production et impôts miniers	3,82	3,94	4,05	3,93	3,09
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	31,61	34,80	32,04	29,00	29,68
Liquides de gaz naturel — Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	33,36	37,75	34,85	30,63	29,46
Taxes à la production et impôts miniers	1,84	2,00	2,14	1,90	1,23
Transport et vente	0,21	0,23	0,21	0,18	0,21
Revenu net	31,31	35,52	32,50	28,55	28,02
Pétrole brut léger et moyen — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	34,67	39,57	37,40	32,43	29,92
Taxes à la production et impôts miniers	0,96	1,38	0,85	0,79	0,86
Transport et vente	1,01	1,04	1,08	0,76	1,19
Charges d'exploitation	5,85	6,41	6,49	4,84	5,87
Revenu net	26,85	30,74	28,98	26,04	22,00
Pétrole brut lourd — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	23,41	21,37	28,01	22,35	21,48
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,04	0,05	(0,01)	0,06
Transport et vente	1,09	(0,57)	1,63	1,50	1,69
Charges d'exploitation	5,32	6,27	4,79	4,82	5,44
Revenu net	16,96	15,63	21,54	16,04	14,29
Pétrole brut — Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	27,92	28,63	31,49	26,85	24,73
Taxes à la production et impôts miniers	0,41	0,57	0,34	0,35	0,37
Transport et vente	1,06	0,07	1,42	1,17	1,50
Charges d'exploitation	5,53	6,33	5,42	4,83	5,61
Revenu net	20,92	21,66	24,31	20,50	17,25
Total des liquides — Canada (\$/b)					
Prix	28,21	29,36	31,63	26,99	24,95
Taxes à la production et impôts miniers	0,37	0,52	0,31	0,32	0,34
Transport et vente	1,00	0,11	1,35	1,10	1,40
Charges d'exploitation	5,05	5,75	4,98	4,42	5,11
Revenu net	21,79	22,98	24,99	21,15	18,10
Total des liquides — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	28,77	30,20	32,03	27,43	25,39
Taxes à la production et impôts miniers	0,63	0,82	0,63	0,59	0,49
Transport et vente	0,93	0,10	1,23	1,02	1,32
Charges d'exploitation	4,67	5,24	4,55	4,09	4,82
Revenu net	22,54	24,04	25,62	21,73	18,76

	Résultats par éléments — 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total Amérique du Nord (\$/kpi³e)					
Prix	5,30	5,83	5,22	5,15	4,98
Taxes à la production et impôts miniers	0,21	0,25	0,21	0,22	0,16
Transport et vente	0,31	0,27	0,30	0,30	0,37
Charges d'exploitation	0,55	0,59	0,53	0,52	0,58
Revenu net	4,23	4,72	4,18	4,11	3,87
Activités abandonnées :					
Pétrole brut — Équateur (\$/b)					
Prix	28,68	29,97	33,47	27,78	23,82
Taxes à la production et impôts miniers	2,13	2,73	2,62	1,84	1,37
Transport et vente	2,12	1,57	2,36	1,92	2,63
Charges d'exploitation	4,39	5,02	4,35	4,14	4,04
Revenu net	20,04	20,65	24,14	19,88	15,78
Pétrole brut — Royaume-Uni (\$/b)					
Prix	36,92	46,19	40,88	34,68	31,11
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	2,06	2,17	2,44	1,85	1,94
Charges d'exploitation	6,75	5,00	9,98	7,84	3,86
Revenu net	28,11	39,02	28,46	24,99	25,31

	Résultats par éléments — 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)					
Prix	4,87	4,41	4,61	4,92	5,53
Taxes à la production et impôts miniers	0,07	0,10	0,08	0,08	0,02
Transport et vente	0,38	0,44	0,40	0,35	0,33
Charges d'exploitation	0,48	0,45	0,50	0,47	0,48
Revenu net	3,94	3,42	3,63	4,02	4,70
Gaz produit — États-Unis (\$/kpi ³)					
Prix	4,88	4,71	4,82	4,74	5,32
Taxes à la production et impôts miniers	0,47	0,42	0,46	0,46	0,57
Transport et vente	0,40	0,51	0,39	0,36	0,32
Charges d'exploitation	0,28	0,29	0,33	0,31	0,20
Revenu net	3,73	3,49	3,64	3,61	4,23
Gaz produit — Total en Amérique du Nord (\$/kpi ³)					
Prix	4,87	4,49	4,66	4,88	5,49
Taxes à la production et impôts miniers	0,16	0,18	0,17	0,17	0,14
Transport et vente	0,39	0,46	0,40	0,35	0,33
Charges d'exploitation	0,43	0,41	0,46	0,43	0,42
Revenu net	3,89	3,44	3,63	3,93	4,60
Liquides de gaz naturel — Canada (\$/b)					
Prix	24,26	25,13	23,52	21,02	27,31
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	0,17	0,13	0,58	—	—
Revenu net	24,09	25,00	22,94	21,02	27,31
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/b)					
Prix	26,97	26,68	25,50	24,64	32,18
Taxes à la production et impôts miniers	2,03	2,69	2,64	1,21	1,55
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	24,94	23,99	22,86	23,43	30,63
Liquides de gaz naturel — Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	25,33	25,77	24,33	22,50	28,98
Taxes à la production et impôts miniers	0,80	1,12	1,08	0,50	0,53
Transport et vente	0,10	0,08	0,35	—	—
Revenu net	24,43	24,57	22,90	22,00	28,45
Pétrole brut léger et moyen — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	26,61	25,53	24,31	27,43	29,34
Taxes à la production et impôts miniers	0,29	0,73	(1,35)	0,71	1,08
Transport et vente	1,42	1,33	0,71	1,73	1,95
Charges d'exploitation	6,00	6,28	5,93	6,07	5,68
Revenu net	18,90	17,19	19,02	18,92	20,63
Pétrole brut lourd — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	19,61	18,43	17,93	20,07	22,62
Taxes à la production et impôts miniers	(0,03)	0,09	(0,49)	0,34	(0,02)
Transport et vente	1,24	1,54	0,58	1,37	1,56
Charges d'exploitation	5,67	4,95	5,93	6,18	5,70
Revenu net	12,73	11,85	11,91	12,18	15,38

	Résultats par éléments — 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut — Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	22,29	21,08	20,26	22,95	25,34
Taxes à la production et impôts miniers	0,09	0,33	(0,80)	0,49	0,43
Transport et vente	1,31	1,46	0,63	1,51	1,72
Charges d'exploitation	5,80	5,45	5,93	6,13	5,70
Revenu net	15,09	13,84	14,50	14,82	17,49
Total des liquides — Canada (\$/b)					
Prix	22,47	21,41	20,54	22,76	25,55
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,30	(0,73)	0,44	0,38
Transport et vente	1,21	1,36	0,62	1,36	1,54
Charges d'exploitation	5,27	5,01	5,43	5,53	5,11
Revenu net	15,91	14,74	15,22	15,43	18,52
Total des liquides — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	22,72	21,69	20,81	22,88	25,88
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,43	(0,55)	0,49	0,44
Transport et vente	1,14	1,28	0,59	1,28	1,46
Charges d'exploitation	4,97	4,74	5,13	5,18	4,85
Revenu net	16,42	15,24	15,64	15,93	19,13
Total en Amérique du Nord (\$/kpi³e)					
Prix	4,57	4,24	4,31	4,58	5,17
Taxes à la production et impôts miniers	0,13	0,15	0,10	0,14	0,12
Transport et vente	0,33	0,39	0,31	0,31	0,31
Charges d'exploitation	0,54	0,52	0,58	0,55	0,53
Revenu net	3,57	3,18	3,32	3,58	4,21
Activités abandonnées :					
Pétrole brut — Équateur (\$/b)					
Prix	24,21	23,57	22,13	22,31	30,86
Taxes à la production et impôts miniers	1,47	1,06	0,45	1,11	4,27
Transport et vente	2,56	2,81	2,36	2,41	2,35
Charges d'exploitation	4,84	4,62	4,33	5,63	5,09
Revenu net	15,34	15,08	14,99	13,16	19,15
Pétrole brut — Royaume-Uni (\$/b)					
Prix	28,11	27,05	27,92	27,17	30,61
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,97	1,70	1,98	1,86	2,45
Charges d'exploitation	5,09	6,23	6,55	4,69	2,92
Revenu net	21,05	19,12	19,39	20,62	25,24

	Résultats par éléments — 2002				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)					
Prix ¹⁾	2,86	3,60	2,29	2,93	2,25
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,07	0,04	0,10	0,14
Transport et vente	0,24	0,30	0,21	0,21	0,22
Charges d'exploitation	0,41	0,44	0,42	0,40	0,31
Revenu net	2,13	2,79	1,62	2,22	1,58
Gaz produit — États-Unis (\$/kpi ³)					
Prix ¹⁾	2,96	3,48	2,78	2,51	2,36
Taxes à la production et impôts miniers	0,27	0,34	0,22	0,23	0,29
Transport et vente	0,47	0,46	0,76	0,23	—
Charges d'exploitation	0,28	0,23	0,28	0,31	0,60
Revenu net	1,94	2,45	1,52	1,74	1,47
Gaz produit — Total en Amérique du Nord (\$/kpi ³)					
Prix ¹⁾	2,87	3,58	2,37	2,86	2,26
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,12	0,08	0,12	0,15
Transport et vente	0,28	0,33	0,31	0,22	0,21
Charges d'exploitation	0,39	0,40	0,39	0,39	0,32
Revenu net	2,09	2,73	1,59	2,13	1,58
Liquides de gaz naturel — Canada (\$/b)					
Prix	17,55	21,75	17,61	17,41	11,56
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	17,55	21,75	17,61	17,41	11,56
Liquides de gaz naturel — États-Unis (\$/b)					
Prix	23,75	25,14	25,64	23,57	16,31
Taxes à la production et impôts miniers	1,02	0,94	1,32	1,37	—
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	22,73	24,20	24,32	22,20	16,31
Liquides de gaz naturel — Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	19,52	23,06	19,99	19,32	12,64
Taxes à la production et impôts miniers	0,32	0,36	0,39	0,42	—
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	19,20	22,70	19,60	18,90	12,64
Pétrole brut léger et moyen — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	22,31	24,39	24,09	23,37	17,60
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,48	0,51	0,14	1,44
Transport et vente	0,94	1,22	1,04	0,62	0,87
Charges d'exploitation	4,80	5,15	4,72	5,29	4,08
Revenu net	15,92	17,54	17,82	17,32	11,21

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, comptabilisée dans le cadre de la répartition du prix d'achat.

	Résultats par éléments — 2002				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut lourd — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	17,88	17,38	19,67	17,76	13,62
Taxes à la production et impôts miniers	0,22	0,54	0,03	0,04	0,32
Transport et vente	0,71	0,93	0,81	0,48	0,21
Charges d'exploitation	4,58	4,12	4,96	4,39	5,73
Revenu net	12,37	11,79	13,87	12,85	7,36
Pétrole brut — Total en Amérique du Nord (\$/bl)					
Prix	20,08	20,31	21,67	20,37	16,64
Taxes à la production et impôts miniers	0,43	0,51	0,25	0,08	1,17
Transport et vente	0,82	1,05	0,92	0,55	0,71
Charges d'exploitation	4,69	4,55	4,85	4,81	4,48
Revenu net	14,14	14,20	15,65	14,93	10,28
Total des liquides — Canada (\$/bl)					
Prix	19,82	20,46	21,27	20,07	16,01
Taxes à la production et impôts miniers	0,39	0,46	0,22	0,08	1,03
Transport et vente	0,73	0,94	0,83	0,49	0,63
Charges d'exploitation	4,19	4,06	4,38	4,32	3,93
Revenu net	14,51	15,00	15,84	15,18	10,42
Total des liquides — Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	20,00	20,76	21,44	20,22	16,03
Taxes à la production et impôts miniers	0,42	0,49	0,27	0,13	0,99
Transport et vente	0,70	0,88	0,79	0,47	0,60
Charges d'exploitation	4,00	3,80	4,20	4,14	3,79
Revenu net	14,88	15,59	16,18	15,48	10,65
Total en Amérique du Nord (\$/kpi³e)					
Prix	3,01	3,55	2,71	3,01	2,41
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,11	0,07	0,10	0,15
Transport et vente	0,23	0,28	0,26	0,18	0,17
Charges d'exploitation	0,47	0,46	0,48	0,47	0,43
Revenu net	2,21	2,70	1,90	2,26	1,66
Activités abandonnées :					
Pétrole brut — Équateur (\$/b)					
Prix	22,57	24,02	22,82	21,11	—
Taxes à la production et impôts miniers	1,24	1,57	1,49	0,72	—
Transport et vente	2,00	1,99	2,47	1,56	—
Charges d'exploitation	4,86	5,35	4,12	5,13	—
Revenu net	14,47	15,11	14,74	13,70	—
Pétrole brut — Royaume-Uni (\$/b)					
Prix	24,76	25,73	27,07	25,92	21,18
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,69	1,53	1,92	1,62	1,65
Charges d'exploitation	3,28	7,07	3,65	2,01	1,78
Revenu net	19,79	17,13	21,50	22,29	17,75

Les tableaux suivants indiquent l'incidence des opérations de couverture réalisées par la division amont sur les résultats par éléments d'EnCana.

