



NOTICE ANNUELLE

Le 17 février 2006

ENCANA CORPORATION

NOTICE ANNUELLE

Le présent document constitue la notice annuelle d'EnCana Corporation (« EnCana » ou la « société ») pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. 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.

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. Toutes les données sur la production et les réserves sont indiquées après le versement des redevances, conformément au protocole américain de présentation de l'information.

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.

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
REMARQUE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES.....	1
REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	2
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	3
Dénomination sociale et constitution	3
Liens intersociétés.....	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	4
Activités en amont	4
Activités médianes et de commercialisation.....	7
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	9
DIVISION EN AMONT.....	10
Canada.....	10
États-Unis	17
Activités d'exploration frontalière et de nouvelles entreprises internationales.....	19
Équateur	22
ACTIVITÉS MÉDIANES ET DE COMMERCIALISATION	23
RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	25
Données sur les quantités des réserves.....	26
Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz	28
Volume des ventes, taux des redevances et résultats par éléments	33
Activités de forage	41
Emplacement des puits.....	42
Participation dans des actifs importants	43
Acquisitions, aliénations et dépenses en immobilisations.....	45
Engagements de livraison.....	45
GÉNÉRALITÉS	46
Concurrence	46
Protection de l'environnement	46
Politiques sociales et environnementales	46
Employés.....	48
Activités à l'étranger.....	48
Restructurations.....	48
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	48
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	52
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	55
ÉVALUATIONS DE CRÉDIT.....	56
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	57
DIVIDENDES	58
PROCÉDURES JUDICIAIRES	59
FACTEURS DE RISQUE	59
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	67
EXPERTS INTÉRESSÉS	67
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	67
ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	1
ANNEXE B – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations	3
ANNEXE C – Mandat du comité de vérification	5

REMARQUE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

La présente notice annuelle contient certaines déclarations ou renseignements prospectifs (collectivement appelés « déclarations prospectives » dans la présente remarque) au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les déclarations prospectives se distinguent généralement par des mots tels que « projeté », « prévoir », « croire », « estimer », « envisager », « avoir l'intention de » ou des mots semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle comprennent notamment des déclarations relatives à ce qui suit : la stratégie relative aux sables bitumineux et l'effet de cette stratégie, le moment et la réalisation de la vente des actifs en Équateur, la découverte de pétrole lourd Chinook, l'entreprise de stockage de gaz naturel et le pipeline Entrega, les projets d'importation de diluants, 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 et de nouvelles installations, le calendrier de réalisation de l'évaluation environnementale sur le bloc Suffield, le calendrier de réalisation des agrandissements à Foster Creek et Christina Lake, la réalisation de l'implantation des injections à Pelican Lake, les taux des redevances gouvernementales, les résultats de la décision du Bureau of Land Management des États-Unis concernant la région Jonah, le potentiel de mise en valeur de la zone de ressources de gaz naturel sur les terrains Foix visés par les permis, les estimations des réserves, 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 litiges en instance, les programmes d'exploration, les programmes d'acquisitions et d'aliénations, y compris les programmes d'amodiation, le moment des acquisitions, les flux de trésorerie nets, l'expansion géographique, 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 et les hypothèses formulées à ce titre, les hypothèses fondées sur l'orientation actuelle d'EnCana, 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, les risques associés à la technologie, 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 des organismes de réglementation 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

estimations fondées sur des prix constants devraient être minimales. EnCana est d'accord avec cette évaluation.

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, « *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities* » (le « SFAS 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 de la valeur à la tête du puits.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination sociale et constitution

EnCana Corporation est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA »). Son siège social et bureau de la direction est situé au 1800, 855 – 2nd Street, S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5.

EnCana a été formée le 5 avril 2002 par le regroupement des entreprises (la « fusion ») d'Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et de PanCanadian Energy Corporation (« PanCanadian »).

Le 27 avril 2005, EnCana a modifié ses statuts afin d'effectuer un fractionnement d'actions à raison de deux pour une.

Liens intersociétés

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2005, la raison sociale des principales filiales et sociétés de personnes d'EnCana, le pourcentage de titres comportant droit de vote dont elles sont propriétaires et le territoire de constitution de prorogation ou de formation de ces filiales et sociétés de personnes. Chacune de ces filiales et sociétés avait des actifs globaux dépassent 10 pour cent des actifs globaux consolidés d'EnCana ou des produits d'exploitation supérieurs à 10 pour cent des produits d'exploitation globaux consolidés d'EnCana au 31 décembre 2005 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 Western Resources Ltd. ²⁾	100	Alberta
EnCana Oil & Gas Partnership.....	100	Alberta
EnCana USA Holdings.....	100	Delaware
3080763 Nova Scotia Company	100	Nouvelle-Écosse
Alenco Inc.	100	Delaware

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	Territoires de formation, de prorogation ou de constitution
EnCana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware
AECO Gas Storage Partnership.....	100	Alberta

Notes :

1) Comprend une participation indirecte.

2) Auparavant, EnCana West Ltd. (la raison sociale a été remplacée par EnCana Western Resources Ltd. le 21 décembre 2005). EnCana Western Resources Ltd. a été liquidée et intégrée à EnCana Corporation le 2 janvier 2006.

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 2005 ou pour l'exercice terminé à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

EnCana est l'un des principaux producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord, fait partie des plus grands propriétaires de terrains de ressources en gaz naturel et en pétrole sur le continent nord-américain, et est un participant de premier de plan au niveau technique et des coûts de la récupération de sables bitumineux sur place. EnCana tente d'assurer sa croissance au moyen de son portefeuille de zones de ressources de longue durée situées au Canada et aux États-Unis. Les zones de ressources que renferment les gisements non traditionnels sont 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 des taux d'épuisement à long terme inférieurs à la moyenne et de très grandes durées de production si on les compare aux zones d'intérêt. La société se livre également à certaines activités d'exploration et de production à l'échelle internationale.

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 et en 2005, la société a accentué son objectif stratégique en vue de se concentrer sur son portefeuille de zones de ressources en Amérique du Nord. Ce faisant, la société a réalisé un certain nombre d'acquisitions et d'aliénations au cours des trois dernières années. Une partie du produit de disposition a été utilisée pour financer le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal d'EnCana (l'« offre publique »). En 2005, EnCana a acheté environ 55 millions d'actions aux termes de l'offre publique en contrepartie d'environ 1,9 milliard de dollars. Pour obtenir plus de renseignements, veuillez vous reporter à la rubrique « Marché pour la négociation des titres » de la présente notice annuelle.

EnCana exerce ses activités sous deux divisions principales : i) activités en amont et ii) activités médianes et de 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. Dans la présente section, à moins d'indication contraire, les produits de disposition sont donnés avant impôt.

Activités en amont

La division en amont dirige les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN, ainsi que d'autres activités connexes d'EnCana.

Projets en 2005 :

- En novembre 2005, EnCana a annoncé ses plans en vue d'examiner un certain nombre de propositions d'autres sociétés, y compris d'importants producteurs intégrés multinationaux et d'importantes sociétés pétrolières internationales, qui sont intéressées à participer à la mise en valeur des actifs d'EnCana liés aux sables bitumineux. La société envisage des débouchés créatifs qui pourraient inclure des investissements en actions, des amodiations, des swaps d'actifs, des conventions d'approvisionnement en bitume à long terme et l'intégration d'actifs en amont et en aval. Ces initiatives devraient aider EnCana à améliorer la valeur et à accélérer la mise en valeur de ses ressources de sables bitumineux.

Acquisitions en 2005 :

- En septembre 2005, une filiale d'EnCana a réalisé l'achat d'une superficie d'environ 325 000 acres nettes de terrains d'exploration dans le bassin Maverick dans le sud-ouest du Texas en contrepartie d'environ 148 millions de dollars.
- Au cours du quatrième trimestre de 2005, une filiale d'EnCana a réalisé l'achat d'une superficie totale d'environ 24 000 acres nettes (2 000 acres nettes mises en valeur) de terrains de mise en valeur dans la région du bassin Fort Worth en contrepartie d'environ 178 millions de dollars. L'achat comprenait des terrains produisant environ 16 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Aliénations en 2005 :

- En mai 2005, des filiales d'EnCana ont réalisé la vente d'actifs de la société dans le golfe du Mexique en contrepartie d'environ 2,1 milliards de dollars (1,5 milliard de dollars après les impôts et autres rajustements). Les actifs dans le golfe du Mexique comprenaient les participations de la société dans les découvertes Tahiti, Tonga, Sturgis, Sawtooth, Jack et St. Malo. EnCana avait une participation moyenne de 40 pour cent dans 239 blocs d'exploration répartis sur environ 1,4 million d'acres brutes dans le golfe du Mexique.
- En juin 2005, EnCana a réalisé la vente d'actifs pétroliers et gaziers additionnels dans l'Ouest canadien produisant environ 6 400 barils d'équivalent pétrole par jour en contrepartie d'environ 321 millions de dollars.

Outre les opérations réalisées en 2005, EnCana est en voie de réaliser un certain nombre d'aliénations. En octobre 2004, EnCana a annoncé son intention d'aliéner ses actifs en Équateur, qui comprennent des participations dans cinq blocs du bassin Oriente (le bloc Tarapoa, le bloc 14, le bloc 17, le bloc Shiripuno et une participation financière à l'égard du bloc 15) et une participation de 36,3 pour cent dans le pipeline Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP »). En septembre 2005, la société a conclu un accord en vue de la vente de la totalité de ses participations en Équateur en contrepartie d'environ 1,42 milliard de dollars. La date de prise d'effet de la vente est le 1^{er} juillet 2005. La vente est sous réserve de l'approbation du gouvernement de l'Équateur, des approbations des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture. EnCana prévoit que la clôture de la vente aura lieu au premier trimestre de 2006. La région de l'Équateur est comprise dans les activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

En novembre 2005, la société a conclu un accord en vue de la vente de sa participation de 50 pour cent dans la découverte de pétrole lourd Chinook au large du Brésil en contrepartie d'environ

350 millions de dollars. La vente est sous réserve des approbations des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture et la clôture devrait avoir lieu au premier trimestre de 2006.

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. Au moment de l'acquisition, Tom Brown avait des actifs 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 bassin Fort Worth dans le nord du Texas en contrepartie d'environ 251 millions de dollars.

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. Afin de simplifier l'opération, la société a acheté la participation de 46,7 pour cent de son associé en contrepartie d'environ 253 millions de dollars et a ensuite vendu la participation de 100 pour cent dans Petrovera pour une contrepartie totale d'environ 540 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.
- En septembre 2004, la société a vendu des actifs pétroliers et gaziers classiques en contrepartie d'environ 388 millions de dollars. 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 réalisé 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 le centre de la mer du Nord.

Acquisitions en 2003 :

- En janvier 2003, EnCana a acquis des réserves et une capacité de production en Équateur auprès de Vintage Petroleum, Inc. 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, une filiale d'EnCana a échangé avec un tiers 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 d'EnCana a reçue.

Aliénations en 2003 :

- En 2003, EnCana, au cours de deux opérations distinctes, a réalisé la vente de sa participation de 13,75 pour cent et d'une redevance dérogatoire brute dans la coentreprise Syncrude (« Syncrude ») pour une contrepartie en espèces nette d'environ 1 milliard de dollars. Syncrude exploite une installation dans le nord-est de l'Alberta qui produit du pétrole brut à partir de sables bitumineux.

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 d'optimisation du marché et le reste des actifs intermédiaires. La division a participé à un certain nombre de projets stratégiques au cours des trois dernières années. Relativement à la priorité accordée aux zones de ressources, la société s'est départie d'un certain nombre d'actifs intermédiaires et se départit actuellement de la majeure partie de ses actifs intermédiaires restants. Par conséquent, les activités médianes sont considérées comme des activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

Projets en 2005 :

- En septembre et en octobre 2005, une société de personnes en propriété exclusive d'EnCana a signé des ententes avec Methanex Corporation (« Methanex ») et Provident Energy Ltd. (« Provident ») aux termes desquelles Methanex offrira des services de terminaux à EnCana aux installations terminales de Methanex situées à Kitimat, en Colombie-Britannique, et Provident offrira des services de terminaux à EnCana aux installations terminales de Provident à Redwater, en Alberta. EnCana envisage d'importer jusqu'à 25 000 barils par jour de diluant importé pour l'aider à transporter sa production croissante à partir des sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta à destination des États-Unis.

- En décembre 2005, Entrega Gas Pipeline LLC (« Entrega »), une filiale d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc., a complété d'importantes parties de la construction du premier segment de son pipeline réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») des États-Unis (le « pipeline Entrega »), qui s'étend du centre Meeker, au Colorado, jusqu'à Wamsutter, au Wyoming. Le premier segment du pipeline devrait être en service en février 2006 et a une capacité de transport maximale d'environ 750 millions de pieds cubes par jour.

Aliénations en 2005 :

- En décembre 2005, EnCana et certains membres de son groupe ont réalisé la vente de la quasi-totalité de leur entreprise de traitement de liquides de gaz naturel en contrepartie d'environ 625 millions de dollars. Les actifs aliénés comprenaient des participations dans quatre usines d'extraction de LGN situées à Empress, en Alberta, des actifs de stockage et de fractionnement en Saskatchewan, dans l'est du Canada et aux États-Unis et la participation de 100 pour cent d'EnCana dans Kinetic Resources, une entreprise de commercialisation de LGN.

En juin 2005, EnCana a annoncé des plans en vue d'aliéner son entreprise de stockage de gaz naturel. EnCana possède le plus important réseau de stockage de gaz naturel indépendant d'Amérique du Nord, qui représente une capacité de gaz de travail d'environ 174 milliards de pieds cubes qui est répartie à cinq installations en Alberta, en Californie et en Oklahoma. EnCana envisage de rester propriétaire de l'installation de Hythe, qui a une capacité d'environ 10 milliards de pieds cubes. La société prévoit que la clôture de la vente aura lieu au deuxième trimestre de 2006.

En novembre 2005, EnCana a conclu un accord en vue de la vente d'Entrega au groupe du projet Kinder Morgan-Sempra Pipelines & Storage (« KMP »). La vente est conditionnelle au respect de certaines conditions concernant la capacité de sortie de la production en provenance des Rocheuses aux États-Unis. La clôture de la vente devrait avoir lieu au premier trimestre de 2006 et inclura la totalité des actifs de la société réglementée par la FERC.

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.

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. Kingston CoGen est propriétaire d'une centrale de cogénération de 110 mégawatts à Kingston, en Ontario.
- En décembre 2004, EnCana a vendu de sa participation dans la coentreprise du réseau de collecte d'éthane d'Alberta en contrepartie d'environ 108 millions de dollars.

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. En 2005, EnCana a reçu l'approbation de l'Alberta Energy and Utilities Board pour la mise sous pression delta, qui a permis l'utilisation de la capacité nominale totale d'environ 40 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 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 en contrepartie d'environ 778 millions de dollars, y compris notamment la prise en charge par l'acheteur d'une dette 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.

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 2005.



DIVISION EN AMONT

La grande majorité des activités en amont d'EnCana sont exercées au Canada, aux États-Unis et en Équateur. Les activités d'exploration frontalière et de nouvelles entreprises internationales visent surtout des occasions qui se présentent au large de la côte est du Canada, dans le nord du Canada, au Tchad, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France.

Au 31 décembre 2005, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 11,8 billions de pieds cubes de gaz naturel et de 1,1 milliard de barils de pétrole brut, de bitume et de LGN, selon une estimation faite par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les réserves mises en valeur prouvées comprennent environ 61 pour cent du total des réserves de gaz naturel, environ 76 pour cent des réserves de pétrole brut et de LGN, à l'exclusion du bitume, et environ 16 pour cent des réserves de bitume. Veuillez vous 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 24 millions d'acres brutes (environ 22 millions d'acres nettes, dont environ 13 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ un tiers de cette superficie nette totale sont détenus 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 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 de la Saskatchewan ainsi que les projets de sables bitumineux de la société à Foster Creek, à Christina Lake et à Borealis. Trois zones de ressources essentielles sont situées dans la région des plaines canadienne : i) le gaz à faible profondeur dans le sud de l'Alberta; ii) les mises en valeur du méthane de houillère dans le sud et le centre de l'Alberta; et iii) les activités de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») à Foster Creek.

En 2005, dans la région des plaines canadienne, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 2 208 millions de dollars et a foré environ 3 411 puits nets. Les investissements essentiels d'EnCana en 2006 dans la région des plaines canadienne devraient être d'environ 1 800 à 1 900 millions de dollars, et comprendre le forage d'environ 3 100 à 3 200 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région des plaines canadienne au 31 décembre 2005.

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	904	889	125	119	1 029	1 008	98 %
Brooks	1 218	1 193	164	153	1 382	1 346	97 %
Chinook	1 055	1 030	364	346	1 419	1 376	97 %
Central Parkland	797	649	1 367	1 271	2 164	1 920	89 %
Foster Creek	8	8	51	51	59	59	100 %
Christina Lake	1	1	44	44	45	45	100 %

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	
Borealis	–	–	152	152	152	152	100 %
Weyburn	86	75	604	597	690	672	97 %
Autres	2 712	2 391	3 869	3 601	6 581	5 992	91 %
Total des plaines canadiennes	6 781	6 236	6 740	6 334	13 521	12 570	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)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Suffield	243	241	20 756	26 706	368	401
Brooks	490	474	13 220	15 542	569	568
Chinook	276	257	2 975	4 406	294	283
Central Parkland	59	33	1 505	2 238	68	46
Foster Creek	–	–	29 019	28 774	174	173
Christina Lake	–	–	5 360	4 364	32	26
Weyburn	–	–	13 562	14 200	81	85
Autres	280	269	23 183	30 690	419	454
Total des plaines canadiennes	1 348	1 274	109 580	126 920	2 005	2 036

Notes :

- 1) La zone de ressources clé de gaz à faible profondeur, située principalement dans les régions Suffield et Brooks, a représenté une production moyenne d'environ 625 millions de pieds cubes par jour en 2005 (592 millions de pieds par jour en 2004).
- 2) La zone de ressources clé de méthane de houillère, située dans les régions Chinook et Central Parkland, a représenté une production moyenne d'environ 57 millions de pieds cubes par jour en 2005 (17 millions de pieds par jour en 2004).

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2005. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2005.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Suffield	8 324	8 284	708	706	9 032	8 990
Brooks	10 034	9 599	280	276	10 314	9 875
Chinook	4 515	4 412	149	140	4 664	4 552
Central Parkland	886	643	29	12	915	655
Foster Creek	–	–	55	55	55	55
Christina Lake	–	–	5	5	5	5
Weyburn	–	–	687	430	687	430
Autres	2 133	1 763	1 150	764	3 283	2 527
Total des plaines canadiennes	25 892	24 701	3 063	2 388	28 955	27 089

Notes :

- 1) Au 31 décembre 2005, la zone de ressources clé de gaz à faible profondeur comptait 17 038 puits de gaz productifs bruts (16 556 puits de gaz nets).
- 2) Au 31 décembre 2005, la zone de ressources clé de méthane de houillère comptait 1 651 puits de gaz productifs bruts (1 507 puits de gaz nets).

Le texte qui suit donne la description des principales zones de production d'EnCana 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 clé gazéifères à faible profondeur. 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. En 2003, une partie du bloc Suffield a été désignée réserve faunique nationale (« RFN ») et depuis aucun autre puits n'a été foré dans la RFN. Avant de forer d'autres puits intercalaires de gaz à faible profondeur dans la RFN, EnCana doit terminer une évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. EnCana prévoit la terminer en 2006.

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 de la zone de ressources gazéifères à faible profondeur clé 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 clé en méthane de houillère d'EnCana. La mise en valeur du méthane de houillère de la formation Horseshoe Canyon est située dans la région de Chinook et englobe environ 700 000 acres. En 2005, EnCana a foré environ 656 puits nets de méthane de houillère dans la région de son projet sur le bloc Palliser, augmentant ainsi la production pour la porter à environ 57 millions de pieds cubes par jour à la fin de l'année.

Central Parkland

La région de Central Parkland, située immédiatement au nord de la région de Chinook, englobe l'extension nord de la zone de ressources clé de méthane de houillère Horseshoe Canyon d'EnCana. EnCana détient un ensemble de terrains en propriété inconditionnelle et de terrains de la Couronne dans la région. En 2005, EnCana a foré environ 428 puits nets de méthane de houillère dans la région, augmentant ainsi la production pour la porter à environ 27 millions de pieds cubes par jour à la fin de l'année. En décembre 2005, EnCana a acheté environ 218 000 acres nettes de terrains dans la région en vue d'une mise en valeur éventuelle du méthane de houillère dans la formation Mannville, en contrepartie d'environ 138 millions de dollars.

Sables bitumineux

EnCana possède deux exploitations principales de DGMV dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca au nord-est de l'Alberta : i) Foster Creek et ii) Christina Lake. EnCana a également repéré d'autres occasions de mise en valeur par DGMV à un troisième emplacement, Borealis, situé au nord de Fort McMurray.

En novembre 2005, EnCana a annoncé des plans en vue d'examiner un certain nombre de propositions d'autres sociétés qui permettraient à la société d'accélérer la mise en valeur de ses ressources en sables bitumineux. EnCana évalue un certain nombre d'initiatives qui pourraient inclure des investissements en actions, des amodiations, des swaps d'actifs, des ententes d'approvisionnement en bitume à long terme et l'intégration d'actifs en amont et en aval. La société détient environ 1,2 million d'acres nettes dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca, superficie qui englobe la propriété d'environ 685 000 acres nettes et les droits exclusifs de location d'une superficie additionnelle de 557 000 acres nettes dans le secteur du polygone de tir aérien de Cold Lake.

Foster Creek

EnCana a une participation directe exclusive dans Foster Creek, l'une de ses 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 du secteur 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 dans le secteur Foster Creek du bloc Primrose en utilisant la technologie DGMV.

La production de pétrole brut à Foster Creek en 2005 s'est établie en moyenne à quelque 29 000 barils par jour. Au quatrième trimestre de 2005, EnCana a mené à terme la première étape d'un agrandissement qui a permis d'ajouter une capacité supplémentaire de 10 000 barils par jour. La deuxième étape de l'expansion, qui devrait permettre d'ajouter une capacité supplémentaire de 20 000 barils par jour, devrait être terminée à la fin de 2006. L'agrandissement devrait augmenter la capacité de production d'EnCana à Foster Creek et la porter à 60 000 barils par jour.

EnCana poursuit la recherche et la mise au point de technologies en vue d'augmenter la récupération et de diminuer les coûts d'extraction du bitume de pétrole lourd des sables bitumineux. Elle se concentre notamment sur des méthodes de recharge de pompage artificiel et travaille à l'étude de conceptions de pompes différentes qui devraient permettre à la société d'optimiser le rendement du DGMV en fonctionnant à des pressions inférieures, réalisant ainsi des ratios vapeur-pétrole inférieurs et réduisant le coût des investissements de l'installation. Au 31 décembre 2005, EnCana exploitait 32 puits au moyen de pompes électriques submersibles à Foster Creek, et la société prévoit continuer d'utiliser cette technologie sur des nouveaux puits de DGMV.

Un autre champ d'intérêt est la réduction de la dépendance envers la vapeur dans le procédé de production du bitume. EnCana a procédé à des essais de deux technologies faisant appel à des solvants dans le procédé d'extraction. Le procédé Vapex, qui utilise des solvants au lieu de la vapeur, a été mis à l'essai à Foster Creek de 2002 à 2005. Les résultats des essais sont actuellement analysés. Le procédé assisté par solvants (« PAS ») est exposé à la rubrique portant sur Christina Lake ci-après.

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. 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 2005, EnCana a ajouté deux paires de puits, qui ont augmenté la production annuelle moyenne pour la porter à 5 400 barils par jour. La société a récemment approuvé un agrandissement qui devrait augmenter la capacité de production pour la porter à environ 18 000 barils par jour au cours de 2008.

EnCana continue de procéder à des essais sur le procédé PAS qu'elle a entrepris en 2004 à Christina Lake. Au cours de ce procédé, une petite quantité de solvants est mélangée à la vapeur pour améliorer la récupération.

Borealis

EnCana a une participation exclusive dans la région de Borealis qui englobe environ 152 000 acres et qui est située à environ 90 kilomètres au nord de Fort McMurray. Au 31 décembre 2005, la société avait foré environ 135 puits de délimitation dans la région. En 2006, EnCana envisage de poursuivre son programme de puits stratigraphiques pour délimiter davantage ces terrains. EnCana a commencé à acquérir des terrains dans la région de Borealis en 1999.