	2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	(0,22)	(0,37)	(0,15)	(0,25)	(0,08)
Liquides (\$/b)	(7,08)	(8,24)	(8,75)	(6,53)	(4,79)
Total (\$/kpi ³ e)	(0,46)	(0,61)	(0,48)	(0,47)	(0,27)
Activités abandonnées :					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	(9,66)	(14,60)	(10,31)	(7,13)	(6,69)
Pétrole du Royaume-Uni (\$/b) ¹⁾	(7,62)	(6,34)	(11,75)	(7,01)	(5,72)
2003					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	(0,10)	0,16	(0,06)	(0,25)	(0,25)
Liquides (\$/b)	(3,41)	(3,29)	(2,76)	(2,08)	(5,64)
Total (\$/kpi ³ e)	(0,23)	(0,04)	(0,18)	(0,28)	(0,44)
Activités abandonnées :					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	—	—	—	—	—
Pétrole du Royaume-Uni (\$/b)	—	—	—	—	—
2002					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,09	0,02	0,26	(0,06)	0,20
Liquides (\$/b)	(0,64)	(0,73)	(0,56)	(0,72)	(0,53)
Total (\$/kpi ³ e)	0,03	(0,02)	0,16	(0,08)	0,10
Activités abandonnées :					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	(0,01)	—	—	(0,03)	—
Pétrole du Royaume-Uni (\$/b)	(0,06)	—	—	—	(0,19)

Note :

1) Exclut les opérations de couverture dénouées en raison de la disposition des activités au R.-U.

Activités de forage

Les tableaux suivants résument les participations brutes et nettes d'EnCana dans les puits forés pour les exercices indiqués.

Puits d'exploration forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total		
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets		Bruts	Nets	
Activités poursuivies :												
2004 :												
Canada	566	534	48	47	9	6	623	587	51	674	587	
États-Unis	19	16	2	—	—	—	21	16	—	21	16	
Autres pays	—	—	3	2	5	2	8	4	—	8	4	
Total	585	550	53	49	14	8	652	607	51	703	607	
2003 :												
Canada	532	511	51	31	35	28	618	570	153	771	570	
États-Unis	40	35	7	2	4	2	51	39	—	51	39	
Autres pays	1	—	—	—	3	1	4	1	—	4	1	
Total	573	546	58	33	42	31	673	610	153	826	610	
2002 :												
Canada	423	382	84	72	44	37	551	491	190	741	491	
États-Unis	12	12	2	1	3	1	17	14	—	17	14	
Autres pays	—	—	—	—	4	2	4	2	—	4	2	
Total	435	394	86	73	51	40	572	507	190	762	507	
Activités abandonnées :												
Équateur – 2004	—	—	6	3	—	—	6	3	—	6	3	
Équateur – 2003	—	—	3	2	—	—	3	2	—	3	2	
Équateur – 2002	—	—	7	5	—	—	7	5	—	7	5	
Royaume-Uni – 2004	—	—	1	—	4	2	5	2	—	5	2	
Royaume-Uni – 2003	—	—	2	1	5	3	7	4	—	7	4	
Royaume-Uni – 2002	—	—	7	3	2	1	9	4	—	9	4	

Puits de mise en valeur forés

	<u>Gaz</u>		<u>Pétrole</u>		<u>Secs et abandonnés</u>		<u>Participation directe totale</u>		<u>Redevances</u>	<u>Total</u>	
	<u>Bruts</u>	<u>Nets</u>	<u>Bruts</u>	<u>Nets</u>	<u>Bruts</u>	<u>Nets</u>	<u>Bruts</u>	<u>Nets</u>	<u>Bruts</u>	<u>Bruts</u>	<u>Nets</u>
Activités poursuivies :											
2004 :											
Canada	3 632	3 419	386	364	16	15	4 034	3 798	1 105	5 139	3 798
États-Unis	600	515	1	—	3	3	604	518	—	604	518
Total	4 232	3 934	387	364	19	18	4 638	4 316	1 105	5 743	4 316
2003 :											
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
Total	4 390	4 302	756	650	25	19	5 171	4 971	1 347	6 518	4 971
2002 :											
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
Total	1 684	1 590	436	352	31	24	2 151	1 966	690	2 841	1 966
Activités abandonnées :											
Équateur – 2004	—	—	43	25	1	1	44	26	—	44	26
Équateur – 2003	—	—	53	39	6	6	59	45	—	59	45
Équateur – 2002	—	—	44	37	5	4	49	41	—	49	41
Royaume-Uni – 2004	—	—	3	1	—	—	3	1	—	3	1
Royaume-Uni – 2003	—	—	3	—	—	—	3	—	—	3	—
Royaume-Uni – 2002	—	—	2	—	—	—	2	—	—	2	—

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.
- 3) Au 31 décembre 2004, EnCana travaillait au forage de 33 puits bruts (32 puits nets) au Canada, de 50 puits bruts (45 puits nets) aux États-Unis, de 4 puits bruts (2 puits nets) en Équateur et ne forait aucun puits 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 2004.

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Activités poursuivies :						
Alberta	29 790	27 943	4 700	4 151	34 490	32 094
Colombie-Britannique	1 329	1 196	16	10	1 345	1 206
Saskatchewan	336	332	1 177	515	1 513	847
Manitoba	—	—	3	3	3	3
Total au Canada	31 455	29 471	5 896	4 679	37 351	34 150
Colorado	3 902	3 155	—	—	3 902	3 155
Texas	1 179	762	30	12	1 209	774
Wyoming	1 493	874	—	—	1 493	874
Montana	42	37	—	—	42	37
Utah	33	32	—	—	33	32
Oklahoma	47	12	—	—	47	12
Louisiane	4	2	—	—	4	2
Golfe du Mexique	—	—	6	1	6	1
Total aux États-Unis	6 700	4 874	36	13	6 736	4 887
Total	38 155	34 345	5 932	4 692	44 087	39 037
Activités abandonnées :						
Équateur	—	—	289	227	289	227

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevance dans 8 396 puits bruts de pétrole brut et 12 970 puits de gaz naturel productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 26 879 puits bruts de gaz naturel (24 441 puits nets) et 1 681 puits bruts de pétrole brut (1 393 puits nets).

Participation dans des actifs importants

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers d'EnCana mis en valeur, non mis en valeur et totaux au 31 décembre 2004.

		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
Activités poursuivies :							
Canada							
Alberta	— Fief	4 319	4 319	2 835	2 835	7 154	7 154
	— Couronne	3 709	2 989	6 643	5 578	10 352	8 567
	— Propriété franche	185	101	245	192	430	293
		8 213	7 409	9 723	8 605	17 936	16 014
Colombie-Britannique	— Couronne	697	579	4 174	3 601	4 871	4 180
	— Fief	—	—	7	7	7	7
		697	579	4 181	3 608	4 878	4 187
Saskatchewan	— Fief	57	57	461	461	518	518
	— Couronne	115	96	1 064	1 049	1 179	1 145
	— Propriété franche	13	9	104	97	117	106
		185	162	1 629	1 607	1 814	1 769
Manitoba	— Fief	3	3	265	265	268	268
	— Propriété franche	—	—	23	23	23	23
		3	3	288	288	291	291
Terre-Neuve-et-Labrador	— Couronne	—	—	4 027	2 514	4 027	2 514
Nouvelle-Écosse	— Couronne	—	—	1 834	1 043	1 834	1 043
Territoires du Nord-Ouest	— Couronne	—	—	633	234	633	234
Nunavut	— Couronne	—	—	817	26	817	26
Beaufort	— Couronne	—	—	126	4	126	4
Total au Canada		9 098	8 153	23 258	17 929	32 356	26 082

		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
États-Unis							
Colorado	— Fédéral/État	208	180	821	745	1 029	925
	— Propriété franche	112	102	212	191	324	293
	— Fief	3	3	60	60	63	63
		323	285	1 093	996	1 416	1 281
Washington	— Fédéral/État	—	—	459	456	459	456
	— Propriété franche	—	—	199	199	199	199
	— Concession fédérale	—	—	219	213	219	213
		—	—	877	868	877	868
Texas	— Fédéral/État	8	3	205	204	213	207
	— Propriété franche	161	97	431	395	592	492
		169	100	636	599	805	699
Wyoming	— Fédéral/État	148	73	729	490	877	563
	— Propriété franche	26	18	81	46	107	64
	— Bureau des affaires indiennes	11	10	5	4	16	14
		185	101	815	540	1 000	641
Golfe du Mexique	— Fédéral/État	—	—	1 371	557	1 371	557
Alaska	— Fédéral/État	—	—	1 337	531	1 337	531
Autres	— Fédéral	11	10	374	236	385	246
	— Propriété franche	19	10	22	13	41	23
	— Fief	1	1	—	—	1	1
		31	21	396	249	427	270
Total aux États-Unis		708	507	6 525	4 340	7 233	4 847

	Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
			(en milliers d'acres)			
Tchad	—	—	108 536	54 268	108 536	54 268
Oman	—	—	9 606	9 606	9 606	9 606
Qatar	—	—	2 161	2 161	2 161	2 161
Groenland	—	—	985	862	985	862
Yémen	—	—	1 879	691	1 879	691
Brésil	—	—	1 444	554	1 444	554
Australie	—	—	960	320	960	320
Bahreïn	—	—	97	48	97	48
Azerbaïdjan	—	—	346	17	346	17
Total à l'échelle internationale	—	—	126 014	68 527	126 014	68 527
Total	9 806	8 660	155 797	90 796	165 603	99 456
Activités abandonnées :						
Équateur	160	99	1 243	795	1 403	894

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 4,3 millions d'acres brutes visées 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 en fief simple et dans lesquels i) elle n'a pas accordé de concession sur la totalité des zones minérales ou ii) elle conserve une participation directe. Au cours des exercices antérieurs, les avoirs fonciers en fief dans lesquels des zones étaient accordées par concession étaient exclus des avoirs en fief, sauf dans les cas des terrains où EnCana conservait une participation directe. Le présent sommaire des superficies des avoirs fonciers en fief inclut maintenant tous les titres en fief dont EnCana est propriétaire et qui comportent une ou plusieurs zones non visées par des concessions ou susceptibles d'être mises en valeur.
- 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 brutes représente la superficie totale des avoirs fonciers dans lesquels EnCana détient une participation.
- 6) Le nombre d'acres nettes correspond à la somme des participations partielles d'EnCana dans des acres brutes.

Acquisitions, aliénations et dépenses en immobilisations

La croissance d'EnCana au cours des dernières années est attribuable à la fois à sa croissance interne et à ses acquisitions. EnCana dispose de nombre de possibilités de croissance interne et continue également d'examiner les occasions d'acquisition 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 en capitaux nets d'EnCana pour 2003 et 2004.

	2004	2003
	(en milliers de dollars)	
Amont		
Canada	3 015	2 937
États-Unis	1 249	830
Activités d'exploration internationales des nouvelles entreprises	79	78
	4 343	3 845
Activités médianes et de commercialisation	64	223
Activités non sectorielles	46	57
Dépenses en immobilisations visant les biens prioritaires des activités poursuivies	4 453	4 125
Acquisitions		
Amont		
Avoirs fonciers		
Canada	64	261
États-Unis	300	138
Entreprises		
Savanah	—	91
Petrovera	253	—
Tom Brown, Inc. ¹⁾	2 335	—
Activités médianes et de commercialisation		
Autres	34	53
Activités non sectorielles	—	50
Aliénations		
Amont		
Avoirs fonciers		
Canada	(877)	(108)
États-Unis	(266)	(178)
Autres pays	—	(15)
Entreprises		
Petrovera	(540)	—
Activités médianes et de commercialisation		
Avoirs fonciers	(1)	—
Activités non sectorielles		
Coentreprise du réseau de collecte d'éthane de l'Alberta	(108)	—
Société de personnes Kingston CoGen	(25)	—
Activités nettes d'acquisitions et d'aliénations des opérations poursuivies	1 169	292
Produits de l'aliénation des activités au Royaume-Uni	(2 144)	—
Activités abandonnées	728	(995)
Total des activités abandonnées	(1 416)	(995)

Note :

1) La contrepartie en espèces nette exclut une dette acquise de 406 millions de dollars.

En 2005, EnCana compte se départir de divers actifs non prioritaires, y compris de ses participations en Équateur, dans le golfe du Mexique, de certains biens classiques dans l'ouest du Canada, d'actifs de collecte et de traitement aux États-Unis et divers autres actifs jugés non prioritaires par la société.

Engagements de livraison

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 de ces ressources 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 2004.

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, et notamment en ce qui a trait à l'acquisition de réserves, aux concessions et aux licences d'exploration, à l'accès aux marchés, aux actifs nécessaires aux activités médianes et au personnel du secteur.

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 examine les politiques environnementales et fait ses recommandations au conseil d'administration à cet égard 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 programmes de correction et de remise en état de sites sont en vigueur et sont déployés 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 terrains pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. En 2004, le respect des règlements environnementaux n'a pas exigé de dépenses importantes supérieures à la normale. EnCana ne prévoit pas que le respect des règlements sur la protection de l'environnement exigera des dépenses importantes supérieures à la normale en 2005.

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 3,7 milliards de dollars.

Politiques sociales et environnementales

En 2003, EnCana a élaboré une politique de responsabilité d'entreprise (la « politique ») qui traduit ses valeurs fondamentales et ses principes communs en engagements de principe. La politique vise toute activité entreprise par EnCana ou en son nom, partout dans le monde, en ce qui a trait à la découverte, à la production, au transport et au stockage des produits de la société, y compris la mise hors service d'installations, la commercialisation et d'autres fonctions commerciales et administratives. La politique présente des exigences précises dans les domaines liés aux questions suivantes : i) l'engagement à assumer un rôle de premier plan, ii) la création d'une valeur durable, iii) les pratiques commerciales et de régie, iv) les droits de la personne, v) les pratiques de travail, vi) l'environnement, la santé et la sécurité, vii) l'engagement envers les parties prenantes et viii) le développement socioéconomique et communautaire.

La responsabilité de la mise en œuvre de la politique incombe au niveau opérationnel des unités économiques d'EnCana, qui ont mis en place des processus d'évaluation des risques, et des programmes sont mis en œuvre afin de minimiser ces risques, ce qui peut comprendre des mesures d'atténuation adéquates. Les résultats liés aux engagements énoncés dans la constitution de l'entreprise sont liés au processus d'évaluation du rendement individuel.

En ce qui a trait aux droits de la personne, la politique précise ce qui suit : i) bien que les gouvernements soient en premier lieu responsables d'assurer la promotion et la protection des droits de la personne, EnCana partage cet objectif et appuiera et respectera les droits de la personne dans sa sphère d'influence; ii) EnCana ne contreviendra d'aucune façon aux droits de la personne et ne participera à aucune activité qui sollicite ou encourage une violation des droits de la personne pas plus qu'elle ne sera complice d'une telle activité; et iii) lorsqu'il s'agira de protéger le personnel et les actifs de la société par des forces de sécurité publiques ou privées, EnCana préconisera le respect et la protection des droits de la personne.

La politique prend les positions suivantes à l'égard du respect de l'environnement : i) EnCana préservera l'environnement et exercera ses activités conformément aux normes du secteur reconnues à l'échelle mondiale en matière d'environnement, de santé et de sécurité; ii) dans le cadre de toutes ses activités, EnCana s'efforcera d'utiliser de façon efficace les ressources, de façon à atténuer l'incidence qu'elle a sur l'environnement en vue de préserver la diversité des habitats et les populations végétales et animales qui peuvent être touchées par ses activités; et iii) EnCana s'efforcera de réduire l'ampleur de ses émissions et d'augmenter son efficacité énergétique.

En ce qui a trait aux relations qu'EnCana entretient avec les communautés dans lesquelles elle exploite son entreprise, la politique indique que : i) EnCana privilégie la collaboration, la consultation et le partenariat dans son investissement et ses programmes communautaires, car elle reconnaît qu'aucune société n'est l'unique responsable de la conjoncture économique fondamentale, environnementale et sociale dans une communauté ou un pays et ii) dans le cadre de ses activités, EnCana favorisera la promotion des capacités à l'échelle locale et tissera des liens mutuellement avantageux en vue d'avoir une incidence favorable dans les communautés et les régions où elle exerce des activités.

Parmi certaines des mesures qu'EnCana a prises en vue d'enchâsser sa vision de responsabilité d'entreprise partout au sein de son organisation, on compte les suivantes : i) mise en œuvre d'une orientation générale en ligne en ce qui a trait à la formation et aux politiques et aux pratiques de communication ainsi que des séances personnelles; ii) élaboration et mise en œuvre d'un système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité; iii) élaboration d'un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les aspects de la sécurité qui présentent des risques à l'égard des activités commerciales et la gestion des risques connexes; iv) l'instauration, au premier trimestre de 2005, d'une orientation officielle relative aux relations avec les parties prenantes au moyen d'un manuel d'engagement envers les parties prenantes normalisé; v) élaboration de mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer le progrès de la société; vi) don d'au moins un pour cent des gains avant impôt à des organismes caritatifs et sans but lucratif dans les communautés où la société exerce ses activités; et vii) l'adoption de politiques et de pratiques connexes comme une politique de lutte contre les drogues et les stupéfiants et une pratique d'éthique commerciale. En outre, le conseil d'administration d'EnCana approuve ces politiques, est informé des violations à celles-ci et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient voir une incidence importante sur la société.

Employés

Au 31 décembre 2004, EnCana comptait 4 090 employés équivalent temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

	Nombre d'employés ETP au 31 décembre 2004
Amont	3 176
Activités médianes et de commercialisation	306
Activités non sectorielles	608
Total	4 090

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2004, environ 94 pour cent des réserves et 89 pour cent 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 connexes à l'extérieur de l'Amérique du Nord peuvent être influencés de façon défavorable par des changements des politiques des États concernés, 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 et justifié.

Restructurations

Comme il a été exposé à la rubrique « Renseignements préliminaires » dans la présente notice annuelle, EnCana a été créée par la fusion d'AEC et de PanCanadian le 5 avril 2002. AEC a continué d'exister sous forme de filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana et, le 1^{er} janvier 2003, elle a été fusionnée à EnCana.

De façon générale, EnCana restructure ses filiales au besoin pour maintenir l'orientation judicieuse de ses entreprises. Le 1^{er} janvier 2005, EnCana a réalisé une restructuration de ses filiales aux États-Unis. La structure d'entreprise aux États-Unis a pris passablement d'importance en raison des acquisitions d'entreprises, et un certain nombre d'entités ont été fusionnées afin de rationaliser la structure et de réduire le fardeau administratif.

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

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ⁽¹³⁾	Occupation principale
MICHAEL N. CHERNOFF ^{2), 6)} West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	1999	Administrateur de sociétés
RALPH S. CUNNINGHAM ^{2), 3)} Houston (Texas) États-Unis	2003	Administrateur de sociétés
PATRICK D. DANIEL ^{1), 5)} Calgary (Alberta) Canada	2001	Président et chef de la direction Enbridge Inc. <i>(Transport de ressources énergétiques)</i>
IAN W. DELANEY ^{3), 4)} Toronto (Ontario) Canada	1999	Président-directeur du conseil Sherritt International Corporation <i>(Entreprise d'extraction de nickel, de cobalt et de charbon, de production de pétrole, de gaz naturel et d'électricité)</i>
WILLIAM R. FATT ^{1), 8)} Toronto (Ontario) Canada	1995	Chef de la direction Fairmont Hotels & Resorts Inc. <i>(Hôtels)</i>
MICHAEL A. GRANDIN ^{3), 5), 6), 9)} Calgary (Alberta) Canada	1998	Doyen de la Haskayne School of Business University of Calgary <i>(Éducation)</i>
BARRY W. HARRISON ^{1), 4), 10)} Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
RICHARD F. HASKAYNE, O.C., F.C.A. ^{3), 4)} Calgary (Alberta) Canada	1992	Président du conseil TransCanada Corporation <i>(Pipelines et services énergétiques)</i>
DALE A. LUCAS ^{1), 5)} Calgary (Alberta) Canada	1997	Administrateur de sociétés
KEN F. MCCREADY ^{2), 5), 11)} Calgary (Alberta) Canada	1992	Président K. F. McCready & Associates Ltd. <i>(Société de consultation en mise en valeur de ressources énergétiques renouvelables)</i>
GWYN MORGAN Calgary (Alberta) Canada	1993	Président et chef de la direction EnCana Corporation
VALERIE A.A. NIELSEN ^{2), 6)} Calgary (Alberta) Canada	1990	Administratrice de sociétés
DAVID P. O'BRIEN ^{4), 7), 12)} Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil EnCana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada
JANE L. PEVERETT ¹⁾ West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Chef des finances British Columbia Transmission Corporation <i>(Transport d'électricité)</i>
DENNIS A. SHARP ^{2), 4)} Calgary (Alberta) Canada/ Montréal (Québec) Canada	1998	Président-directeur du conseil UTS Energy Corporation <i>(Société pétrolière et gazière)</i>
JAMES M. STANFORD ^{1), 3), 6)} Calgary (Alberta) Canada	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 candidatures 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. (« Unitel ») en 1995 lorsqu'elle a déposé une demande en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Unitel a instauré un concordat avec les créanciers le 8 décembre 1995, et M. Fatt a donné sa démission à titre d'administrateur en janvier 1996.
- 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 plus tard cette même année.
- 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 accordée. Le tribunal a confirmé le plan d'arrangement de cette société plus tard cette même année.
- 11) M. McCready était administrateur de Colonia Corporation lorsqu'elle a été mise sous séquestre en octobre 2000. La société a cessé d'être sous séquestre plus tard cette même année. M. McCready était administrateur, président du conseil et chef de la direction d'Etho Power Corporation, une petite société fermée, lorsqu'elle a été confiée à un syndic de faillite le 7 avril 2003.
- 12) M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003. Le 1^{er} avril 2003, AirCanada avait obtenu une ordonnance de la Cour supérieure 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*. Le 30 septembre 2004, Air Canada a annoncé qu'elle avait réussi à réaliser son processus de restructuration et à mettre en œuvre son plan d'arrangement.
- 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 15 candidats nommés dans le tableau précédent (tous sauf M. Haskayne qui démissionne de son poste d'administrateur), 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

Nom et lieu de résidence	Poste
GWYN MORGAN Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction
RANDALL K. ERESMAN Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation
ROGER J. BIEMANS Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur
BRIAN C. FERGUSON Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise
R. WILLIAM OLIVER Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur
GERARD J. PROTTI Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des relations d'entreprise
DRUDE RIMELL Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice des services à l'entreprise
JOHN D. WATSON Calgary (Alberta) Canada	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. 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^{me} Peverett a été présidente de 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 commercialisation de juin 2000 à avril 2001, et chef des finances de mars 1999 à juin 2000.

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

Tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés ci-dessus étaient collectivement propriétaires véritables, au 22 février 2005, directement ou indirectement, de 1 234 169 actions ordinaires représentant 0,28 pour cent des actions avec droit de vote émises et en circulation d'EnCana, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions. Les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana détenaient des options visant l'acquisition de 2 049 484 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 LCSA, 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.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le texte intégral du mandat du comité de vérification figure à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification se compose de six membres, qui sont tous indépendants et possèdent tous des compétences financières. La société a adopté la définition d'« indépendance » figurant à l'article 1.4 des modifications proposées du *Règlement 52-110 sur le comité de vérification* publié le 29 octobre 2004. La formation et l'expérience pertinentes de chaque membre du comité de vérification figurent ci-après :

Patrick D. Daniel

M. Daniel est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (University of Alberta) et d'une maîtrise ès sciences (University of British Columbia), dans les deux cas en génie chimique. Il a également complété le programme de gestion avancée de Harvard. Il est président, chef de la direction et administrateur d'Enbridge Inc. (société de livraison de produits énergétiques). Il est administrateur d'un certain nombre de filiales d'Enbridge et du commandité d'Enbridge Energy Partners, L.P. et d'Enbridge Energy Management, L.L.C. Il est également administrateur et membre du comité de vérification d'Energflex Systems Ltd. (fabricant de systèmes de compression) et fiduciaire d'Enbridge Commercial Trust, entité filiale d'Enbridge Income Fund.