Weyburn

EnCana a une participation directe de 62 pour cent (un droit de participation de 50 pour cent) dans la partie unifiée du 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 (« RAP ») du champ au moyen d'un projet d'injection de dioxyde de carbone (« CO₂ ») miscible. En 2005, EnCana a poursuivi son programme de forage intercalaire et a foré 45 nouveaux puits dans la zone de RAP. Ce programme permet d'assurer une couverture optimale des régions qui font actuellement partie de la zone de RAP. Huit configurations supplémentaires, ou regroupements de puits, ont été mis en service dans le cadre de la mise en valeur d'injections de CO₂ miscible en 2005. Au 31 décembre 2005, il y avait 44 configurations en service sur un total de 75 configurations. EnCana s'est assurée d'obtenir des volumes supplémentaires de CO₂ en augmentant la portée de son contrat existant intervenu avec Dakota Gasification Company. De telles mesures permettent à la société d'augmenter davantage son programme d'injection de CO₂.

Région des contreforts canadienne

La région des contreforts canadienne comprend les activités d'exploration, de mise en valeur et de production du gaz naturel et du pétrole brut d'EnCana en Colombie-Britannique et dans le nord de l'Alberta. Elle englobe trois zones de ressources principales : i) Greater Sierra, ii) Cutbank Ridge et iii) Pelican Lake.

En 2005, dans la région des contreforts canadienne, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 1 885 millions de dollars et foré environ 627 puits nets. En 2006, les investissements essentiels d'EnCana dans la région des contreforts canadienne devraient être d'environ 1 700 à 1 800 millions de dollars et comprendre le forage d'environ de 575 à 625 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région des contreforts canadienne au 31 décembre 2005.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Greater Sierra	545	488	2 582	2 319	3 127	2 807	90 %
Cutbank Ridge	153	127	858	768	1 011	895	89 %
Pelican Lake	84	84	133	133	217	217	100 %
Bighorn	272	156	914	584	1 186	740	62 %
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	282	179	209	155	491	334	68 %
Polygone de tir de Cold Lake	384	363	471	467	855	830	97 %
Autres	1 096	907	2 734	2 296	3 830	3 203	84 %
Total contreforts canadiens	2 816	2 304	7 901	6 722	10 717	9 026	84 %

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)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Greater Sierra	219	230	793	632	224	234
Cutbank Ridge	92	40	–	–	92	40
Pelican Lake	4	7	25 752	18 900	159	120
Bighorn	56	47	867	865	61	52
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	99	110	1 989	2 785	111	127
Polygone de tir de Cold Lake	129	163	–	–	129	163
Autres	178	239	3 936	4 284	201	265
Total contreforts canadiens	777	836	33 337	27 466	977	1 001

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2005. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2005.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Greater Sierra	705	664	3	3	708	667
Cutbank Ridge	213	191	–	–	213	191
Pelican Lake	13	13	507	507	520	520
Bighorn	123	73	5	2	128	75
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	291	228	6	3	297	231
Polygone de tir de Cold Lake	623	599	–	–	623	599
Autres	1 740	1 570	264	158	2 004	1 728
Total contreforts canadiens	3 708	3 338	785	673	4 493	4 011

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

Greater Sierra

La région Greater Sierra du nord-est de la Colombie-Britannique constitue l'une des zones de ressources clés en gaz naturel d'EnCana. La production dans la région, qui était essentiellement nulle en 1998, a atteint en moyenne environ 219 millions de pieds cubes par jour en 2005. Les volumes de ventes ont baissé en 2005 par rapport à 2004 en raison du calendrier et de la cadence des forages de mise en valeur et du retard à raccorder les puits en raison des problèmes attribuables au climat au printemps et à l'été 2005. EnCana amodie de façon sélective une petite partie de sa position foncière dans la région Greater Sierra à des tiers. Les amodiations offrent à EnCana plus de capitaux et lui permettent d'ajouter des volumes de production à un coût relativement faible.

Au 31 décembre 2005, EnCana détenait une participation moyenne de 99 pour cent dans 13 installations de production dans la région, qui étaient en mesure de traiter environ 486 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. EnCana détient également une participation exclusive dans le pipeline Ekwan, qui a une capacité d'environ 400 millions de pieds cubes par jour et transporte le gaz naturel depuis le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'en Alberta. En 2005, le débit du gazoduc était d'environ 115 millions de pieds cubes par jour.

Cutbank Ridge

Cutbank Ridge est une zone de ressources clé en gaz naturel 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 2005, EnCana a foré environ 135 puits de gaz naturel nets à Cutbank Ridge et a augmenté la production, qui est passée à environ 142 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à la fin de l'année.

En avril 2005, EnCana a entrepris la production à partir de la découverte de gaz naturel de Cutbank Doig dont la position stratigraphique est plus basse que la zone de ressources de Cutbank Ridge. Le puits initial dans cette découverte traditionnelle a été foré en 2004. Afin de simplifier la production à partir à Cutbank Ridge, y compris la découverte récente à Cutbank Doig, EnCana construit l'usine de traitement de gaz naturel Steeprock située à environ 50 kilomètres au sud de Dawson Creek, en Colombie-Britannique. L'usine devrait avoir une capacité d'environ 198 millions de pieds cubes par jour. EnCana prévoit que l'usine sera parachevée au quatrième trimestre de 2006.

Pelican Lake

Pelican Lake est une autre zone de ressources clé d'EnCana productrice de pétrole brut au centre nord de l'Alberta. En 2005, EnCana a poursuivi l'expansion de son programme d'injection à Pelican Lake, qui a augmenté la récupération de pétrole brut dans la région. Le succès du programme d'injection à Pelican Lake a augmenté la production de pétrole brut en 2005 d'environ 36 pour cent par rapport à 2004. En 2006, EnCana prévoit terminer la mise en branle de son programme d'injection dans le champ et élargir son projet pilote d'injection de polymère pour améliorer davantage le rendement. En 2006, EnCana prévoit que le projet de Pelican Lake deviendra rentable et entraînera une augmentation du taux des redevances gouvernemental qui passera de 1 pour cent à environ 21 pour cent. 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.

Bighorn

La région de Bighorn, au centre ouest de l'Alberta, est la nouvelle zone de ressources en gaz naturel d'EnCana, qui met l'accent sur l'exploitation de multiples zones de sable empilé du crétaé dans la formation Deep Basin. EnCana possède une participation directe moyenne d'environ 62 pour cent à l'égard d'environ 1,2 million d'acres brutes (740 000 acres nettes) de terrains dans la région de Bighorn. Les principaux terrains productifs dans la région de Bighorn sont Berland, Wild River, Resthaven et Kakwa. En 2005, EnCana a foré environ 51 puits nets dans la région et la production s'est établie en moyenne à environ 56 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel non corrosif. Le printemps et l'été pluvieux de 2005 ont retardé le forage et les raccordements de puits et ainsi limité la croissance de la production annuelle. Également en 2005, EnCana a agrandi une usine de traitement de gaz naturel existante, pour porter sa capacité à 20 millions de pieds cubes par jour, et a entrepris la construction d'une nouvelle usine de gaz naturel d'une capacité de 100 millions de pieds cubes par jour dans la région de Resthaven. À Wild River, un agrandissement des installations a été entrepris en vue d'augmenter la capacité de traitement pour la porter à environ 30 millions de pieds cubes par jour.

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 275 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 dont elle est le propriétaire exclusif en totalité et dont elle assure l'exploitation en exclusivité. En 2005, la production provenant de la région a subi les effets de la décision, rendue par l'Alberta Energy and Utilities Board en septembre 2003, d'interrompre la production de gaz naturel et qui est susceptible de nuire à la récupération des ressources en bitume de la région. En conséquence, la production de gaz naturel annualisée d'EnCana dans la région a diminué d'environ 22 millions de pieds cubes par jour (huit millions de pieds cubes par jour en 2004). Aucun autre puits n'a été interrompu au cours de 2005. Le ministère de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta offre une aide financière sous forme d'un crédit de redevances qui correspond à environ 50 pour cent du flux de trésorerie perdu en raison de l'interruption des puits dans la région.

États-Unis

Les activités d'EnCana aux États-Unis se concentrent sur l'exploitation de formations non classiques de longue durée de gaz naturel dans le champ Jonah, situé dans le sud-ouest du Wyoming, dans le bassin Piceance, situé au nord-ouest du Colorado et dans les bassins East Texas, Fort Worth et Maverick au Texas. La société a également des avoirs fonciers dans le bassin du fleuve Columbia, dans l'État de Washington, ainsi que des participations dans des actifs liés à la collecte et au traitement du gaz naturel. La majeure partie de la production aux États-Unis provient de quatre zones de ressources clés suivantes : i) Jonah, ii) Piceance, iii) East Texas et iv) Fort Worth.

En 2005, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles aux États-Unis représentant environ 1 982 millions de dollars et a foré environ 617 puits nets. En 2006, les investissements essentiels d'EnCana aux États-Unis devraient représenter 2 100 à 2 200 millions de dollars et comprendre le forage d'environ 830 à 860 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers d'EnCana aux États-Unis au 31 décembre 2005.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Jonah	11	9	10	10	21	19	90 %
Piceance	233	220	749	704	982	924	94 %
East Texas	73	46	428	294	501	340	68 %
Fort Worth	37	31	206	174	243	205	84 %
Bassin Maverick	3	3	468	325	471	328	70 %
Bassin du fleuve Columbia	–	–	848	837	848	837	99 %
Autres	463	222	1 930	1 674	2 393	1 896	79 %
Total aux États-Unis	820	531	4 639	4 018	5 459	4 549	83 %

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)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Jonah	435	389	3 939	3 294	459	409
Piceance	307	261	2 965	3 074	325	279
East Texas	90	50	304	167	92	51
Fort Worth	70	27	345	233	72	28
Autres	193	142	6 337	6 037	230	179
Total aux États-Unis	1 095	869	13 890	12 805	1 178	946

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2005. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2005.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Jonah	511	457	–	–	511	457
Piceance	2 410	2 124	5	2	2 415	2 126
East Texas	701	356	10	4	711	360
Fort Worth	501	447	8	6	509	453
Autres	2 605	1 873	26	8	2 631	1 881
Total aux États-Unis	6 728	5 257	49	20	6 777	5 277

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 bassin Green River 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 son acquisition initiale dans la région en 2000, EnCana a environ quadruplé la production, principalement au moyen d'une combinaison de forages intercalaires 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 13 janvier 2006, le Bureau of Land Management des États-Unis a publié un énoncé final des incidences environnementales portant sur la mise en valeur future de la région Jonah. Un rapport de la décision est prévu à la conclusion de la période de commentaires publics. L'approbation devrait permettre le forage d'environ 1 500 puits supplémentaires et l'adoption du forage vertical, technique qui pourrait réduire les coûts de forage ultérieurs. En 2005, EnCana a foré environ 104 puits nets dans la région de Jonah.

Piceance

Le bassin Piceance, dans le nord-ouest du Colorado, est l'une des zones de ressources clés 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 Mamm Creek. L'acquisition de Tom Brown en mai 2004 comprenait des terrains et une production de gaz naturel dans le bassin. En 2005, EnCana a foré environ 266 puits nets dans le bassin.

East Texas

EnCana produit du gaz naturel et des LGN connexes dans le bassin East Texas. Les terrains dans la région d'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 averse cible les zones Bossier et Cotton Valley. Au cours de 2005, EnCana a foré environ 84 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. Depuis sa percée dans la région en 2003, la société s'est assurée d'une importante position foncière dans la zone Barnett Shale de ce bassin. EnCana fait appel au forage horizontal et à la stimulation polyétagée du réservoir 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. Au quatrième trimestre de 2005, une filiale d'EnCana a réalisé l'achat d'un autre terrain de mise en valeur et de terrains productifs dans le bassin. EnCana a foré environ 59 puits nets dans le bassin en 2005.

Bassin Maverick

En septembre 2005, une filiale d'EnCana a réalisé l'achat de terrains d'exploration d'environ 325 000 acres nettes dans le bassin Maverick dans le sud-ouest du Texas en contrepartie d'environ 148 millions de dollars. En 2006, EnCana projette de recourir à son expertise en forage horizontal et à des technologies de parachèvement pour procéder à des essais dans des zones multiples des formations gazéifères dans le bassin Maverick.

Bassin du fleuve Columbia

EnCana détient environ 848 000 acres brutes (837 000 acres nettes) dans le bassin du fleuve Columbia dans l'État de Washington. Ce bassin sédimentaire est recouvert de 5 000 à 15 000 pieds de basalte volcanique et, par conséquent, il est relativement sous-exploré. EnCana croit qu'il pourrait être possible d'utiliser une nouvelle technologie de forage afin d'explorer et de mettre en valeur le bassin de façon économique. La société a conclu un accord avec un partenaire du secteur qui participera au financement initial du programme d'exploration en contrepartie d'une partie de la superficie d'EnCana dans la région. EnCana procède actuellement au forage de ses deux premiers puits d'exploration dans le bassin.

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, au Colorado, 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.