William R. Fatt

M. Fatt est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie (York University). Il est chef de la direction et administrateur de Fairmont Hotels & Resorts Inc. (gestion d'hôtels). Il est également administrateur et membre du comité de vérification d'Enbridge Inc. (société de livraison de produits énergétiques), administrateur de la Financière Sun Life Inc. (assureurs-vie) et de The Jim Pattison Group (société fermée) et vice-président du conseil et fiduciaire de

Fiducie de placement immobilier constituée d'Hôtels Legacy. M. Fatt est un ancien président du conseil et chef de la direction de FHR Holdings Inc. (connue auparavant sous le nom de Canadian Pacific Hotels and Resort. Inc.). Il a occupé un certain nombre de postes liés à la finance au cours de sa carrière de 30 ans, y compris celui de vice-président directeur et de chef des finances de Canadien Pacifique Limitée, de trésorier de CP Limitée, de vice-président de la Morgan Bank of Canada et de vice-président et trésorier de Hiram Walker Resources Ltd., entre autres.

Barry W. Harrison (président du comité de vérification)

M. Harrison est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires et en administration bancaire (Colorado College) et d'un baccalauréat en droit (University of British Columbia). Il est administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant. M. Harrison est administrateur et président d'Eastgate Minerals Ltd. (pétrole et gaz) ainsi qu'administrateur et membre du comité de vérification d'Eastshore Energy Ltd. (pétrole et gaz). Il est également administrateur et président du comité de vérification de The Wawanesa Mutual Insurance Company (compagnie mutuelle d'assurance de biens et de dommages) et ses compagnies connexes, The Wawanesa Life Insurance Co. et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Co. Il était directeur général de Goepel Shields & Partners Inc. à Calgary.

Dale A. Lucas

M. Lucas est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique et d'un baccalauréat ès arts en économie (University of Alberta). M. Lucas est administrateur de sociétés et président de D.A. Lucas Enterprises Inc., société fermée dont il est propriétaire et par l'entremise de laquelle il fournit des conseils à l'échelle internationale. Au cours de sa carrière de 44 ans dans le secteur de l'énergie, il a siégé à titre d'administrateur de la New York Mercantile Exchange (NYMEX) pendant le mandat maximal prescrit de six ans et a été président de l'Alberta Petroleum Marketing Commission. Il a occupé des postes de haute direction auprès de J. Makowski Canada Ltd. (Calgary), de J. Makowski Associates Inc. (Boston), de BP Canada et de BP Pipelines (San Francisco).

Jane L. Peverett

M^{me} Peverett est titulaire d'un baccalauréat en commerce (McMaster University) et d'une maîtrise en administration des affaires (Queen's University) et a obtenu le titre de comptable en management accréditée ainsi qu'un certificat d'analyste en valeurs mobilières au Canada. Elle est chef des finances de British Columbia Transmission Corporation (transport d'électricité). Au cours de sa carrière de 15 ans auprès de Westcoast Energy Inc./du groupe de sociétés de Duke Energy, elle a occupé des postes de haute direction auprès de Union Gas Limited (Ontario), y compris ceux de présidente, de présidente et chef de la direction, de vice-présidente principale des ventes et de la commercialisation et de chef des finances, entre autres.

James M. Stanford, O.C.

M. Stanford détient un doctorat en droit (avec mention) et un baccalauréat ès sciences en génie pétrolier (University of Alberta) et un doctorat en droit (avec mention) ainsi qu'un baccalauréat ès sciences en exploitation minière (Université Concordia). Il est président de Stanford Resource Management Inc. (gestion de placements) et est administrateur d'un certain nombre de sociétés ouvertes : Inco Limitée (société minière), OPTI Canada Inc. (société de mise en valeur et revalorisation des sables bitumineux), NOVA Chemicals Corporation (société de produits chimiques) et de Terasen Inc. (société de distribution et de transport de produits énergétiques). Il est président du comité de vérification d'Inco Limitée. M. Stanford a été président et chef de la direction de Petro-Canada (société pétrolière et gazière) pendant sept ans et il a été chef de l'exploitation et président auprès de cette même société pendant trois ans.

La liste précédente ne comprend pas David O. O'Brien qui est membre d'office du comité de vérification.

Politiques et procédures d'approbation préalable

EnCana a adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services de vérification et des services non liés à la vérification autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l. Le comité de vérification du conseil d'administration a prévu un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services de vérification et de services non liés à la vérification autorisés qui, à son avis, sont des services habituels, répétitifs ou qu'il est par ailleurs vraisemblable qu'ils soient fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l. Le budget vise en général la période entre l'adoption du budget et la réunion suivante du comité de vérification mais, au gré du comité

de vérification, il peut viser une période plus longue ou plus courte. La liste des services comporte suffisamment de détails sur les services déterminés qui doivent être fournis pour garantir i) que le comité de vérification sait précisément les services qu'il doit approuver au préalable et ii) qu'il n'est pas nécessaire pour un membre de la direction de porter un jugement pour établir si un service proposé correspond aux services approuvés au préalable.

Sous réserve du paragraphe suivant, le comité de vérification a délégué à son président le pouvoir (ou si le présent ne peut agir, à un autre membre du comité) d'approuver au préalable la prestation par PricewaterhouseCoopers s.r.l. de services autorisés qui ne sont pas par ailleurs approuvés au préalable par le comité de vérification, y compris les honoraires et les modalités des services proposées (le « pouvoir délégué »). Toute décision requise quant à l'absence du président doit être prise de bonne foi par les autres membres du comité de vérification après avoir évalué tous les faits et toutes les circonstances qu'ils jugent pertinents. Toutes les approbations préalables aux termes du pouvoir délégué doivent être communiquées par les membres qui ont donné leur approbation préalable au comité de vérification plénier à sa prochaine réunion.

Les honoraires payables à l'égard d'un service particulier devant être fourni par PricewaterhouseCoopers s.r.l. qui a été approuvé au préalable aux termes du pouvoir délégué i) ne peuvent être supérieurs à 200 000 \$ CA dans le cas des approbations au préalable données par le président du comité de vérification et ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ CA dans le cas des approbations au préalable données par un autre membre du comité de vérification.

Tous les services proposés ou les honoraires payables pour ces services qui n'ont pas déjà été approuvés au préalable doivent l'être soit par le comité de vérification soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité de vérification ni aux termes du pouvoir délégué.

Honoraires en contrepartie des services du vérificateur externe

Le tableau suivant donne des renseignements sur les honoraires facturés à la société en contrepartie de services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l. au cours des exercices 2004 et 2003.

(en milliers de dollars US)	2004	2003
Honoraires de vérification ¹⁾	3 177	1 977
Honoraires liés à la vérification ²⁾	166	127
Honoraires en fiscalité ³⁾	1 097	1 408
Tous les autres honoraires ⁴⁾	24	26
Total	4 464	3 538

Notes :

- 1) Les honoraires de vérification comprennent la rémunération en contrepartie de la vérification des états financiers annuels de la société ou des services qui sont habituellement fournis à l'occasion des dépôts ou des missions prévus par la loi et la réglementation.
- 2) Les honoraires liés à la vérification comprennent la rémunération pour les missions de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à la réalisation de la vérification ou de l'examen des états financiers de la société et qui ne sont pas des honoraires de vérification. Au cours des exercices 2004 et 2003, les services de cette catégorie ont compris les contrôles préalables à l'égard des acquisitions et des aliénations, la recherche portant sur des questions comptables et des questions liées à la vérification, l'examen de la communication des réserves et la réalisation des vérifications requises par les contrats auxquels la société est partie.
- 3) Les honoraires en fiscalité comprennent la rémunération en contrepartie des services de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Au cours des exercices 2004 et 2003, les services de cette catégorie ont compris l'aide et les conseils portant sur la préparation des déclarations de revenu des sociétés et les services fiscaux à l'étranger.
- 4) Au cours de l'exercice 2004, les services de cette catégorie ont compris le paiement de frais de gestion liés à un outil de recherche qui donne accès à une importante bibliothèque d'information financière et de certification et à un ensemble de documents de travail utilisés par le groupe de vérification interne de la société. Au cours de 2003, les services de cette catégorie ont compris l'examen du rapport du comité de responsabilité d'entreprise d'EnCana et le paiement de frais de gestion liés à un ensemble de documents de travail utilisés par le groupe de vérification interne de la société.

En 2003, une tranche de 35 300 \$ des honoraires indiqués précédemment facturés par PricewaterhouseCoopers s.r.l. au titre des services en fiscalité ont été approuvés par le comité de vérification aux termes de l'exception à l'égard des services de valeur minimale (de minimus) prévue par le sous-alinéa (c)(7)(i)(C) de la Règle 2-01 du Règlement S-X de la SEC. EnCana n'a pas invoqué cette exception en 2004.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang. Au 31 décembre 2004, environ 450,3 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation tandis qu'aucune action privilégiée n'était en circulation.

Actions ordinaires

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes quand le conseil d'administration de la société en déclare. Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir l'avis de convocation et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et ont droit à une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à de telles assemblées. En cas de liquidation ou de dissolution de la société ou d'une autre distribution des actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre ses affaires, les porteurs des actions ordinaires auront le droit de participer en proportion aux distributions des actifs de la société.

EnCana a mis en place des régimes de rémunération en actions qui permettent aux employés d'acheter des actions ordinaires de la société. Les prix de levée des options correspond environ au cours du marché des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Les options attribuées aux termes du régime sont en général susceptibles d'être levées intégralement après un délai de trois ans et viennent à expiration cinq ans après la date de l'attribution.

La société a instauré un régime de droits des actionnaires (le « régime ») qui a été adopté en vue de garantir, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de la société sont traités équitablement en cas d'offres publiques d'achat visant la société. Le régime crée un droit qui est rattaché à chaque action ordinaire actuelle et émise par la suite. Jusqu'à la date de séparation, qui survient habituellement au moment d'une offre publique d'achat non sollicitée, aux termes de laquelle une personne fait l'acquisition ou tente de faire l'acquisition de 20 pour cent ou plus des actions ordinaires d'EnCana, les droits ne peuvent être séparés des actions ordinaires, ne peuvent être exercés, et aucun certificat de droits distinct n'est émis. Chaque droit permet au porteur, sauf l'acquéreur de la tranche de 20 pour cent d'actions, à compter de la date de séparation et avant certains délais d'expiration, d'acquérir une action ordinaire à 50 pour cent de son cours du marché au moment de l'exercice. Le régime a été reconfirmé à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2004 et doit être reconfirmé à toutes les trois assemblées annuelles par la suite jusqu'à son expiration le 30 juillet 2011.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées avant l'émission de ces séries. Les porteurs des actions privilégiées n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la société, mais pourraient avoir le droit d'y voter si la société omet de verser des dividendes sur cette série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de premier rang ont une priorité sur les actions privilégiées de deuxième rang et les actions ordinaires de la société en ce qui a trait aux versements de dividendes et aux distributions d'actifs de la société en cas de liquidation ou de dissolution des affaires de la société.

ÉVALUATIONS DE CRÉDIT

Le tableau suivant indique les cotes des titres d'emprunt de la société au 31 décembre 2004.

	Standard & Poor's Rating Services (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	Dominion Bond Rating Service (« DBRS »)
Cote des titres de premier rang non garantis/à long terme	A-	Baa2	A (bas)
Cote des billets de trésorerie/titres à court terme	A-1 (bas)	P-2	R-1 (bas)
Perspective	Négative	Stable	Stable

Les cotes de crédit à long terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent, respectivement, la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La cote de A- de S&P est la troisième catégorie en importance parmi onze catégories et indique que le débiteur est un peu plus sensible aux incidences défavorables des changements de circonstances et de la conjoncture économique que les débiteurs classés

dans les catégories supérieures. Toutefois, la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers à l'égard des titres d'emprunt est encore grande. L'attribution d'un indicateur (+) ou (-) après la cote indique la position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. Le 8 septembre 2004, S&P a confirmé l'évaluation à long terme de A- d'EnCana, a retiré l'évaluation de la liste de CreditWatch avec implications négatives et a attribué à la cote une perspective négative. Le statut de perspective négative suppose que la cote pourrait rester inchangée ou être diminuée. Les cotes des billets de trésorerie canadiens de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (haut) à C, qui représentent, respectivement, la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La cote A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance parmi sept catégories et indique que le créancier possède une capacité satisfaisante à s'acquitter de ses engagements financiers.