Activités d'exploration frontalière et de nouvelles entreprises internationales

EnCana investit une petite partie de ses capitaux dans des projets d'exploration à fort potentiel à l'extérieur de ses régions géographiques principales, principalement au large de la côte est du Canada, dans le nord du Canada, au Tchad, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France. En 2005, la division d'exploration frontalière et de nouvelles entreprises internationales a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 125 millions de dollars et foré environ trois puits nets. En 2006, les

investissements essentiels de la division d'exploration frontalière et de nouvelles entreprises internationales devraient représenter environ 100 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 10 puits nets.

Côte est du Canada

Au 31 décembre 2005, EnCana détenait une participation visant environ 3,9 millions d'acres brutes (2,4 millions d'acres nettes) au large de la côte est du Canada, qui comprend la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. EnCana exploite 13 de ses 20 licences dans ces régions et a une participation directe moyenne d'environ 57 pour cent.

EnCana est l'exploitant du champ Deep Panuke, situé au large de la Nouvelle-Écosse, dont possédait une participation directe d'environ 85 pour cent au 31 décembre 2005. EnCana continue d'évaluer la viabilité économique éventuelle du projet Deep Panuke. À la fin de 2005 et au début de 2006, EnCana a participé au forage d'un puits d'exploration, Dominion J-14, en plus d'un puits d'évitement, dans la zone Grand Pré visée par une licence afin d'essayer de prolonger la frontière nord-est du champ Deep Panuke. Les puits, qui ont été abandonnés en janvier 2006, n'ont pas permis de découvrir des quantités commerciales d'hydrocarbures. Aux termes d'une convention d'amodiation signée en novembre 2005, EnCana s'attend à transférer une participation directe d'environ 25 pour cent dans la zone de Grand Pré visée par une licence à son partenaire après que les coûts de forage définitifs du puits Dominion J-14 seront déterminés.

Nord du Canada

EnCana possède des participations directes sans exploitation dans le nord du Canada qui comprennent 35 licences de découverte importante et trois licences de production au Nunavut, dans les Territoires du Nord-Ouest et les Territoires du Yukon.

En outre, EnCana est l'exploitant d'une licence d'exploration dans les Territoires du Nord-Ouest dont une participation directe et qui englobe environ 133 000 acres brutes (50 000 acres nettes). En 2005, EnCana a mené à terme le forage d'un puits en vue d'évaluer une découverte de gaz naturel faite à Umiak, dans la région du delta du Mackenzie en 2004. Une demande de licence de découverte importante a été présentée aux organismes de réglementation pertinents pour poursuivre indéfiniment le travail sur environ 26 000 acres brutes (10 000 acres nettes) relativement à la licence d'exploration associée à la découverte du champ Umiak. En octobre 2005, EnCana a renoncé à environ 79 000 acres brutes dans la région.

Tchad

EnCana a établi des activités d'exploration terrestre au Tchad à partir du bureau de sa filiale à N'Djamena. Au 31 décembre 2005, EnCana possédait une participation directe de 50 pour cent dans le permis H, qui englobe environ 54 millions d'acres brutes (environ 27 millions d'acres nettes). En 2005, EnCana a renoncé à environ 54 millions d'acres brutes de la concession originale aux termes du permis H. EnCana a fait l'acquisition de données sismiques et a terminé le forage d'un puits d'exploration en 2005. En 2006, la société envisage d'acquérir des données sismiques et s'attend à forer environ cinq à huit puits bruts d'exploration ou d'évaluation.

Brésil

En novembre 2005, EnCana a conclu un accord en vue de la vente de sa participation directe de 50 pour cent dans la découverte de pétrole lourd Chinook, au large du Brésil, en contrepartie d'environ

350 millions de dollars. Une filiale d'EnCana a fait la découverte en 2004 et deux puits d'évaluation fructueux ont été forés en 2005. La vente est sous réserve des approbations des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture, et la clôture devrait survenir au premier trimestre de 2006. Le champ Chinook est situé dans le bassin Campos (bloc BM-C-7), à environ 75 kilomètres au large du Brésil. Au 31 décembre 2005, la participation directe d'EnCana dans le bloc englobait environ 133 000 acres brutes (89 000 acres nettes). Après le transfert d'une quote-part de 16,7 pour cent acquise à son partenaire, qui devrait se produire au début de 2006, EnCana prévoit avoir une participation directe avec exploitation de 50 pour cent dans le bloc au moment de la vente.

Outre le bloc BM-C-7, EnCana possède des participations sans exploitation dans huit blocs d'exploration en eaux profondes et ultra profondes au large du Brésil, dont sept sont exploités par Petrobras, la société pétrolière nationale du Brésil. Les avoirs fonciers d'EnCana dans ces blocs totalisent environ 1,3 million d'acres brutes (0,4 million d'acres nettes) et sont assortis d'une participation directe moyenne de 35 pour cent. Du travail sismique a été exécuté sur plusieurs de ces blocs en 2005. EnCana et ses partenaires envisagent de forer un puits d'exploration brut dans le bassin Campos en 2006.

En octobre 2005, EnCana s'est vu attribuer une participation directe de 20 pour cent dans deux blocs d'exploration dans le bassin Potiguar en eaux profondes au large du Brésil à l'occasion de la ronde de soumission 7 de l'Agência Nacional do Petróleo (« ANP »). Ces blocs englobent environ 379 000 acres brutes (76 000 acres nettes) et sont également exploités par Petrobras. La convention de concession visant ces blocs a été signée en janvier 2006.

La société travaille également avec Petrobras à la mise au point d'une technologie applicable au pétrole lourd qui pourrait être utilisée pour mettre en valeur les importantes réserves de pétrole lourd du Brésil.

Moyen-Orient

EnCana possède une participation directe exclusive dans le bloc 2, qui englobe la plupart des terrains exploitées à terre de l'État de Qatar et couvre environ 2,2 millions d'acres. En 2005, EnCana est parvenue à un accord en vue de l'amodiation de 50 pour cent de sa participation directe dans le bloc. Au 31 décembre 2005, il restait à obtenir l'approbation de l'entente de Qatar Petroleum. Un puits brut est prévu sur le bloc en 2006.

En 2005, EnCana a procédé à l'amodiation d'une participation directe de 50 pour cent dans les blocs terrestres 3 et 4 dans le Sultanat d'Oman. Les blocs englobent environ 9,6 millions d'acres. EnCana a conservé une participation avec exploitation de 50 pour cent dans les blocs (environ 4,8 millions d'acres nettes) et foré sans succès deux puits en 2005. La société envisage de forer deux puits bruts supplémentaires en 2006.

En février 2005, EnCana a abandonné ses activités au Royaume de Bahreïn à l'expiration de l'accord de partage de l'exploration et de la production aux termes de laquelle elle détenait une participation directe de 50 pour cent dans le bloc 5. En juin 2005, EnCana a abandonné ses activités dans la République du Yémen après s'être retirée de l'accord de partage de la production aux termes de laquelle elle détenait une participation directe de 36,75 pour cent dans le bloc 47.

Groenland

EnCana possède une participation directe de 87,5 pour cent dans deux blocs d'exploration au Groenland, englobant environ 1,7 million d'acres brutes (1,5 million d'acres nettes). En 2004, au cours de la ronde de soumissions visant des terrains en mer à l'ouest du Groenland, EnCana a acquis une licence

d'exploration (Lady Franklin) qui a été signée en janvier 2005. EnCana détient également une participation dans le bloc Atammik, situé au large, à l'ouest du Groenland. En 2005, EnCana a effectué des levés sismiques sur ces blocs. En 2006, EnCana prévoit d'amodier une partie de sa participation directe dans les deux blocs.

France

En octobre 2004, EnCana a produit une demande visant le permis d'exploration Foix, qui englobe environ 860 000 acres dans le bassin d'Aquitaine terrestre dans le sud-ouest de la France. En février 2006, une filiale d'EnCana s'est vu attribuer une participation exclusive dans ce permis d'exploration. La société envisage un programme de forage d'exploration au moyen de multiples puits en 2006 et en 2007 afin de délimiter le potentiel de mise en valeur d'une zone de ressources en gaz naturel.

Équateur

En octobre 2004, EnCana a annoncé son intention de se départir de ses actifs en Équateur. En septembre 2005, la société a conclu un accord en vue de la vente de ses participations en Équateur en contrepartie d'environ 1,42 milliard de dollars. La date de prise d'effet de la vente est le 1^{er} juillet 2005. La vente est sous réserve de l'approbation du gouvernement de l'Équateur, des approbations des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture. EnCana prévoit que la clôture de la vente aura lieu au premier trimestre de 2006. Par conséquent, la région de l'Équateur est maintenant comprise dans les activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

Une filiale d'EnCana est propriétaire d'une concession dans le bassin Oriente, appelé le bloc Tarapoa. La filiale a une participation directe exclusive dans cette concession, qui est exploitée 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 relativement au 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 juillet 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 2005, EnCana détenait une participation directe et un droit de participation moyens de 64 pour cent visant environ 1,4 million d'acres brutes (environ 892 000 acres nettes, dont environ 785 000 acres nettes ne sont pas mises en valeur) en Équateur. Au 31 décembre 2005, 246 puits bruts de pétrole brut (170 puits nets) étaient productifs. Le droit contractuel d'EnCana sur la production nette de pétrole brut en 2005 s'établissait à 72 916 barils par jour (76 872 barils par jour en 2004). En 2005, les dépenses en immobilisations essentielles des activités d'EnCana en Équateur ont représenté environ 179 millions de dollars, et environ 19 puits nets ont été forés. Les dépenses en immobilisations essentielles visaient principalement le bloc 15 non exploité et les blocs du sud (y compris les blocs 14, 17 et Shiripuno).

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 2005, les expéditions sur le pipeline OCP ont atteint environ 158 024 barils par jour (170 599 barils par jour en 2004). 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 commencé les expéditions sur le pipeline OCP en septembre 2003 et a

un engagement d'expédition de 15 ans représentant environ 108 000 barils par jour. En 2005, les expéditions d'EnCana sur le pipeline OCP se sont établies en moyenne à environ 67 527 barils par jour (72 636 barils par jour en 2004).

ACTIVITÉS MÉDIANES ET DE COMMERCIALISATION

Les groupes de commercialisation d'EnCana s'attachent à améliorer le prix net 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. En outre, les actifs d'EnCana liés à l'électricité sont gérés de façon à optimiser les coûts de l'électricité pour la société, particulièrement dans la province d'Alberta. La division des activités médianes et de commercialisation détient également le reste des actifs intermédiaires d'EnCana, dont la société envisage de se départir en 2006.

Commercialisation du gaz naturel

En 2005, environ 90 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 10 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 d'aider à 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. En 2006, en tenant compte de ses contrats de gestion de risque, l'exposition d'ensemble d'EnCana aux prix de vente du gaz s'établissait à environ 22 pour cent à des prix fixes, à environ 71 pour cent à des prix planchers garantis et à environ 7 pour cent à d'autres prix. Des données sur ces opérations figurent dans la note 16 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

Commercialisation du pétrole brut

EnCana vend son pétrole brut de l'Ouest canadien sur des marchés au Canada et aux États-Unis (131 638 barils par jour en 2005 et 140 911 barils par jour en 2004) 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 2005, 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 81 019 barils par jour (85 157 barils par jour en 2004). 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 (48 425 barils par jour en 2005 et 53 026 barils par jour en 2004), 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 75 488 barils par jour ont été commercialisés en 2005 (77 845 barils par jour en 2004). 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 d'aider à 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 16 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

Électricité

EnCana consomme beaucoup d'électricité en Alberta et fait appel à un portefeuille d'actifs physiques, à des achats et à 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 des activités en amont et médianes et de commercialisation sur le marché non réglementé de l'Alberta. Les actifs physiques comprennent deux centrales : une de 106 mégawatts située dans le sud de l'Alberta et la centrale de cogénération de 80 mégawatts de Foster Creek (qui est intégrée aux activités de DGMV d'EnCana à Foster Creek). 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 250 mégawatts et sa capacité de production est d'environ 239 mégawatts.

Activités médianes

En 2005, la majeure partie des actifs intermédiaires d'EnCana ont été jugés non essentiels à la société. En décembre 2005, EnCana et certains membres de son groupe ont réalisé la vente de l'entreprise de traitement des LGN de la société en contrepartie d'environ 625 millions de dollars. EnCana se départit actuellement de la majeure partie de ses actifs intermédiaires restants, y compris son entreprise de stockage de gaz naturel et le pipeline Entrega. En raison de ces aliénations prévues, les activités médianes sont considérées comme des activités abandonnées aux fins de la présentation de l'information financière.