Les cotes de crédit à long terme de Moody's se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de Aaa à C, qui représentent, respectivement, la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une cote de Baa2 de Moody's correspond à la quatrième catégorie en importance parmi neuf catégories et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des obligations de qualité intermédiaire (c.-à-d. qui présentent un risque de crédit modéré). Ces titres d'emprunt peuvent présenter certaines caractéristiques spéculatives. L'addition d'un indicateur 1, 2 ou 3 après l'évaluation indique sa position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. L'indicateur 1 signifie que l'émission se place dans la partie supérieure de sa catégorie d'évaluation générique, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 signifie que l'émission se classe dans la partie inférieure de sa catégorie d'évaluation générique. Les évaluations de titres à court terme de Moody's se situent sur une échelle qui varie de P-1 (meilleure qualité) à NP (moins bonne qualité). P-2 correspond à la deuxième de quatre catégories et indique que la capacité de l'émetteur à rembourser des obligations à court terme est grande.

Les cotes de crédit à long terme de DBRS se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une cote de A (bas) de DBRS correspond à la troisième catégorie en importance parmi dix catégories et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une qualité de crédit satisfaisante. La protection de l'intérêt et du capital est encore importante, mais le niveau de protection est inférieur à celui des entités qui ont reçu la cote AA. Tout en restant une évaluation respectable, les entités faisant partie de la catégorie A sont considérées comme étant plus sensibles à une conjoncture économique défavorable et ont des tendances cycliques plus importantes que les sociétés ayant reçu une cote plus élevée. L'attribution d'un indicateur « haut » ou « bas » au sein de chaque catégorie d'évaluation indique sa situation relative au sein de la catégorie en question. Les indicateurs « haut » et « bas » ne sont pas utilisés pour la catégorie AAA. Les évaluations de titres à court terme de DBRS se situent sur une échelle qui varie de R-1 (haut) à D, représentant, respectivement, la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La cote R-1 (bas) correspond à la troisième en importance parmi dix catégories et indique que la qualité du crédit des titres d'emprunt est satisfaisante. La force et la perspective d'ensemble des ratios clés de liquidité, d'emprunt et de rentabilité ne sont pas habituellement aussi favorables que celles des meilleures catégories, mais ces aspects sont encore respectables. Les facteurs négatifs qui existent sont considérés comme gérables, et l'entité est habituellement de taille suffisante pour avoir une influence dans son secteur.

Les évaluations de crédit visent à donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les cotes de crédit attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres étant donné qu'elles ne constituent pas un commentaire sur les cours des titres ou leur pertinence pour un investisseur particulier. Toute évaluation peut ne pas rester en vigueur pour une période quelconque ou peut être révisée par l'agence de notation à l'avenir si, selon elle, les circonstances le justifient.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation d'EnCana sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange sous le symbole ECA. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois au cours de 2004.

	Bourse de Toronto				New York Stock Exchange			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions
	Haut	Bas	Fermeture		Haut	Bas	Fermeture	
	(\$ CA par action)			(en millions)	(\$ par action)			(en millions)
2004								
Janvier	56,00	51,00	51,58	36,4	43,43	39,00	39,10	9,2
Février	58,25	51,29	57,84	27,5	43,60	38,36	43,45	10,4
Mars	59,27	54,22	56,69	35,5	44,25	40,62	43,12	9,9
Avril	59,73	53,75	53,80	30,3	44,73	39,18	39,22	13,7
Mai	57,70	52,99	54,55	29,2	42,05	38,05	39,35	12,5
Juin	58,85	53,55	57,62	25,8	43,41	39,45	43,16	9,7
Juillet	60,60	56,55	58,90	26,3	45,75	42,83	44,32	10,7
Août	59,94	52,30	53,66	28,4	45,50	39,95	41,10	12,1
Septembre	59,46	53,40	58,35	26,7	46,92	41,09	46,30	10,6
Octobre	62,81	57,90	60,40	36,1	50,26	46,10	49,40	15,1
Novembre	68,20	59,61	67,80	40,5	57,43	48,85	57,03	19,8
Décembre	70,02	63,13	68,40	33,1	57,30	51,59	57,06	18,7

En octobre 2004, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de continuer à acheter aux fins d'annulation des actions ordinaires aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal (l'« offre publique »). Aux termes de l'offre publique, EnCana avait le droit d'acheter jusqu'à 5 pour cent des actions ordinaires émises et en circulation le 22 octobre 2004, sur une période prenant fin le 28 octobre 2005. En février 2005, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de modifier l'offre publique. Aux termes de l'offre publique modifiée, EnCana a le droit d'acheter jusqu'à 46,1 millions d'actions ordinaires (10 pour cent du flottant public le 22 octobre 2004). Les achats peuvent s'effectuer par l'intermédiaire des services de la Bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange, conformément aux politiques et règles de chaque bourse. Au 31 décembre 2004, la société avait acheté environ 14,8 millions d'actions aux termes de l'offre publique. Au cours de 2004, EnCana a acheté au total environ 20 millions d'actions, en contrepartie d'environ 1,0 milliard de dollars, aux termes de ses offres publiques de rachat dans le cours normal.

Le tableau suivant indique les titres d'emprunt émis par la société en 2004 qui ne sont pas inscrits à la cote d'une bourse.

Émetteur	Montant en capital (en dollars)	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Prix d'émission
EnCana Holdings Finance Corp. ¹⁾	1 milliard	5,80 %	13 mai 2004	1 ^{er} mai 2014	99,614 %
EnCana Corporation	250 millions	4,60 %	4 août 2004	15 août 2009	99,838 %
EnCana Corporation	750 millions	6,50 %	4 août 2004	15 août 2034	99,123 %

Note :

- 1) EnCana Holdings Finance Corp. (« EHF ») est une filiale en propriété exclusive indirecte d'EnCana Corporation. Les billets émis par EHF sont garantis intégralement et inconditionnellement par EnCana Corporation.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. En 2002 et en 2003, des dividendes en espèces ont été versés aux porteurs d'actions ordinaires au taux de 0,40 \$ CA par action chaque année (0,10 \$ CA par action chaque trimestre). En 2004, EnCana a commencé à verser des dividendes en espèces aux porteurs d'actions ordinaires en dollars américains à un taux de 0,40 \$ par action chaque année (0,10 \$ par action chaque trimestre). Le conseil d'administration d'EnCana a déclaré un dividende de 0,10 \$ par action payable le 31 mars 2005 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2005.

PROCÉDURES JUDICIAIRES

La société est partie à des réclamations et des litiges divers découlant de l'exercice normal de ses activités. Bien que le dénouement de ces affaires soit incertain et qu'il n'y ait aucune garantie que ces affaires seront résolues en faveur d'EnCana, la société ne croit pas actuellement que le dénouement des procédures en instance ou imminentes qui se rapportent à ces affaires ou à d'autres ni que les montants que la société pourrait être tenue de payer à ce titre pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou sa liquidité.

Pour obtenir des renseignements sur les procédures judiciaires concernant les activités abandonnées de négociant de produits énergétiques d'EnCana, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

FACTEURS DE RISQUE

Tout événement découlant des facteurs de risque indiqués ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie nets d'EnCana.

Une diminution substantielle ou prolongée des prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait avoir un effet défavorable important sur EnCana.

La situation financière d'EnCana dépend fortement des prix du pétrole brut et du gaz naturel en vigueur. Les fluctuations des prix du pétrole brut ou du gaz naturel pourraient avoir un effet défavorable sur l'exploitation et la situation financière de la société ainsi que sur la valeur et la quantité de ses réserves prouvées. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel fluctuent en réaction à la variation de l'offre et de la demande pour le pétrole brut et le gaz naturel, à l'incertitude des marchés et à divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société. Les prix du pétrole brut sont déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut se trouvent les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs dans le monde, l'offre étrangère de pétrole brut, le prix des importations étrangères, la disponibilité des sources d'alimentation de rechange et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel que réalise EnCana sont surtout touchés par l'offre et la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques ainsi que par les prix des sources d'énergie de rechange. Toute baisse importante ou prolongée des prix du pétrole brut et du gaz naturel pourrait entraîner un retard ou l'annulation des programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs ou la réduction de la production de certains terrains ou encore la non-utilisation des engagements de transport à long terme, lesquels peuvent tous avoir une incidence défavorable sur les produits d'exploitation, la rentabilité et les flux de trésorerie nets de la société.

Les prix du marché du pétrole lourd sont inférieurs aux indices du marché établis pour les qualités de pétrole léger et moyen, principalement en raison de prix atténués et des coûts de transport et de raffinage associés au pétrole lourd. En outre, les coûts de production associés au pétrole lourd sont relativement plus élevés que ceux des types plus légers. Les écarts de prix futurs sont incertains et toute augmentation de ces écarts à l'égard du pétrole lourd pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise d'EnCana.

EnCana évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux PCGR du Canada. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent, la valeur comptable des actifs d'EnCana pourrait être révisée à la baisse et les bénéfices de la société pourraient en subir les effets négatifs.

Si EnCana ne peut acquérir ou trouver des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, les niveaux actuels de ses réserves et sa production subiront une baisse importante.

La production et les réserves de pétrole brut et de gaz naturel futures d'EnCana et, par conséquent, ses flux de trésorerie nets dépendent fortement de sa capacité à tirer parti de son stock de réserves actuel et à acquérir ou à découvrir de nouvelles réserves. Si la société ne réussit pas à accroître ses réserves après s'être livrée à des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, ses réserves et sa production diminueront progressivement au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. Si les flux de trésorerie nets provenant de l'exploitation sont insuffisants et que les sources de capitaux externes sont limitées, EnCana pourra difficilement faire les investissements en capitaux requis pour maintenir et accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel. En outre, il n'est pas certain qu'EnCana pourra

trouver et mettre en valeur ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à un coût raisonnable.

Les données sur les réserves de pétrole brut et de gaz naturel et les estimations des produits d'exploitation nets futurs d'EnCana sont incertaines.

Plusieurs incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves de pétrole brut et de gaz naturel, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. Les données sur les réserves figurant dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel récupérables de façon économique et les flux de trésorerie nets futurs en provenant sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, comme les prix des produits, les coûts d'immobilisations et d'exploitation futurs, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, lesquels peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels. Ces estimations comportent toutes un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel récupérables de façon économique attribuables à un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs prévus provenant de ces terrains établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits d'exploitation, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de mise en valeur actuels d'EnCana à l'égard de ses réserves peuvent fluctuer par rapport à ces estimations, et les écarts peuvent être importants.

Les estimations à l'égard des réserves pouvant être mises en valeur et produites dans le futur sont souvent calculées en fonction du volume et en faisant un rapprochement avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. Les estimations faites à partir de ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui utilisent les antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, lesquels pourront être importants, par rapport aux réserves estimatives.

Les activités de couverture d'EnCana pourraient entraîner des pertes matérialisées et non matérialisées.

La nature des activités de la société entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change. La société surveille son exposition à de telles fluctuations et, si elle le juge approprié, utilise des instruments dérivés financiers et des contrats de livraison matérielle pour atténuer l'incidence éventuelle d'une diminution des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des variations des taux d'intérêt ou des augmentations de la valeur des monnaies par rapport au dollar américain.

Les modalités des diverses conventions de couverture de la société peuvent limiter les avantages que la société peut retirer des augmentations du prix des marchandises, des variations des taux d'intérêt ou des baisses de la valeur des monnaies par rapport au dollar américain. La société peut également subir une perte financière aux termes des conventions de couverture dans les cas suivants :

- la société n'est pas en mesure de produire du pétrole ou du gaz naturel pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations de livraison;
- la société est tenue de payer des redevances en fonction de prix du marché ou de référence supérieurs aux prix couverts;
- les contreparties aux conventions de couverture de la société ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces conventions.

L'entreprise de la société est assujettie à la législation en matière d'environnement de tous les territoires où elle exerce des activités et toute modification de cette législation pourrait avoir des répercussions défavorables sur ses résultats d'exploitation.

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement en vertu de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux, fédéraux canadiens et américains et autres lois et règlements (collectivement, la « législation en matière d'environnement »).