Stockage de gaz naturel

En juin 2005, EnCana a annoncé des plans en vue de vendre son entreprise de stockage de gaz naturel. La clôture de la vente devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2006. EnCana a l'intention de rester propriétaire de son installation de stockage de Hythe en raison de son intégration aux activités en amont.

En termes de capacité de stockage de gaz, 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. Le AECO HUB en Alberta est le plus grand centre de stockage et de vente de gaz naturel au Canada. EnCana loue également une capacité de stockage de gaz naturel d'une autre entreprise de stockage située au centre des États-Unis. Au 31 décembre 2005, EnCana était propriétaire et exploitait une capacité de stockage d'environ 174 milliards de pieds cubes, y compris 10 milliards de pieds cubes à l'installation Hythe, ainsi qu'une capacité de stockage louée d'environ 8,5 milliards de pieds cubes. En juillet 2005, une filiale d'EnCana a reçu l'approbation de la FERC lui permettant d'aller de l'avant avec l'aménagement annoncé au préalable de la nouvelle installation de stockage de gaz naturel Starks dans le sud-ouest de la Louisiane.

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).

Le tableau résume les actifs de stockage de gaz naturel d'EnCana au 31 décembre 2005.

Installation de stockage de gaz :	Emplacement	Capacité de stockage	Capacité de retrait	Capacité d'injection
		(en milliards de pieds cubes)	(en milliards de pieds cubes par jour)	
AECO HUB :				
Suffield	Sud-est de l'Alberta	85	1,80	1,60
Hythe	Nord-ouest de l'Alberta	10	0,20	0,15
Countess	Sud-est de l'Alberta	40	1,25	0,95
Wild Goose	Nord de la Californie	24	0,48	0,45
Salt Plains	Nord de l'Oklahoma	15	0,20	0,15
Capacité totale détenue et exploitée		174	3,93	3,30
Capacité totale louée ¹⁾	Centre des États-Unis	8,5	0,09	0,19

Note :

1) La durée du contrat varie de 16 mois à 11 ans.

Pipelines

En août 2005, Entrega a reçu l'approbation de la FERC lui permettant d'aller de l'avant avec son projet de pipeline de gaz naturel annoncé auparavant. Le pipeline devrait transporter du gaz naturel à partir du bassin Piceance au Colorado à travers la région de Wamsutter, au Wyoming, à destination du centre de vente de gaz naturel de Cheyenne dans le nord-est du Colorado. La construction du premier segment du pipeline (à partir du centre Meeker, au Colorado, jusqu'à Wamsutter, au Wyoming) a été parachéevée en décembre 2005 et devrait entrer en service en février 2006. Le premier segment a une capacité d'environ 750 millions de pieds cubes par jour.

En novembre 2005, Entrega a conclu un contrat d'achat et de vente avec KMP. Selon les modalités du contrat, il est prévu que KMP achètera Entrega et construira le deuxième segment du pipeline (de Wamsutter jusqu'au centre de Cheyenne), ainsi qu'un prolongement éventuel. Il est prévu que le pipeline Entrega fasse partie du projet du pipeline Rockies Express de KMP. La clôture de la vente est prévue au cours du premier trimestre de 2006.

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 la totalité de ses réserves de gaz naturel, de pétrole brut et de LGN et de lui présenter des rapports sur celles-ci en date du 31 décembre 2005. Les réserves d'EnCana au Canada ont été évaluées par McDaniel & Associates Consultants Ltd. et par GLJ Petroleum Consultants 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 GLJ Petroleum Consultants Ltd. Depuis la création d'EnCana en 2002, la totalité des réserves de la société ont été évaluées tous les ans 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.

Depuis le 31 décembre 2004, la région de l'Équateur est comprise dans les 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 de 13 pour cent enregistrée en 2005 découle principalement de la réussite des forages d'exploration et de la mise en valeur qui ont entraîné des agrandissements et des découvertes représentant 2 541 milliards de pieds cubes. Sont incluses dans la catégorie des révisions et de la récupération assistée, à l'égard des variations des réserves de gaz naturel, des révisions positives au Canada et des révisions à la baisse aux États-Unis provoquant des révisions totales négatives de 58 milliards de pieds cubes, soit moins de 1 pour cent des réserves de gaz naturel prouvées au début de 2005. Le méthane de houillère a représenté la majeure partie des révisions positives de 202 milliards de pieds cubes au Canada. Des révisions à la baisse de 260 milliards de pieds cubes aux États-Unis sont survenues principalement dans la partie sud des Rocheuses où le rendement s'est traduit en des réserves par puits inférieures. Au cours de 2004, les réserves de gaz naturel de la société ont augmenté principalement en raison des forages d'exploration et de la mise en valeur effectués et d'acquisitions.

Les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana ont augmenté de façon importante en 2005, surtout en raison de l'augmentation des réserves de bitume de 657 millions de barils, principalement à Foster Creek. Sont inclus dans cette augmentation une réintégration, découlant des prix à la fin de l'année 2005, de 363 millions de barils qui étaient présentés comme une révision à la baisse en 2004 en raison des prix anormalement bas de bitume à la fin de l'année 2004. Les réserves de pétrole brut et des LGN de la société ont diminué en 2004 principalement en raison de l'aliénation de terrains non prioritaires et d'une révision négative des réserves du bitume.

L'augmentation des réserves d'EnCana enregistrée en 2003 découle principalement de forages d'exploration et de mise en valeur et, dans une moindre mesure, d'acquisitions et des révisions à la hausse des réserves.

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 des exercices 2005 et 2004 sont des estimations formulées à partir des rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants mentionnés précédemment. Les données fournies pour la fin de l'exercice 2003 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.

Réserves 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
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

	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
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	0,2	(11,5)	-	-	19,8
Extensions et découvertes	1 422	1 009	-	-	2 431	93,6	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) ³⁾	-	-	-	-	(362,7)
Fin de l'exercice	5 824	4 636	-	-	10 460	266,9	91,0	143,3	-	-	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
2005											
Début de l'exercice	5 824	4 636	-	-	10 460	266,9	91,0	143,3	-	-	501,2
Révisions et récupération améliorée	202	(260)	-	-	(58)	222,1	(3,2)	8,1	-	-	227,0
Extensions et découvertes	1 289	1 252	-	-	2 541	148,1	8,9	10,2	-	-	167,2
Achats de réserves en place	7	76	-	-	83	-	0,4	-	-	-	0,4
Ventes de réserves en place	(30)	(37)	-	-	(67)	(15,1)	(39,0)	-	-	-	(54,1)
Production	(775)	(400)	-	-	(1 175)	(52,2)	(5,0)	(26,6)	-	-	(83,8)
Fin de l'exercice avant réintégration du bitume	6 517	5 267	-	-	11 784	569,8	53,1	135,0	-	-	757,9
Réintégration du bitume	-	-	-	-	-	362,7 ⁴⁾	-	-	-	-	362,7
Fin de l'exercice	6 517	5 267	-	-	11 784	932,5 ⁵⁾	53,1	135,0 ⁶⁾	-	-	1 120,6
Mises en valeur	4 513	2 718	-	-	7 231	318,7	32,2	104,0	-	-	454,9
Non mises en valeur	2 004	2 549	-	-	4 553	613,8	20,9	31,0	-	-	665,7
Total	6 517	5 267	-	-	11 784	932,5	53,1	135,0	-	-	1 120,6

Notes :

1) Définitions :

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

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

3) Retrait des réserves de bitume prouvées de la société à Foster Creek en raison des faibles prix du bitume le 31 décembre 2004. Cette quantité comprend 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 en 2004.

4) Réintégration en raison des prix en fin de l'exercice 2005 des réserves de bitume prouvées de la société à Foster Creek qui avaient été déduites en raison d'une révision attribuable au prix du bitume à la fin de l'exercice 2004.

5) Les réserves de pétrole brut et de LGN prouvées au 31 décembre 2005 comprennent 657,4 millions de barils de bitume, dont la grande majorité sont situés à Foster Creek. Les variations des réserves de bitume au cours de 2005 comprennent des révisions représentant 174,6 millions de

barils et des extensions et des découvertes représentant 134,0 millions de barils.

- 6) La société prévoit réaliser l'aliénation de ses activités en Équateur en 2006. Par conséquent, la région de l'Équateur est comprise dans les activités abandonnées 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 liés aux prix, 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		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Encaissements futurs	71 786	37 791	35 126	40 504	27 063	17 472	5 350	3 317	3 533
Moins les charges futures suivantes :									
Coûts de production	16 765	7 760	9 630	3 262	2 462	1 456	2 093	1 136	738
Coûts de mise en valeur	6 164	3 157	3 024	4 174	3 213	1 336	429	198	211
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 269	1 749	1 364	264	193	97	24	22	38
Impôts sur les bénéfices	13 170	6 279	5 874	11 041	7 021	4 960	662	342	536
Flux de trésorerie nets futurs	33 418	18 846	15 234	21 763	14 174	9 623	2 142	1 619	2 010
Moins l'écart d'actualisation de l'échéance estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %	13 281	6 668	5 219	10 291	6 686	4 735	574	417	643
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	20 137	12 178	10 015	11 472	7 488	4 888	1 568	1 202	1 367
	Royaume-Uni						Total		
				2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Encaissements futurs				-	-	3 483	117 640	68 171	59 614
Moins les charges futures suivantes :									
Coûts de production				-	-	961	22 120	11 358	12 785
Coûts de mise en valeur				-	-	941	10 767	6 568	5 512
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations				-	-	67	2 557	1 964	1 566
Impôts sur les bénéfices				-	-	456	24 873	13 642	11 826
Flux de trésorerie nets futurs				-	-	1 058	57 323	34 639	27 925
Moins l'écart d'actualisation de l'échéancier estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %				-	-	493	24 146	13 771	11 090
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs				-	-	565	33 177	20 868	16 835

**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		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Solde en début d'exercice	12 178	10 015	8 833	7 488	4 888	2 151	1 202	1 367	258
Variation résultant des éléments suivants :				(en millions de dollars)					
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(5 720)	(3 965)	(3 429)	(2 436)	(1 474)	(889)	(604)	(264)	(258)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	4 278	3 562	1 272	3 582	2 436	1 381	159	236	126
Achats de réserves prouvées en place	26	531	26	237	2 786	340	-	-	93
Ventes de réserves prouvées en place	(279)	(1 579)	(95)	(486)	(271)	(108)	-	-	(54)
Variation nette des prix et des coûts de production	11 624	2 264	242	4 716	143	2 751	967	(294)	(47)
Révisions aux estimations de quantités	1 071	546	416	(700)	(542)	4	88	(125)	4
Accroissement de l'écart d'actualisation	1 629	1 349	1 636	1 103	725	304	147	176	182
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	(888)	57	340	162	22	534	(148)	15	89
Autres facteurs	63	32	470	(64)	(49)	157	8	(29)	(27)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(3 845)	(634)	304	(2 130)	(1 176)	(1 737)	(251)	120	1
Solde en fin d'exercice	20 137	12 178	10 015	11 472	7 488	4 888	1 568	1 202	1 367

	Royaume-Uni			Total		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Solde en début d'exercice	-	565	411	20 868	16 835	12 653
Variation résultant des éléments suivants :				(en millions de dollars)		
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	-	(78)	(83)	(8 760)	(5 781)	(4 659)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	-	-	-	8 019	6 234	2 779
Achats de réserves prouvées en place	-	77	57	263	3 394	516
Ventes de réserves prouvées en place	-	(899)	-	(765)	(2 749)	(257)
Variation nette des prix et des coûts de production	-	-	(119)	17 307	2 113	2 827
Révisions aux estimations de quantités	-	-	157	459	(121)	581
Accroissement de l'écart d'actualisation	-	82	91	2 879	2 332	2 213
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	-	-	108	(874)	94	1 071
Autres facteurs	-	-	(38)	7	(46)	562
Variation nette des impôts sur les bénéfices	-	253	(19)	(6 226)	(1 437)	(1 451)
Solde en fin d'exercice	-	-	565	33 177	20 868	16 835

Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

Résultats d'exploitation

	Canada			États-Unis			Équateur ¹⁾		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	6 701	4 787	4 189	3 052	1 861	1 091	873	451	367
Moins :									
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	981	822	760	616	387	202	269	187	109
Amortissement et épuisement	1 961	1 752	1 511	712	487	297	234	263	159
Bénéfice (perte) d'exploitation	3 759	2 213	1 918	1 724	987	592	370	1	99
Impôts sur les bénéfices	1 274	841	218	638	375	219	134	5	17
Résultats d'exploitation	2 485	1 372	1 700	1 086	612	373	236	(4)	82

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	-	117	102	-	-	-	10 626	7 216	5 749
Moins :									
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	-	39	19	6	4	20	1 872	1 439	1 110
Amortissement et épuisement	-	118	74	8	25	83	2 915	2 645	2 124
Bénéfice (perte) d'exploitation	-	(40)	9	(14)	(29)	(103)	5 839	3 132	2 515
Impôts sur les bénéfices	-	(15)	17	-	-	(4)	2 046	1 206	467
Résultats d'exploitation	-	(25)	(8)	(14)	(29)	(99)	3 793	1 926	2 048

Note :

- 1) La région de l'Équateur est comprise dans les activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière. Les résultats d'exploitation de 2005 comprennent une provision de 234 millions de dollars qui a été constatée en réduction de la valeur comptable afin de tenir compte de la meilleure estimation par la direction de l'écart entre le prix de vente et la valeur comptable sous-jacente des investissements connexes au 31 décembre 2005.