La législation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, au stockage, au transport, au traitement et

à l'élimination de substances et de déchets dangereux et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La législation en matière d'environnement exige également que les puits, sites d'installations et autres biens liés aux activités d'EnCana soient exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation pertinentes. De plus, certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de mise en valeur et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des évaluations de l'incidence sur l'environnement soient présentées et approuvées. Le respect de la législation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment des coûts de nettoyage et des dommages découlant de biens contaminés, et le défaut de respecter la législation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités. Même si l'on ne prévoit pas que le coût du respect de la législation en matière d'environnement aura un effet défavorable important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation d'EnCana, il n'est pas certain que les coûts futurs à cet égard n'auront pas un tel effet.

En 1994, la Convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques est entrée en vigueur suivie, trois ans plus tard, du Protocole de Kyoto (le « Protocole ») qui exige, au moment de sa ratification, que les pays réduisent leurs émissions de dioxyde de carbone et autres gaz à effet de serre. Le gouvernement fédéral canadien a ratifié le Protocole en décembre 2002 et, le 16 février 2005, le Protocole est entré en vigueur à l'échelle internationale. À l'heure actuelle, le secteur amont du pétrole brut et du gaz naturel a entamé des pourparlers avec divers paliers des gouvernements fédéral et provinciaux au sujet de l'élaboration de règlements en matière d'émissions de gaz à effet de serre à l'intention du secteur. Il est trop tôt pour prédire quelles pourraient être les répercussions de ces règlements éventuels sur le secteur d'EnCana. Toutefois, ses coûts d'exploitation pourraient augmenter pour respecter l'objectif fixé en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Les activités d'EnCana peuvent être interrompues ou exposées à des pertes à la suite d'accidents.

Les activités de la société comportent les risques d'exploitation habituellement liés à l'exploration et à la production de pétrole brut et de gaz naturel et à l'exploitation d'installations médianes. Ces risques comprennent les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de pétrole brut, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les puits de pétrole brut et de gaz naturel, les formations ou les installations de production et autres biens, le matériel et l'environnement, ainsi qu'interrompre les activités. De plus, toutes les activités d'EnCana seront exposées à tous les risques généralement liés au transport, au traitement et au stockage et à la commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et autres produits connexes, au forage de puits de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi qu'à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées des réservoirs, les éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et autres risques liés à l'environnement.

La survenance d'un événement important contre lequel nous ne sommes pas pleinement assurés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la société.

Des fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence sur les frais ou entraîner des pertes matérialisées et non matérialisées.

Les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel sont fixés en dollars américains. Toutefois, de nombreux frais de la société qu'elle engage à l'extérieur des États-Unis sont libellés en dollars canadiens. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient avoir une incidence sur les frais qu'elle engage la société et une incidence défavorable sur le rendement financier et la situation financière de la société.

En outre, la dette à long terme de la société libellée en dollars américains est importante. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient entraîner des pertes matérialisées et non matérialisées à l'égard de la dette à long terme libellée en dollars américains.

EnCana n'exploite pas tous ses biens et ses actifs.

Certaines sociétés exploitent une faible partie des actifs dans lesquels EnCana a une participation. Ainsi, EnCana ne peut exercer qu'une influence limitée sur l'exploitation de ces actifs ou leurs coûts connexes. Le fait qu'EnCana dépende de l'exploitant et des propriétaires des autres participations directes dans ces biens et qu'elle ne puisse pas vraiment contrôler l'exploitation et les coûts connexes peut avoir des effets défavorables importants sur le rendement financier de la société. Le succès des activités d'EnCana à l'égard des actifs exploités par des tiers ainsi que le moment

où ces activités sont menées dépendront de divers facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société, notamment :

- le moment où les dépenses en immobilisations sont engagées et leurs montants;
- l'expertise et les ressources financières de l'exploitant;
- l'approbation des autres participants;
- le choix de la technologie;
- les pratiques en matière de gestion des risques.

Les activités hors frontière de la société exercées l'exposeront à des risques propres à l'exploitation à l'étranger, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation.

Une partie des activités et des actifs connexes d'EnCana se trouve dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord, dont certains peuvent être considérés comme politiquement et économiquement instables. Les activités d'exploration ou de mise en valeur dans ces pays peuvent exiger des négociations prolongées avec les gouvernements en place, les sociétés pétrolières nationales et des tiers et font fréquemment l'objet de questions d'ordre économique et politique, comme la taxation, la nationalisation, l'expropriation, l'inflation, les fluctuations du change, la réglementation sévère et les exigences d'approbation, la réglementation gouvernementale et les risques d'actes de groupes terroristes ou d'insurgés, tous des facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les aspects économiques des projets d'exploration ou de mise en valeur.

La capacité d'EnCana de réaliser des projets dépend de facteurs indépendants de sa volonté.

La société gère divers projets, dont des projets d'exploration et de mise en valeur et la construction ou l'agrandissement d'installations et de pipelines. Les délais des projets peuvent retarder la réalisation des produits d'exploitation prévus et les surcharges des projets pourraient les rendre non économiques. La capacité de la société à réaliser des projets dépend de différents facteurs indépendants de sa volonté, dont les suivants :

- la disponibilité de la capacité de traitement;
- la disponibilité et la proximité de la capacité de transport par pipeline;
- la disponibilité du matériel;
- la capacité d'avoir accès aux terrains;
- le climat défavorable;
- les augmentations de coûts non prévues;
- les accidents;
- la disponibilité de main-d'œuvre compétente;
- les questions d'ordre réglementaire.

L'exploration et la production de pétrole et de gaz naturel font l'objet de la réglementation et des interventions de gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage et le raccordement de puits, la production, l'abandon de champs et la construction ou l'agrandissement d'installations ou interdire de telles activités. Les droits contractuels peuvent être annulés ou faire l'objet d'une expropriation. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la société.

EnCana peut être touchée défavorablement par les poursuites judiciaires relativement à ses opérations abandonnées de négociant de produits énergétiques.

Une action a été intentée par E. & J. Gallo Winery (« Gallo ») aux États-Unis devant la cour du district est de Californie contre EnCana Corporation et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive, WD Energy Services Inc. (« WD »). Cette action allègue qu'elles ont pris part à une conspiration avec des concurrents non identifiés sur le marché des instruments dérivés et du gaz naturel en Californie, en violation des lois sur la concurrence déloyale et des lois antitrust de la Californie et des États-Unis, en vue de gonfler artificiellement le prix du gaz naturel de diverses façons, y compris par l'échange illégal de renseignements sur les prix au moyen d'opérations en direct, d'indices de prix et d'opérations fictives. Dans sa demande, Gallo réclame des dommages de plus de 30 millions de dollars américains, sans tenir compte des dommages-intérêts au triple éventuels en vertu des lois californiennes. La

requête d'EnCana pour faire rejeter la plainte de Gallo en alléguant que la Federal Energy Regulatory Commission avait compétence exclusive sur une telle affaire a été rejetée.

En outre, EnCana Corporation et WD, ainsi que d'autres sociétés d'énergie, ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs recours collectifs institués devant les tribunaux d'État et fédéraux de l'État de New York et de la Californie. Les poursuites en Californie portent sur les ventes de gaz naturel en Californie de 1999 à ce jour et contiennent des allégations essentiellement similaires à celles figurant dans la plainte de Gallo. Les poursuites dans l'État de New York allèguent que la présumée manipulation des indices des prix du gaz naturel par les parties défenderesses s'est traduite par une hausse des prix des contrats d'options et des contrats à terme sur le gaz naturel négociés à la New York Mercantile Exchange (NYMEX) au cours de la période du 1^{er} janvier 2000 au 31 décembre 2002. EnCana Corporation a été écartée des poursuites en justice dans l'État de New York, ce qui laisse WD et plusieurs autres sociétés non liées à la société à titre de parties défenderesses restantes. La plupart des poursuites dans l'État de Californie ont été regroupées devant la cour de district de Nevada, tandis que la totalité des poursuites dans l'État de New York a été regroupée devant la cour de district de New York. La cour de district de Nevada a renvoyé les affaires intentées devant la cour de l'État de la Californie à cette dernière aux fins d'une audition. Conformément à la pratique courante, les recours collectifs ne précisent pas le montant des dommages réclamés. Rien ne garantit que ces allégations ne donneront pas lieu à d'autres recours collectifs au nom du même groupe ou de groupes différents.

EnCana entend présenter une défense vigoureuse contre toute réclamation en responsabilité alléguée dans ces poursuites. Toutefois, la société ne peut pas prévoir le dénouement de ces procédures ni si des procédures seront intentées à l'avenir contre EnCana et quelle en sera l'issue et elle ne sait pas non plus si l'une ou l'autre de ces procédures exigera le versement de dommages pécuniaires qui pourraient avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société.

EnCana est liée par des obligations en matière d'indemnisation découlant de la cession d'actions de Canadien Pacifique Limitée à PanCanadian.

Dans le cadre d'une cession d'actions de Canadien Pacifique Limitée (« CPL ») à PanCanadian le 1^{er} octobre 2001, PanCanadian a conclu un arrangement avec certaines autres parties à la cession contenant plusieurs déclarations, garanties et engagements, notamment a) une entente par chacune des parties visant à indemniser et à tenir à couvert les autres parties sur une base après impôt contre les pertes subies ou découlant d'un manquement à une déclaration, à une garantie ou à un engagement; et b) un engagement selon lequel chaque partie ne prendra aucune mesure, n'omettra de prendre aucune mesure ni ne conclura une opération qui pourrait avoir des effets défavorables sur les décisions fiscales obtenues relativement à la cession d'actions, notamment les avis de gouvernements, les avis connexes des conseillers juridiques et les hypothèses ayant servi à établir ces avis. À titre de société ayant remplacé PanCanadian, EnCana est liée par l'accord. En ce qui a trait à la fiscalité canadienne, en plus de diverses opérations qu'il était interdit aux parties respectives d'entreprendre avant la mise en œuvre de l'arrangement de CPL, après la mise en œuvre de l'arrangement de CPL, aucune partie n'est en général autorisée à aliéner ou à échanger plus de 10 pour cent de ses actifs ni, entre autres, à entreprendre une acquisition de contrôle sans s'exposer à des conséquences très défavorables si cette disposition ou cette acquisition de contrôle s'inscrit, aux fins de l'impôt du Canada, dans une « série d'opérations ou d'événements » qui comprend l'arrangement de CPL, sauf dans des circonstances limitées. S'il était jugé que la société a manqué à ses déclarations et garanties ou si elle omettait de respecter ses engagements contractuels, elle devrait indemniser les autres parties à l'arrangement contre les pertes qu'elles ont subies par suite d'un tel manquement. En outre, la société est tenue d'indemniser les parties à l'arrangement contre les pertes qu'elles peuvent subir découlant d'une réclamation intentée contre EnCana, leurs entreprises respectives ou leurs actifs respectifs, que ces réclamations aient été faites avant ou après la conclusion de l'arrangement de CPL. Toute demande d'indemnisation intentée contre EnCana aux termes des dispositions de l'arrangement pourrait avoir des incidences défavorables importantes sur la société.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Au Canada :
Compagnie Trust CIBC Mellon
320 Bay Street
P.O. Box 1
Toronto (Ontario) M5H 4A6
Tél. : 1 800 387-0825
Site Web : www.cibcmellon.com

Aux États-Unis :
Mellon Investor Services LLC
44 Wall Street, 6th Floor
New York (New York)
10005
Tél : 1 800 387-0825
Site Web : www.cibcmellon.com

EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l., comptables agréés, agit à titre de vérificateurs de la société, et ce cabinet a rédigé un avis se rapportant aux états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date. Les données ayant trait aux réserves figurant dans la présente notice annuelle datée du 25 février 2005 ont été calculées par Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd., McDaniel & Associates Consultants Ltd., Netherland, Sewell & Associates, Inc. et DeGolyer and MacNaughton à titre d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Les responsables de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd., de McDaniel & Associates Consultants Ltd., de Netherland, Sewell & Associates, Inc. et DeGolyer and MacNaughton, dans chaque cas, en tant que groupe, sont les propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de un pour cent de toutes les catégories de titres d'EnCana.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible de consulter d'autres renseignements sur EnCana au moyen du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) sur le site www.sedar.com.

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 d'information d'EnCana en vue de 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 et le rapport de gestion d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

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 2004. Ces données portent notamment sur :
 - i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2004, au moyen de prix et de coûts constants;
 - ii) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, reposant sur la mesure normalisée des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz.

2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer notre avis sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) (le « manuel COGE ») rédigé en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (division de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société de 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. Ces normes prescrivent que notre évaluation doit être planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation doit également vérifier que les données relatives aux réserves sont conformes aux principes et aux définitions mentionnés précédemment.
4. Le tableau suivant présente les quantités estimatives des réserves prouvées (après les redevances) et la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes (avant déduction des impôts sur les bénéfiques), en supposant des prix et des coûts constants et au moyen d'un taux d'actualisation de 10 pour cent, qui sont compris dans les données sur les réserves de la société que nous avons évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

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 nets futurs connexes, avant impôts, avec taux d'actualisation de 10 % (en millions de \$ US)
		Gaz (Gpi ³)	Liquides (Mb)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. 14 janvier 2005	Canada	3 434	146	9 770
Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. 14 janvier 2005	Canada	2 390	121	6 529
Netherland, Sewell & Associates, Inc. 14 janvier 2005	États-Unis	3 946	49	9 276
DeGolyer and MacNaughton 3 février 2005	États-Unis	690	42	1 907
Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. 14 janvier 2005	Équateur		143	1 752
Totaux		10 460	501	29 234

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies conformément au manuel COGE, 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 n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports mentionnés au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à la date d'établissement.
7. Les réserves ne sont que des estimations et non des quantités exactes. De plus, étant donné que les données relatives aux réserves sont fondées sur des opinions concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants.

Signé pour notre rapport indiqué précédemment :

(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

Le 14 février 2005

ANNEXE B

Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations

La direction et les administrateurs d'EnCana Corporation (la « société ») ont la responsabilité d'établir et de communiquer l'information sur les activités pétrolières et gazières de la société, conformément aux exigences de la réglementation en valeurs mobilières. Les dispositions réglementaires applicables à la société figurent dans le Règlement 51-101, dans sa version modifiée par la décision du REC du 16 décembre 2003, et exigent que soit communiquée 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 expressions sont définies dans la décision du REC), et 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 2004, déterminées au moyen de prix et de coûts constants;
- ii) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, au moyen de la mesure normalisée des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de ces évaluateurs, daté du 14 février 2005 (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) examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information voulue aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour déterminer si la direction leur avait imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans aucune restriction;
- c) examiné les données relatives aux réserves avec la direction et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, telles qu'elles sont indiquées dans le rapport des évaluateurs.

Le conseil d'administration a examiné la mesure normalisée de calcul des quantités des réserves prouvées de pétrole et de gaz de la société. De plus, il a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter d'autres renseignements concernant 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 connexe de ces quantités et les 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 relatives aux réserves ne sont que des estimations 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 différeront des résultats estimatifs, et les écarts peuvent être importants.

(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 22 février 2005

ANNEXE C

Mandat du comité de vérification

I. OBJECTIF

Le conseil d'administration d'EnCana Corporation (la « société ») nomme le comité de vérification (le « comité ») pour que ce dernier l'aide à s'acquitter de ses responsabilités de supervision.

Les tâches et les responsabilités principales du comité s'établissent comme suit :

- Examiner et approuver l'identification par la direction des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et surveiller la conformité de la société aux exigences légales et réglementaires.
- Recevoir et examiner les rapports du comité de vérification de toute filiale dont les titres sont négociés dans le public.
- Superviser et contrôler l'intégrité des processus comptables et de communication de l'information financière de la société, des états financiers et du système de contrôles internes qui se rapportent à la comptabilité et à la communication de l'information financière et à la conformité de la comptabilité.
- Superviser les vérifications des états financiers de la société.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des vérificateurs externes et du service de vérification interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les vérificateurs externes, la direction, le service de vérification interne et le conseil d'administration.
- Faire des rapports périodiques au conseil d'administration.

Le comité a l'autorité de procéder à tout examen ou à toute enquête convenable pour lui permettre de s'acquitter de ses responsabilités. Le comité a accès sans restriction aux membres du personnel et à l'information ainsi qu'à toutes les ressources nécessaires pour lui permettre de s'acquitter de sa responsabilité. À cet égard, le comité peut imposer au personnel de vérification interne des champs d'examen particuliers.

II. COMPOSITION ET RÉUNIONS

Tâches d'un membre du comité en sus de celles d'un administrateur

Les tâches et responsabilités d'un membre du comité s'ajoutent aux tâches indiquées pour un membre du conseil d'administration.

Composition

Le comité se compose d'au moins cinq et d'au plus huit administrateurs déterminés par le conseil, qui tous sont des administrateurs non reliés et qui n'ont aucune relation qui pourrait entraver l'exercice de leur jugement indépendant.

Tous les membres du comité ont des compétences financières, ainsi que les définit le conseil, et au moins un membre doit être un expert en comptabilité ou avoir une expertise de gestion financière connexe. Plus particulièrement, au moins un membre doit par i) sa formation et son expérience à titre de chef des finances, de chef de la comptabilité, de contrôleur, d'expert-comptable ou de vérificateur ou de son expérience acquise dans un ou plusieurs postes qui comportent l'exécution de fonctions analogues; ii) son expérience active de la supervision d'un chef des finances, d'un chef de la comptabilité, d'un contrôleur, d'un expert-comptable, d'un vérificateur ou de personnes exécutant des fonctions analogues; iii) son expérience de la supervision ou de l'évaluation du rendement de sociétés ou d'experts-comptables en ce qui a trait à l'établissement, à la vérification ou à l'évaluation d'états financiers; ou iv) d'une autre expérience pertinente, avoir les compétences suivantes :

- la compréhension des principes comptables généralement reconnus et des états financiers;
- la capacité d'évaluer de manière générale l'application de ces principes à la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;

- de l'expérience dans l'établissement, la vérification, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de la personne inscrite ou une expérience de supervision active d'une ou de plusieurs personnes exerçant ces activités;
- la compréhension des contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière;
- la compréhension des fonctions d'un comité de vérification.

Les membres du comité ne peuvent, autrement qu'en leurs capacités respectives de membres du comité, du conseil ou de tout autre comité du conseil, accepter directement ou indirectement des honoraires de consultation, de conseils ou une autre rémunération de la société ou d'une filiale de la société ni être un « membre du groupe » (au sens de l'expression *affiliated person* définie dans la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, et dans les règles adoptées par la SEC en vertu de cette loi) de la société ou d'une filiale de la société. Il est entendu que les jetons de présence et les montants fixes de prestation aux termes d'un régime de retraite (y compris les prestations reportées) en contrepartie d'années de service antérieures avec la société qui ne dépendent pas d'années de service continu devraient être la seule rémunération que le membre du comité de vérification reçoit de la société.

Au moins un membre doit avoir de l'expérience dans le secteur pétrolier et gazier.

Les membres du comité ne peuvent simultanément siéger sur le comité de vérification de plus de deux autres sociétés ouvertes, à moins que le conseil n'établisse au préalable que ces services simultanés n'entraveront pas la capacité des membres pertinents à siéger de façon efficace au comité et qu'ils ne communiquent de la façon prescrite cette information au public.

Le président du conseil non membre de la direction est un membre sans droit de vote du comité.

Nomination des membres

Les membres du comité sont nommés à une réunion du conseil qui a lieu après l'élection des administrateurs à l'assemblée annuelle des actionnaires; toutefois, tout membre peut être destitué ou remplacé en tout temps par le conseil et, quoi qu'il en soit, cesse d'être membre du comité dès qu'il cesse d'être membre du conseil.

Le comité des candidatures et de la régie d'entreprise recommande au conseil en vue de son approbation un administrateur non relié qui agira à titre de président du comité. Le conseil nomme le président du comité.

Si le président du comité est absent à une réunion du comité, un des autres membres du comité présent à la réunion est choisi pour présider la réunion par la majorité des membres du comité présents.

Le président du comité qui préside toute réunion du comité n'a pas de voix prépondérante.

Si un poste est à pourvoir parmi les membres du comité, il peut être comblé par le conseil.

Le secrétaire général ou l'un des secrétaires généraux adjoints de la société ou toute autre personne que le secrétaire général de la société désigne à l'occasion agira à titre de secrétaire du comité et rédigera le procès-verbal des réunions du comité.

Réunions

Les réunions du comité peuvent, suivant l'accord du président du comité, avoir lieu en personne, au moyen d'une vidéoconférence, par téléphone ou par un ensemble des moyens précédents.

Le comité tient des réunions au moins tous les trimestres. Le président du comité peut convoquer des réunions supplémentaires au besoin. En outre, le président du conseil non membre de la direction, le président et chef de la direction ou un membre du comité ou les vérificateurs externes peuvent convoquer une réunion.

Le comité a le droit d'établir qui doit ou qui ne doit pas être présent à un moment quelconque au cours d'une réunion du comité.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du comité peuvent assister aux réunions du comité de façon ponctuelle après avoir consulté le président du conseil ou la majorité des membres du comité et obtenu leur approbation.

Le comité peut, sur invitation particulière, permettre à d'autres personnes-ressources d'assister aux délibérations du comité.

Le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances, le contrôleur et le chef du service de vérification interne devraient être prêts à assister aux réunions du comité ou à une partie de celles-ci.

Avis de convocation à une réunion

L'avis de l'heure et de l'endroit de chaque réunion du comité peut être donné verbalement, par écrit, au moyen d'une communication électronique ou par télécopieur à chaque membre du comité au moins 48 heures avant l'heure fixée pour la réunion en question. L'avis de convocation de chaque réunion est également remis aux vérificateurs externes de la société.

Un membre et les vérificateurs externes peuvent, d'une façon quelconque, renoncer à l'avis de convocation à la réunion du comité. Le fait pour un membre d'assister à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la réunion, sauf s'il assiste à une réunion précisément pour s'opposer aux délibérations sur une question pour le motif que la réunion n'a pas été légitimement convoquée.

Quorum

La majorité des membres du comité présents à la réunion, ou y participant par vidéoconférence, par téléphone ou par une combinaison de ces moyens, constitue le quorum. En outre, si la présence d'un membre d'office sans droit de vote est requise pour réunir le quorum du comité, ledit membre est alors autorisé à voter à la réunion.

Procès-verbaux

Le procès-verbal de chaque réunion du comité doit être bref, mais doit décrire de façon exhaustive les questions de fonds abordées par le comité. Toutefois, il devrait nettement souligner les points de responsabilité à l'ordre du jour de la réunion du comité passés en revue par le comité et ceux qui restent en suspens.

Les procès-verbaux des réunions du comité sont transmis à tous les membres du comité et aux vérificateurs externes.

Le conseil d'administration plénier est tenu au courant des activités du comité au moyen d'un rapport après chaque réunion du comité.

III. RESPONSABILITÉS

Procédures d'examen

Examiner et actualiser le mandat du comité tous les ans, ou plus souvent, si le comité le juge souhaitable. Fournir un résumé de la composition du comité et de ses responsabilités dans le rapport annuel de la société ou d'autres documents d'information publics.

Fournir un résumé de toutes les approbations par le comité à l'égard de la prestation de services de vérification, de services liés à la vérification, de services en fiscalité et autres services par les vérificateurs externes, résumé qui sera inclus dans le rapport annuel de la société déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

États financiers annuels

1. Examiner, et en discuter avec la direction et les vérificateurs externes de la société et de toute filiale dont les titres sont placés dans le public, les états financiers annuels vérifiés et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion. L'examen doit comprendre ce qui suit :
 - a. Les états financiers annuels et les notes afférentes, y compris les questions d'importance concernant les principes et les conventions comptables et les estimations et les jugements importants de la direction, y compris des changements importants dans le choix ou l'application des principes comptables de la société, les questions importantes quant à la suffisance des contrôles internes de la société et toutes les mesures adoptées en raison de lacunes importantes des contrôles.
 - b. Le rapport de gestion.
 - c. Un examen du financement sans effet sur le bilan, y compris l'évaluation par la direction des risques et de la suffisance de l'information.
 - d. Une analyse des travaux de vérification des états financiers par les vérificateurs externes et de leur rapport connexe.

- e. Un examen des modifications importantes requises dans le plan de vérification des vérificateurs externes.
 - f. Un examen des difficultés ou des différends importants avec la direction survenus au cours de la vérification, y compris des restrictions quant à la portée du travail des vérificateurs externes ou à leur accès aux renseignements requis.
 - g. Un examen de toutes les autres questions concernant la tenue de la vérification qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes de vérification généralement reconnues.
2. Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
- a. États financiers vérifiés de la fin d'exercice. L'examen doit comprendre des discussions avec la direction et les vérificateurs externes quant à ce qui suit :
 - i. Les conventions comptables de la société et leurs modifications.
 - ii. L'incidence des jugements, des produits à recevoir et des charges à payer et des estimations importants.
 - iii. Le mode de présentation des principaux postes comptables.
 - iv. La cohérence de la communication de l'information.
 - b. Le rapport de gestion.
 - c. L'information financière de la notice annuelle.
 - d. L'information financière de tous les prospectus et circulaires d'information.