Coûts capitalisés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Biens prouvés de pétrole et de gaz	27 074	22 455	18 549	7 753	7 552	3 485	1 926	1 784	1 372
Biens non prouvés de pétrole et de gaz	1 998	1 855	1 981	870	728	501	18	45	70
Total des coûts en capital	29 072	24 310	20 530	8 623	8 280	3 986	1 944	1 829	1 442
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	12 131	9 770	7 498	1 750	1 046	516	778	534	188
Coûts capitalisés nets	16 941	14 540	13 032	6 873	7 234	3 470	1 166	1 295	1 254

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Biens prouvés de pétrole et de gaz	-	-	675	-	-	-	36 753	31 791	24 081
Biens non prouvés de pétrole et de gaz	-	-	77	470	425	317	3 356	3 053	2 946
Total des coûts en capital	-	-	752	470	425	317	40 109	34 844	27 027
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	-	-	230	222	247	206	14 881	11 597	8 638
Coûts capitalisés nets	-	-	522	248	178	111	25 228	23 247	18 389

Coûts engagés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
– réserves non prouvées	-	42	47	271	954	21	-	-	80
– réserves prouvées	30	204	207	141	2 051	115	-	-	59
Total des acquisitions	30	246	254	412	3 005	136	-	-	139
Coûts d'exploration	817	555	846	264	164	187	15	28	20
Coûts de mise en valeur	3 333	2 669	2 131	1 724	1 103	651	164	213	111
Total des coûts engagés	4 180	3 470	3 231	2 400	4 272	974	179	241	270

	Royaume-Uni			Autres pays			Total		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
– réserves non prouvées	-	-	16	-	-	-	271	996	164
– réserves prouvées	-	130	95	-	-	-	171	2 385	476
Total des acquisitions	-	130	111	-	-	-	442	3 381	640
Coûts d'exploration	-	22	30	70	79	78	1 166	848	1 161
Coûts de mise en valeur	-	364	96	-	-	-	5 221	4 349	2 989
Total des coûts engagés	-	516	237	70	79	78	6 829	8 578	4 790

Volume des ventes, taux des redevances et résultats par éléments

Volume des ventes

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

	Volume des ventes – 2005				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DES VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (Mpi³/j)					
Canada					
Production	2 125	2 172	2 123	2 151	2 052
Stocks – (injection)/retrait	7	-	-	-	27
Canada – ventes	2 132	2 172	2 123	2 151	2 079
États-Unis	1 095	1 154	1 099	1 061	1 067
Total du gaz produit	3 227	3 326	3 222	3 212	3 146
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Amérique du Nord					
Pétroles léger et moyen	47 328	45 792	43 313	50 020	50 280
Pétrole lourd	83 090	88 386	81 089	82 274	80 546
Liquides de gaz naturel ¹⁾					
Canada	11 907	12 287	11 924	11 719	11 692
États-Unis	13 675	12 824	14 131	13 095	14 666
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	156 000	159 289	150 457	157 108	157 184
Total des activités poursuivies (Mpi³e/j)	4 163	4 282	4 125	4 155	4 089
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production ²⁾	72 916	70 480	71 896	73 662	75 695
Enlèvements excédentaires (déficitaires)	(1 851)	(537)	(3 186)	(486)	(3 208)
Équateur – ventes (b/j)	71 065	69 943	68 710	73 176	72 487
Total des activités abandonnées (Mpi³e/j)	426	419	412	439	435
Total (Mpi³e/j)	4 589	4 701	4 537	4 594	4 524

Notes :

- 1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.
- 2) Comprend les ventes de 28 700 b/j relatives au bloc 15. Les renseignements concernant l'état du contrat de participation visant le bloc 15 figurent à la note 4 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

	Volume des ventes – 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DES VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada					
Production	2 105	2 106	2 138	2 177	2 000
Stocks – (injection)/retrait	(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 ²⁾					
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 naturel³⁾	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
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production ⁴⁾	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 (Mpi^3e/j)	4 560	4 595	4 684	4 655	4 302

Notes :

- 1) Dispositions totales nettes d'environ 42 Mpi^3/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.
- 2) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.
- 3) Dispositions totales nettes d'environ 15 500 b/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.
- 4) Comprend environ 31 000 b/j relatifs au bloc 15.

	Volume des ventes – 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DES VENTES					
Activités poursuivies :					
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)					
Canada					
Production	1 935	2 008	1 914	1 899	1 922
Stocks – (injection)/retrait	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 (<i>b/j</i>)					
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 ¹⁾					
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 (<i>Mpi³e/j</i>)	3 548	3 709	3 555	3 415	3 514
Activités abandonnées :					
Équateur					
Production	51 089	72 731	54 582	36 754	39 893
Transferts au pipeline OCP ²⁾	(3 213)	-	(4 919)	(2 039)	(5 941)
Enlèvements (déficitaires) excédentaires	(1 355)	4 621	(9 856)	2 506	(2 679)
Équateur – ventes (<i>b/j</i>)	46 521	77 352	39 807	37 221	31 273
Royaume-Uni (<i>bep/j</i>)	12 295	18 400	6 979	11 019	12 777
Syncrude (<i>b/j</i>)	7 629	-	3 399	7 316	20 070
Total des activités abandonnées (<i>Mpi³e/j</i>)	399	574	301	333	385
Total (<i>Mpi³e/j</i>)	3 947	4 283	3 856	3 748	3 899

Notes :

- 1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.
- 2) Pétrole brut produit en Équateur transféré au pipeline OCP et ayant servi à la mise en service de cet actif d'OCP.

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.

	2005					2004					2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1	Exercice	T4	T3	T2	T1
	(pourcentage)					(pourcentage)					(pourcentage)				
Activités poursuivies :															
Gaz produit															
Canada	11,7	11,9	11,8	11,0	11,9	12,5	12,0	12,2	12,7	13,3	12,9	12,2	12,9	14,2	12,4
États-Unis	18,6	18,6	19,9	17,9	18,1	19,6	19,8	18,3	21,1	19,3	20,0	19,5	20,2	20,1	20,5
Pétrole brut															
Canada et États-Unis	8,8	8,8	8,7	9,2	8,7	9,0	8,7	8,8	11,6	9,4	10,3	9,7	9,0	10,7	11,8
Liquides de gaz naturel															
Canada	14,9	14,4	15,8	15,6	13,8	15,7	16,5	18,5	13,1	14,8	17,5	14,7	16,6	18,0	20,2
États-Unis	18,2	19,4	20,1	12,7	20,0	18,7	21,4	13,6	20,7	19,2	17,6	17,5	17,0	17,3	18,5
Total – Amérique du Nord	13,3	13,5	13,8	12,6	13,3	13,7	13,8	13,2	14,1	13,7	13,8	13,2	13,4	14,5	13,9
Activités abandonnées :															
Pétrole brut – Équateur															
	27,2	29,4	26,3	26,3	26,9	27,1	27,8	26,5	26,5	27,4	25,6	25,4	25,7	24,9	26,9

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 – 2005				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit – Canada (\$/kpi³)					
Prix	7,27	10,00	7,18	6,08	5,70
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09
Transport et vente	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37
Charges d'exploitation	0,67	0,72	0,68	0,62	0,65
Revenu net	6,14	8,82	6,04	5,00	4,59
Gaz produit – États-Unis (\$/kpi³)					
Prix	7,82	10,84	7,51	6,60	6,04
Taxes à la production et impôts miniers	0,81	1,19	0,75	0,65	0,62
Transport et vente	0,46	0,45	0,49	0,42	0,46
Charges d'exploitation	0,53	0,60	0,55	0,50	0,45
Revenu net	6,02	8,60	5,72	5,03	4,51
Gaz produit – Total en Amérique du Nord (\$/kpi³)					
Prix	7,46	10,29	7,29	6,25	5,81
Taxes à la production et impôts miniers	0,34	0,48	0,32	0,28	0,27
Transport et vente	0,40	0,39	0,41	0,38	0,40
Charges d'exploitation	0,62	0,68	0,64	0,58	0,58
Revenu net	6,10	8,74	5,92	5,01	4,56
Liquides de gaz naturel – Canada (\$/b)					
Prix	44,24	49,51	47,39	39,55	40,04
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport et vente	0,42	0,46	0,48	0,39	0,35
Revenu net	43,82	49,05	46,91	39,16	39,69

	Résultats par éléments – 2005				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides de gaz naturel – États-Unis (\$/b)					
Prix	48,36	54,14	53,92	44,79	40,93
Taxes à la production et impôts miniers	4,86	5,42	5,46	4,37	4,20
Transport et vente	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Revenu net	43,49	48,71	48,45	40,41	36,72
Liquides de gaz naturel – Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	46,44	51,87	50,93	42,32	40,53
Taxes à la production et impôts miniers	2,60	2,77	2,96	2,31	2,34
Transport et vente	0,20	0,23	0,23	0,19	0,16
Revenu net	43,64	48,87	47,74	39,82	38,03
Pétroles brut léger et moyen – Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	45,09	46,27	55,41	41,44	38,57
Taxes à la production et impôts miniers	1,54	1,83	1,29	1,71	1,32
Transport et vente	1,20	1,14	1,29	1,20	1,19
Charges d'exploitation	6,34	6,41	6,24	6,34	6,38
Revenu net	36,01	36,89	46,59	32,19	29,68
Pétrole brut lourd – Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	27,92	28,27	39,69	22,77	20,76
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,05	0,04	0,02	0,03
Transport et vente	1,20	1,11	1,08	1,13	1,52
Charges d'exploitation	6,50	6,96	6,57	6,57	5,83
Revenu net	20,18	20,15	32,00	15,05	13,38
Pétrole brut – Total en Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	34,15	34,41	45,16	29,83	27,60
Taxes à la production et impôts miniers	0,58	0,66	0,48	0,66	0,53
Transport et vente	1,20	1,12	1,15	1,15	1,39
Charges d'exploitation	6,44	6,77	6,45	6,48	6,04
Revenu net	25,93	25,86	37,08	21,54	19,64
Total des liquides – Canada (\$/b)					
Prix	34,97	35,65	45,35	30,58	28,60
Taxes à la production et impôts miniers	0,53	0,60	0,43	0,61	0,48
Transport et vente	1,14	1,07	1,09	1,09	1,31
Charges d'exploitation	5,89	6,19	5,83	5,96	5,55
Revenu net	27,41	27,79	38,00	22,92	21,26
Total des liquides – Amérique du Nord (\$/b)					
Prix	36,17	37,16	46,16	31,80	29,77
Taxes à la production et impôts miniers	0,91	0,99	0,91	0,92	0,83
Transport et vente	1,04	0,98	0,99	1,00	1,18
Charges d'exploitation	5,38	5,70	5,33	5,46	5,03
Revenu net	28,84	29,49	38,93	24,42	22,73
Total Amérique du Nord (\$/kpi³e)					
Prix	7,13	9,37	7,38	6,03	5,62
Taxes à la production et impôts miniers	0,30	0,41	0,29	0,25	0,24
Transport et vente	0,35	0,34	0,35	0,33	0,36
Charges d'exploitation ¹⁾	0,68	0,74	0,69	0,66	0,64
Revenu net	5,80	7,88	6,05	4,79	4,38
Activités abandonnées :					
Pétrole brut – Équateur (\$/b)					
Prix	39,36	37,82	47,76	36,37	35,80
Taxes à la production et impôts miniers	5,04	4,63	7,66	4,53	3,42
Transport et vente	2,25	1,86	2,45	2,48	2,21
Charges d'exploitation	5,32	5,82	6,05	5,18	4,26
Revenu net	26,75	25,51	31,60	24,18	25,91

Note :

1) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées à la mesure incitative à long terme représentant 0,03 \$/kpi³e.

	Résultats par éléments – 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit – Canada (\$/kpi³)					
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 (\$/kpi³)					

	Résultats par éléments – 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
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 (\$/kpi³)					
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
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
Pétroles 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 – Total en 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
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 ¹⁾	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

	Résultats par éléments – 2004				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
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

Note :

1) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées à la mesure incitative à long terme représentant 0,01 \$/kpi³e.

	Résultats par éléments – 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit – Canada (\$/kpi³)					
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 (\$/kpi³)					
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 (\$/kpi³)					
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
Pétroles 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
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)					

	Résultats par éléments – 2003				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
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 – Total en 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 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

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

	2005				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	(0,32)	(0,88)	(0,39)	(0,14)	0,18
Liquides (\$/b)	(5,18)	(5,00)	(5,70)	(4,88)	(5,18)
Total (\$/kpi ³ e)	(0,44)	(0,87)	(0,52)	(0,30)	(0,06)
Activités abandonnées :					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)					
	(4,92)	(3,57)	(7,81)	(4,90)	(3,48)

	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)					
	-	-	-	-	-

Note :

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

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	Bruts	Nets
Activités poursuivies :											
2005 :											
Canada	605	540	8	8	7	7	620	555	99	719	555
États-Unis	7	6	-	-	9	7	16	13	1	17	13
Autres pays	-	-	3	1	3	2	6	3	-	6	3
Total	612	546	11	9	19	16	642	571	100	742	571
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
Activités abandonnées :											
Équateur – 2005	-	-	2	1	3	2	5	3	-	5	3
Équateur – 2004	-	-	6	3	-	-	6	3	-	6	3
Équateur – 2003	-	-	3	2	-	-	3	2	-	3	2
Royaume-Uni – 2004	-	-	1	-	4	2	5	2	-	5	2
Royaume-Uni – 2003	-	-	2	1	5	3	7	4	-	7	4

Puits de mise en valeur forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Brut	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Activités poursuivies :											
2005 :											
Canada	3 503	3 229	277	243	12	11	3 792	3 483	932	4 724	3 483
États-Unis	699	604	-	-	-	-	699	604	9	708	604
Total	4 202	3 833	277	243	12	11	4 491	4 087	941	5 432	4 087
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
Activités abandonnées :											
Équateur – 2005	-	-	28	15	3	1	31	16	-	31	16
Équateur – 2004	-	-	43	25	1	1	44	26	-	44	26
Équateur – 2003	-	-	53	39	6	6	59	45	-	59	45
Royaume-Uni – 2004	-	-	3	1	-	-	3	1	-	3	1
Royaume-Uni – 2003	-	-	3	-	-	-	3	-	-	3	-

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 2005, EnCana travaillait au forage de 50 puits bruts (45 puits nets) au Canada, de 95 puits bruts (89 puits nets) aux États-Unis, ne forait aucun puits en Équateur et un puits dans un autre 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 2005.

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Activités poursuivies :						
Alberta	32 943	31 054	4 056	3 671	36 999	34 725
Colombie-Britannique	1 664	1 513	17	12	1 681	1 525
Saskatchewan	456	442	1 200	520	1 656	962
Manitoba	-	-	1	1	1	1
Total au Canada	35 063	33 009	5 274	4 204	40 337	37 213
Colorado	4 493	3 535	6	3	4 499	3 538
Texas	1 931	1 283	40	15	1 971	1 298
Wyoming	1 372	1 093	1	1	1 373	1 094
Utah	64	60	2	1	66	61
Oklahoma	95	22	-	-	95	22
Louisiane	3	2	-	-	3	2
Total aux États-Unis	7 958	5 995	49	20	8 007	6 015
Total	43 021	39 004	5 323	4 224	48 344	43 228
Activités abandonnées :						
Équateur	-	-	286	200	286	200

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevances dans 13 847 puits de gaz naturel et 8 779 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 31 405 puits bruts de gaz naturel (28 524 puits nets) et 696 puits bruts de pétrole brut (548 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 2005.

		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
Activités poursuivies :							
Canada							
Alberta	– Fief	4 424	4 424	2 706	2 706	7 130	7 130
	– Couronne	3 842	3 020	5 798	4 818	9 640	7 838
	– Propriété franche	223	130	262	220	485	350
		8 489	7 574	8 766	7 744	17 255	15 318
Colombie-Britannique	– Couronne	875	749	4 495	3 961	5 370	4 710
	– Propriété franche	-	-	7	7	7	7
		875	749	4 502	3 968	5 377	4 717
Saskatchewan	– Fief	58	58	457	457	515	515
	– Couronne	158	146	571	557	729	703
	– Propriété franche	14	10	62	60	76	70
		230	214	1 090	1 074	1 320	1 288
Manitoba	– Fief	3	3	263	263	266	266
	– Propriété franche	-	-	7	7	7	7
		3	3	270	270	273	273
Terre-Neuve-et-Labrador	– Couronne	-	-	2 549	1 707	2 549	1 707
Nouvelle-Écosse	– Couronne	-	-	1 353	683	1 353	683
Territoires du Nord-Ouest	– Couronne	-	-	178	62	178	62
Nunavut	– Couronne	-	-	817	26	817	26
Beaufort	– Couronne	-	-	126	4	126	4
Total au Canada		9 597	8 540	19 651	15 538	29 248	24 078

	Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux		
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	
(en milliers d'acres)							
États-Unis							
Colorado							
	– Fédéral/État	188	174	841	774	1 029	948
	– Propriété franche	101	95	174	160	275	255
	– Fief	3	3	47	47	50	50
		292	272	1 062	981	1 354	1 253
Washington							
	– Fédéral/État	-	-	668	657	668	657
	– Propriété franche	-	-	180	180	180	180
		-	-	848	837	848	837
Texas							
	– Fédéral/État	9	3	446	446	455	449
	– Propriété franche	330	142	1 090	925	1 420	1 067
	– Fief	-	-	1	1	1	1
		339	145	1 537	1 372	1 876	1 517
Wyoming							
	– Fédéral/État	142	82	696	501	838	583
	– Propriété franche	25	18	67	40	92	58
		167	100	763	541	930	641
Autres							
	– Fédéral/État	12	9	352	211	364	220
	– Propriété franche	10	5	77	76	87	81
		22	14	429	287	451	301
Total aux États-Unis		820	531	4 639	4 018	5 459	4 549
Tchad		-	-	54 103	27 052	54 103	27 052
Oman		-	-	9 606	4 803	9 606	4 803
Qatar		-	-	2 161	2 161	2 161	2 161
Groenland		-	-	1 701	1 488	1 701	1 488
Brésil		-	-	1 416	535	1 416	535
Australie		-	-	1 053	357	1 053	357
Azerbaïdjan		-	-	346	17	346	17
Total à l'échelle internationale		-	-	70 386	36 413	70 386	36 413
Total		10 417	9 071	94 676	55 969	105 093	65 040
Activités abandonnées :							
Équateur		169	107	1 230	785	1 399	892

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 4,2 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. Avant 2004, 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, de capitaux propres, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, du produit d'aliénation d'actif ou d'une combinaison de ces sources.

Le tableau suivant résume les investissements nets d'EnCana pour 2005 et 2004.

	2005	2004
	(en millions de dollars)	
Amont		
Canada	4 150	3 015
États-Unis	1 982	1 249
Autres pays	70	79
	<u>6 202</u>	<u>4 343</u>
Activités médianes et de commercialisation	197	10
Activités non sectorielles	78	46
Dépenses en immobilisations visant les biens prioritaires des activités poursuivies	<u>6 477</u>	<u>4 399</u>
Amont		
Acquisitions		
Avoirs fonciers		
Canada	30	64
États-Unis	418	300
Entreprises		
Petrovera	-	253
Tom Brown, Inc. ¹⁾	-	2 335
Aliénations		
Avoirs fonciers		
Canada	(447)	(877)
États-Unis	(2 074)	(266)
Entreprises		
Petrovera	-	(540)
Activités médianes et de commercialisation		
Avoirs fonciers	-	(1)
Entreprises		
Kingston CoGen	-	(25)
Entreprises	<u>(2)</u>	<u>-</u>
Activités nettes d'acquisitions et d'aliénations des opérations poursuivies	<u>(2 075)</u>	<u>(1 243)</u>
Activités abandonnées		
Équateur	179	240
Royaume-Uni	-	(1 656)
Activités médianes	(484)	(20)
Investissements nets	<u>4 097</u>	<u>4 206</u>

Note :

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

En 2006, EnCana compte se départir de divers actifs non prioritaires, y compris de ses participations en Équateur, de la découverte Chinook au Brésil, de son entreprise de stockage de gaz, du pipeline Entrega et de 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. La société 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 18 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

GÉNÉRALITÉS

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier et gazier, de sorte qu'EnCana se trouve en concurrence avec les autres sociétés pétrolières et gazières, notamment dans les domaines suivants : i) l'exploration et la mise en valeur de nouvelles sources de réserves de pétrole et de gaz naturel, ii) les acquisitions de réserves et de terrains, iii) le transport et la commercialisation du pétrole, du gaz naturel et des LGN, iv) l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation et v) le recrutement et la conservation d'employés du secteur expérimentés. Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à d'autres industries qui s'attachent à fournir des sources d'énergie de substitution aux consommateurs. Les forces concurrentielles peuvent provoquer des augmentations des coûts ou entraîner un surapprovisionnement de pétrole et de gaz naturel, deux facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'EnCana.

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 (« ESS ») 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 2005, 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 2006. 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 4,9 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 gouvernance, 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) une orientation générale en ce qui a trait à la formation et aux politiques et aux pratiques de communication; ii) un système de gestion de l'ESS; iii) 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 de la gestion des risques connexes; iv) une orientation officielle relative aux relations avec les parties prenantes au moyen d'un manuel d'engagement envers les parties prenantes normalisé; v) des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer le progrès de la société; vi) le don d'au moins un pour cent de ses gains nationaux avant impôt à des organismes caritatifs et sans but lucratif dans les communautés où EnCana exerce ses activités; vii) une pratique d'enquête et un comité chargé des enquêtes en vue d'examiner et de corriger les violations éventuelles des politiques et des pratiques d'EnCana ou d'autres règlements; viii) une ligne d'appel de promotion de l'intégrité qui offre un autre moyen aux parties prenantes d'EnCana de faire connaître leurs préoccupations; ix) un programme de vérification interne en matière d'ESS à la grandeur de l'entreprise qui évalue si EnCana se conforme aux attentes et aux exigences du système de gestion de l'ESS et x) des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie et une pratique d'éthique commerciale. En outre, le conseil d'administration d'EnCana approuve ces politiques, est informé des violations de 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 2005, EnCana comptait 4 547 employés équivalent temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

	Employés ETP
Amont	3 618
Activités médianes et de commercialisation	273
Activités non sectorielles	656
Total	4 547

La société retient également les services d'un certain nombre d'entrepreneurs et de fournisseurs de services.

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2005, environ 96 pour cent des réserves et 91 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 « Dénomination sociale et constitution » 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 et simplifier les acquisitions et les aliénations. 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 d'aider à réduire le fardeau administratif. En octobre 2005, EnCana a réalisé une restructuration afin de simplifier la vente de son entreprise de LGN et la vente projetée de son entreprise de stockage de gaz. En outre, en décembre 2005, la société a entrepris la restructuration de diverses filiales canadiennes afin d'éliminer les personnes morales devenues non nécessaires. EnCana prévoit terminer cette restructuration en février 2006.

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 ¹²⁾	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	Vice-président directeur du groupe et chef de l'exploitation du commandité d'Enterprise Products L.P. (Enterprise Products GP, LLC) <i>(Entreprise de services d'énergie intermédiaires)</i>
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 du conseil membre de la direction 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>
RANDALL K. ERESMAN Calgary (Alberta) Canada	2006	Président et chef de la direction EnCana Corporation
MICHAEL A. GRANDIN ^{3),4),6),8)} Calgary (Alberta) Canada	1998	Président du conseil et chef de la direction Fiducie houillère canadienne Fording <i>(Entreprise d'extraction de charbon métallurgique)</i>
BARRY W. HARRISON ^{1),4),9)} Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
DALE A. LUCAS ^{1),5)} Calgary (Alberta) Canada	1997	Administrateur de sociétés
KEN F. MCCREADY ^{2),5),10)} 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	Vice-président du conseil membre de la direction EnCana Corporation
VALERIE A.A. NIELSEN ^{2),6)} Calgary (Alberta) Canada	1990	Administratrice de sociétés
DAVID P. O'BRIEN ^{4),7),11)} Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil EnCana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹²⁾	Occupation principale
JANE L. PEVERETT ¹⁾ West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Présidente et chef de la direction British Columbia Transmission Corporation (<i>Transport d'électricité</i>)
DENNIS A. SHARP ^{2),4)} Calgary (Alberta) Canada/ Montréal (Québec) Canada	1998	Président du conseil membre de la direction UTS Energy Corporation (<i>Société d'exploitation de sables bitumineux</i>)
JAMES M. STANFORD, O.C. ^{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 gouvernance.
- 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. 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.
- 9) 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.
- 10) 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 en octobre 2001. 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.
- 11) M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003. Le 1^{er} avril 2003, Air Canada 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.
- 12) Indique l'année où chaque personne est devenue un administrateur d'EnCana ou d'une des sociétés qu'elle a remplacées (AEC ou PanCanadian).