L'examen doit comprendre un rapport des vérificateurs externes concernant la qualité des principes comptables cruciaux dont dépend la situation financière de la société et qui comporte les décisions rationnelles ou les évaluations importantes les plus complexes, les plus suggestives ou les plus importantes.

États financiers trimestriels

3. Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les éléments suivants et les approuver (l'approbation doit comprendre l'autorisation de leur communication au public) ou les recommander formellement au conseil de la société pour qu'il les approuve :
- a. Les états financiers non vérifiés trimestriels et les documents connexes, y compris le rapport de gestion.
 - b. Les modifications importantes des principes comptables de la société.

Examiner avant leur diffusion les états financiers non vérifiés trimestriels de toute filiale de la société dont les titres sont émis dans le public.

Autres dépôts financiers et documents publics

4. Examiner avec la direction l'information financière, et en discuter, y compris les communiqués de presse portant sur les bénéfices, l'utilisation des expressions « pro forma » ou des renseignements financiers sortant du cadre des PCGR ou les indications concernant les bénéfices qui figurent dans des documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières ou dans les communiqués de presse qui s'y rapportent (ou fournis à des analystes ou à des agences de notation) et analyser si l'information est conforme à celle qui figure dans les états financiers de la société ou d'une filiale dont les titres sont émis dans le public. La discussion peut avoir une portée générale (discussion portant sur les types de renseignements à communiquer et les types de présentations à effectuer).

Cadre des contrôles internes

- 5. S'assurer que la direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs internes fournissent au comité un rapport annuel portant sur le cadre des contrôles de la société pour autant qu'ils concernent le processus de communication de l'information financière et les contrôles de la société.
- 6. Examiner les risques financiers importants et évaluation des mesures prises par la direction en vue de surveiller, contrôler, d'atténuer et de présenter ces risques de la société, et en discuter.

7. Examiner les conclusions importantes établies par les vérificateurs externes et le service de vérification interne, ainsi que les réactions de la direction à cet égard.
8. Examiner, conjointement avec les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, le degré de coordination des plans de vérification des vérificateurs internes et des vérificateurs externes et se renseigner pour établir jusqu'à quel point la portée prévue peut être efficace à déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination du travail de vérification afin de garantir l'exhaustivité du travail effectué et l'utilisation efficace des ressources de vérification. Toute recommandation importante des vérificateurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.

Autres éléments à examiner

9. Examiner les politiques et les procédures relatives aux comptes de frais et aux avantages accessoires des dirigeants et des administrateurs, y compris leur utilisation des actifs de l'entreprise, et analyser les résultats d'un examen de ce type par le vérificateur interne ou les vérificateurs externes.
10. Examiner toutes les opérations entre personnes apparentées entre la société et les dirigeants ou les administrateurs, y compris les affiliations des dirigeants ou des administrateurs.
11. Examiner, avec le chef du contentieux, le chef de la vérification interne et les vérificateurs externes, les résultats de leur examen portant sur la surveillance par la société de la conformité à chaque code d'éthique commercial publié de la société et aux exigences juridiques applicables.
12. Examiner les questions juridiques et réglementaires, y compris la correspondance avec les organismes gouvernementaux et de réglementation, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels, les politiques de conformité d'entreprise connexes et les programmes et rapports reçus d'organismes gouvernementaux ou de réglementation. Les membres des services juridiques et de fiscalité devraient assister à la réunion afin de remettre leurs rapports.
13. Examiner les politiques et les conventions en ce qui a trait aux opérations hors bilan et aux activités de négociation et de couverture et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines effectué par les vérificateurs internes ou les vérificateurs externes.
14. S'assurer que les présentations de la société sur les réserves prouvées nettes ont été examinées par le comité des réserves du conseil.
15. Instaurer des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes que la société reçoit, y compris les observations confidentielles faites sous le couvert de l'anonymat par des employés de la société, qui portent sur la comptabilité, les contrôles comptables internes et les questions de vérification.
16. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances de la société et les vérificateurs externes : i) toutes les insuffisances et les faiblesses majeures de la conception ou du fonctionnement des contrôles et des procédures internes de la société se rapportant à la communication de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à consigner, à traiter, à résumer et à communiquer l'information financière qu'elle doit révéler dans les rapports qu'elle dépose ou présente en vertu de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») ou des lois et des règlements canadiens fédéraux et provinciaux applicables dans les délais prescrits et ii) toute fraude, importante ou non, impliquant la direction de la société ou d'autres salariés qui ont des rôles importants en ce qui concerne les contrôles internes et les procédures de communication de l'information financière de la société.
17. Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

Vérificateurs externes

18. Être directement responsable, à titre de comité du conseil et sous réserve des droits des actionnaires et du droit applicable, de la nomination, de la rémunération, du mandat et de la supervision du travail des vérificateurs externes (y compris le règlement des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins d'établir ou de remettre un rapport de vérification ou d'exécuter d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société. Les vérificateurs externes font rapport directement au comité.

19. Tenir des réunions périodiques avec les vérificateurs externes (en l'absence de la direction) et s'assurer de la présence des vérificateurs externes aux réunions du comité ou à des parties de celles-ci à la demande du président du comité ou de la majorité des membres du comité.
20. Examiner au moins une fois par trimestre un rapport des vérificateurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
 - a. L'ensemble des politiques et des conventions comptables cruciales devant être utilisées;
 - b. Tous les traitements de remplacement permis, aux termes des principes comptables généralement reconnus, des politiques et des conventions relatives aux points importants qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, y compris les ramifications de l'utilisation de ces autres communications et traitements et le traitement qu'ont privilégié les vérificateurs externes;
 - c. Les autres communications écrites importantes échangées entre les vérificateurs externes et la direction, comme une lettre de recommandations ou une liste des écarts non rajustés.
21. Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des vérificateurs externes abordant sur les éléments suivants :
 - a. Les procédures de contrôle de la qualité interne des vérificateurs externes;
 - b. Les questions importantes soulevées par le dernier examen du contrôle de la qualité interne ou de contrôle des vérificateurs externes par des homologues ou par toute enquête gouvernementale ou d'autorités professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à une ou plusieurs vérifications indépendantes exécutées par les vérificateurs externes et les mesures prises pour régler ces questions.
 - c. Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les vérificateurs externes et la société;
22. Examiner avec les vérificateurs externes l'ensemble des relations que ces derniers et les membres de leur groupe ont avec la société et les membres de son groupe et en discuter avec eux afin d'établir l'indépendance des vérificateurs externes, y compris, notamment, i) recevoir et examiner, dans le cadre du rapport décrit au paragraphe précédent, un exposé officiel écrit provenant des vérificateurs externes délimitant toutes les relations qui pourraient raisonnablement avoir une incidence sur l'indépendance des vérificateurs externes envers la société et les membres de son groupe, ii) discuter avec les vérificateurs externes de toutes relations ou services révélés qui, de l'avis des vérificateurs externes, pourraient avoir une incidence sur leur objectivité et leur indépendance et iii) recommander au conseil qu'il prenne la mesure appropriée en réponse au rapport des vérificateurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des vérificateurs externes.
23. Examiner et évaluer les éléments suivants :
 - a. Le rendement de l'équipe des vérificateurs externes et de l'associé responsable de la mission de cette équipe et faire une recommandation au conseil d'administration quant à la reconduction des vérificateurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou quant à leur congédiement.
 - b. Les modalités de la mission des vérificateurs externes ainsi que leurs honoraires proposés.
 - c. Les plans et les résultats de la vérification externe.
 - d. Toute autre question connexe à la mission de vérification.
 - e. La mission des vérificateurs externes en ce qui a trait aux services non liés à la vérification ainsi que les honoraires versés en contrepartie et leur incidence sur l'indépendance des vérificateurs externes.
24. Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes 20 à 23, évaluer les compétences, le rendement et l'indépendance des vérificateurs externes, y compris établir si les contrôles de la qualité des vérificateurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services non liés à la vérification autorisés est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de la vérification interne. Le comité doit présenter ses conclusions à l'égard des vérificateurs externes au conseil.
25. S'assurer de la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission de vérification, conformément aux lois applicables. Établir, afin de garantir l'indépendance continue des vérificateurs externes, s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet de vérification externe.

26. Établir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des vérificateurs externes.
27. Analyser avec la direction et les vérificateurs externes la raison d'être de retenir les services de cabinets de vérification différents des principaux vérificateurs externes.
28. Prendre en considération et examiner avec les vérificateurs externes, la direction et le chef de la vérification interne les éléments suivants :
 - a. Les constatations importantes dégagées au cours de l'exercice et les réactions et le suivi de la direction à ce propos.
 - b. Les difficultés soulevées au cours de leurs vérifications, y compris des restrictions à l'égard de la portée de leur travail ou de l'accès aux renseignements requis, et la réaction de la direction à cet égard.
 - c. Les désaccords importants entre les vérificateurs externes ou les vérificateurs internes et la direction.
 - d. Les modifications requises de la portée prévue de leur plan de vérification.
 - e. Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des vérificateurs externes.
 - f. Le mandat du service de vérification interne.
 - g. La conformité de la vérification interne aux normes de l'Institut des vérificateurs internes.

Service de vérification interne et conformité aux lois

29. Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de la vérification interne.
30. Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de la vérification interne.
31. Confirmer annuellement l'indépendance du service de vérification interne et des vérificateurs externes et s'en assurer.

Approbation des services de vérification et des services non liés à la vérification

32. Examiner et, le cas échéant, approuver la prestation de tous les services non liés à la vérification autorisés (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les vérificateurs externes (sous réserve de l'exception pour les services non liés à la vérification de valeur minimale décrite dans la Loi de 1934 ou la législation et les règlements fédéraux canadiens et provinciaux qui sont approuvés par le comité avant la fin de la vérification).
33. Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services de vérification (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les vérificateurs externes.
34. Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes 32 et 33 ne sont pas obtenues, approuver, s'ils sont jugés appropriés et autorisés, la prestation de tous les services de vérification et non liés à la vérification sans délai après que le comité ou un membre du comité à qui le pouvoir a été délégué a connaissance de la prestation de ces services.
35. Déléguer, si le comité le juge nécessaire ou souhaitable, à des sous-comités composés d'un ou de plusieurs membres du comité, le pouvoir d'accorder les approbations au préalable et les approbations décrites aux paragraphes 32 à 34. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
36. Le comité peut établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes 32 et 33, pourvu que ces politiques et procédures comportent des précisions quant aux services particuliers, que le comité soit informé de chaque service, et que les politiques et procédures ne comprennent pas la délégation des responsabilités du comité, aux termes de la Loi de 1934 ou des lois et des règlements canadiens fédéraux et provinciaux pertinents, à la direction.

Autres questions

37. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
38. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
39. Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
40. Mener ou autoriser des enquêtes à l'égard de toute question s'inscrivant dans le cadre des responsabilités du comité. Le comité a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques, de comptables ou d'autres experts indépendants et d'obtenir des conseils ou par ailleurs une aide de ces derniers dans le cadre de toute enquête que le comité juge nécessaire et pour l'aider à s'acquitter de ses tâches.
41. La société doit fournir des fonds adéquats, établis par le comité en sa qualité de comité du conseil, en vue du paiement i) de la rémunération des vérificateurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport de vérification ou d'exécuter d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, ii) de la rémunération des conseillers dont le comité a retenu les services et iii) des frais administratifs habituels du comité qui sont nécessaires ou appropriés pour qu'il s'acquitte de ses tâches.
42. Obtenir l'assurance des vérificateurs externes que la communication de l'information au comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les vérificateurs externes n'est pas prescrite aux termes des dispositions de la Loi de 1934.
43. Le comité doit examiner et réévaluer la suffisance du présent mandat chaque année et recommander les modifications, le cas échéant, au conseil aux fins de leur approbation.
44. Le rendement du comité doit être évalué chaque année par le comité des candidatures et de la régie d'entreprise du conseil d'administration.
45. Exécuter toute autre fonction requise par la loi, le mandat ou les règlements de la société ou le conseil d'administration.
46. Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui a soumises.