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

À la date de la présente notice annuelle, la société compte 15 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, 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
DAVID P. O'BRIEN Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil
GWYN MORGAN ¹⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-président du conseil membre de la direction
RANDALL K. ERESMAN ¹⁾ Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction
ROGER J. BIEMANS ²⁾ Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur
BRIAN C. FERGUSON ³⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise
MICHAEL M. GRAHAM Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur
R. WILLIAM OLIVER Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur
GERARD J. PROTTI Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des relations d'entreprise
HAYWARD J. WALLS ⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des services d'entreprise et chef de l'information
JOHN D. WATSON ³⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances
JEFF E. WOJAHN ²⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur

Notes :

- 1) M. Gwyn Morgan a quitté son poste de président et chef de la direction le 31 décembre 2005. Il a convenu de rester dirigeant de la société en qualité de vice-président du conseil membre de la direction pour l'exercice 2006. Le 1^{er} janvier 2006, M. Randy Eresman est devenu président et chef de la direction et un administrateur de la société.
- 2) Le 1^{er} mars 2006, M. Roger Biemans (actuellement vice-président directeur et président de la région des États-Unis) et M. Jeff Wojahn (actuellement vice-président directeur et président de la région des plaines canadiennes) échangeront leur poste.
- 3) Le 1^{er} mars 2006, M. Brian Ferguson succédera à M. John Watson à titre de vice-président directeur et de chef des finances. Également à cette date, M. Don Swystun (actuellement président de la région de l'Équateur) sera nommé vice-président directeur des relations d'entreprise.
- 4) Le successeur de M^{me} Drude Rimell, qui a quitté son poste de vice-présidente directrice des services aux entreprises le 31 décembre 2005.

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. Cunningham a été nommé vice-président directeur de groupe et chef de l'exploitation du commandité d'Enterprise Products L.P. (Enterprise Products GP, LLC) le 1^{er} décembre 2005 et

administrateur le 14 février 2006. Il a été nommé administrateur et président du conseil de Texas Eastern Products Pipeline Company, LLC le 22 mars 2005 et a démissionné à ce titre le 23 novembre 2005.

M. Grandin a été doyen de la Haskayne School of Business de la University of Calgary d'avril 2004 jusqu'à janvier 2006. Il 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 était vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de British Columbia Transmission Corporation (BCTC) de juin 2003 à avril 2005 lorsqu'elle a été nommée présidente et chef de la direction de BCTC. Elle 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 et vice-présidente principale des ventes et de la commercialisation de juin 2000 à avril 2001.

M. Sharp a été président du conseil et chef de la direction de UTS Energy Corporation de juillet 1998 à octobre 2004.

Tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, au 14 février 2006, directement ou indirectement, de 2 428 657 actions ordinaires représentant 0,29 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 3 160 500 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 cinq membres, qui sont tous indépendants et possèdent tous des compétences financières, conformément aux définitions figurant dans le *Règlement 52-110 sur le comité de vérification*. 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 suivi 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 un administrateur et un membre du comité de vérification d'Enerflex Systems Ltd. (fabricant de systèmes de compression), un administrateur de Synenco Energy Inc. (société d'extraction de sables bitumineux) et un fiduciaire d'Enbridge Commercial Trust, entité filiale d'Enbridge Income Fund.

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 La Compagnie Mutuelle d'Assurance Wawanesa (compagnie mutuelle d'assurance de biens et de dommages) et ses compagnies connexes, La Compagnie Mutuelle d'Assurance-vie Wawanesa et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Company. 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 a fourni 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 également Fellow de The Society of Management Accountants (FCMA). Elle a été vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de British Columbia Transmission Corporation (société de transport d'électricité) de juin 2003 jusqu'à avril 2005, lorsqu'elle a été nommée présidente et chef de la direction. Au cours de sa carrière de 15 ans auprès de Westcoast Energy Inc./du groupe de sociétés de Duke Energy Corporation, 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 génie minier (Université Concordia). Il est président de Stanford Resource Management Inc. (gestion de placements) et est administrateur d'un certain nombre de sociétés ouvertes : Kinder Morgan, Inc. (société énergétique du secteur intermédiaire d'Amérique du Nord), OPTI Canada Inc. (société de mise en valeur

et revalorisation des sables bitumineux) et NOVA Chemicals Corporation (société de produits chimiques de base). Il a été président du comité de vérification d'Inco Limitée d'avril 2002 jusqu'en août 2005, lorsqu'il a quitté le conseil pour prendre sa retraite. 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 M. David P. 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 2005 et 2004.

(en milliers de dollars)	2005	2004
Honoraires de vérification ¹⁾	3 726	3 177
Honoraires liés à la vérification ²⁾	894	166
Honoraires en fiscalité ³⁾	1 021	1 097
Tous les autres honoraires ⁴⁾	26	24
Total	5 667	4 464

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 2005 et 2004, 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 2005 et 2004, 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 des exercices 2005 et 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.

EnCana n'a pas invoqué 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 en 2004 ni en 2005.

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 2005, environ 859 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation tandis qu'aucune action privilégiée n'était en circulation.

À l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires d'EnCana tenue le 27 avril 2005, les actionnaires de la société ont approuvé la subdivision des actions ordinaires en circulation d'EnCana à raison de deux pour une. Chaque actionnaire a reçu une action ordinaire supplémentaire pour chaque action ordinaire qu'il détenait à la date de clôture des registres aux fins du fractionnement d'actions du 12 mai 2005. Les actions ordinaires subdivisées d'EnCana ont commencé à être négociées le 10 mai 2005.

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 correspondent 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. Les options attribuées aux termes de régimes de remplacement de sociétés apparentées ou remplacées viennent à expiration au plus tard 10 ans à compter de la date de l'attribution des options.

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'acquiescer 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 notes des titres d'emprunt de la société au 31 décembre 2005.

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

Les notes 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 note de A- de S&P est la troisième catégorie en importance parmi dix 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 note indique la position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. Le statut de perspective négative suppose que la note pourrait rester inchangée ou être diminuée. Les notes des billets de trésorerie canadiens de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (haut) à D, qui représentent, respectivement, la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance parmi huit catégories et indique que le créancier possède une capacité satisfaisante à s'acquiescer de ses engagements financiers.

Les notes 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 note 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 créances à court terme est grande.

Les notes 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 note 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 note 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 titres ayant reçu une note 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 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 note 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 notes 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 (« NYSE ») sous le symbole ECA. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois au cours de 2005.

	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)
2005								
Janvier	37,43	32,55	36,68	71,9	30,27	26,45	29,55	38,3
Février	42,50	36,48	40,91	63,5	34,62	29,37	33,45	41,5
Mars	44,28	39,68	42,72	79,8	36,45	32,72	35,21	55,7
Avril	45,25	39,05	40,27	69,5	37,11	31,31	31,93	54,6
Mai	44,74	40,00	43,50	52,2	35,50	31,53	34,67	42,2
Juin	51,27	43,48	48,33	61,1	41,56	34,84	39,59	47,6
Juillet	53,65	47,72	50,47	49,3	43,96	39,26	41,35	43,8
Août	58,94	49,56	58,21	75,7	49,77	40,55	49,19	66,1
Septembre	68,70	56,75	67,85	78,0	58,49	47,78	58,31	76,0
Octobre	69,64	51,90	54,00	116,1	59,82	44,50	45,86	149,0
Novembre	57,70	50,04	51,77	73,3	48,80	42,00	44,32	76,4
Décembre	59,95	51,45	52,56	66,9	52,04	43,85	45,16	71,1

Note :

- 1) Les actions ordinaires d'EnCana ont commencé à être négociées après leur fractionnement (à raison de deux pour une) le 10 mai 2005. Les données couvrant la période du 1^{er} janvier 2005 au 10 mai 2005 ont été rajustées pour tenir compte de ce fractionnement d'actions.

En février 2005, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de modifier son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal. Aux termes de l'offre publique modifiée, EnCana avait le droit d'acheter jusqu'à 92,2 millions d'actions ordinaires après le fractionnement (10 pour cent du flottant public le 22 octobre 2004), au cours d'une période prenant fin le 28 octobre 2005. Les achats peuvent s'effectuer par l'intermédiaire des services de la Bourse de Toronto et de la NYSE, conformément aux politiques et aux règles de chaque bourse. Au cours de 2005, EnCana a acheté environ 55 millions d'actions suivant les modalités de l'offre publique en contrepartie d'environ 1,9 milliard de dollars.

En octobre 2005, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'approbation de renouveler l'offre publique. Aux termes de l'offre publique renouvelée, EnCana a le droit d'acheter jusqu'à 85,6 millions d'actions ordinaires (10 pour cent du flottant public le 25 octobre 2005) au cours d'une période prenant fin le 30 octobre 2006. Au 31 décembre 2005, la société n'avait acheté aucune action aux termes de l'offre publique renouvelée. Au cours de janvier 2006, EnCana a acheté environ 6,8 millions d'actions en contrepartie d'environ 314 millions de dollars.

En 2005, EnCana a émis une série de types d'emprunt qui ne sont pas inscrits à la cote d'une bourse. Le 21 septembre 2005, la société a réalisé le placement de billets à moyen terme de premier rang non garantis d'un montant en capital de 500 millions de dollars canadiens à un prix correspondant à 99,967 pour cent. Les billets portent intérêt au taux de 3,60 % et viennent à échéance le 15 septembre 2008.

Au cours de 2005, la société a réalisé le remboursement de neuf émissions de ses billets à moyen terme canadiens : les billets 5,95 % échéant le 1^{er} octobre 2007, les billets 5,95 % échéant le 2 juin 2008, les billets 5,80 % échéant le 19 juin 2008, les billets 6,10 % échéant le 1^{er} juin 2009, les billets 7,15 % échéant le 17 décembre 2009, les billets 8,50 % échéant le 15 mars 2011, les billets 7,10 % échéant le 11 octobre 2011, les billets 7,30 % échéant le 2 septembre 2014 et les billets 5,50 %/6,20 % échéant le 23 juin 2028. Le montant en capital global des billets s'établissait à 1,15 milliard de dollars canadiens. Les billets ont été remboursés à un coût total de 1,3 milliard de dollars canadiens.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. En 2003, des dividendes en espèces ont été versés aux porteurs d'actions ordinaires au taux de

0,20 \$ CA par action chaque année (0,05 \$ 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 0,20 \$ par action chaque année (0,05 \$ par action chaque trimestre). Au cours du deuxième trimestre de 2005, EnCana a augmenté son dividende de 50 pour cent pour le porter à 0,30 \$ par action par année (0,075 \$ par action chaque trimestre). Le conseil d'administration d'EnCana a déclaré un dividende de 0,075 \$ par action payable le 31 mars 2006 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2006. Toutes les données figurant dans la présente rubrique ont été rajustées pour tenir compte du fractionnement d'actions en mai 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, veuillez vous 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 production, de

transport et de raffinage associés au pétrole lourd. En outre, le marché du pétrole lourd est plus limité que celui des pétroles léger et moyen, ce qui le rend plus susceptible de réagir aux facteurs fondamentaux de l'offre et de la demande. 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, à découvrir ou à mettre en valeur 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 et des taux d'intérêt. 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 et des variations des taux d'intérêt.

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 ou des variations des taux d'intérêt. 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.

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 de forage et autre matériel;
- la capacité d'avoir accès aux terrains;
- le climat;
- 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 règlements et de mesures des gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation ou l'abandon de champs ou empêcher 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.

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. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée relativement aux activités pétrolières et gazières. 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.

Le Protocole de Kyoto, ratifié par le gouvernement fédéral du Canada en décembre 2002, est entré en vigueur le 16 février 2005. Aux termes du protocole, le Canada s'est engagé à réduire les émissions de gaz à effet de serre de six pour cent en deçà des niveaux de 1990 au cours de la période allant de 2008 à 2012. Il n'y a actuellement aucune orientation décisive en ce qui a trait à la période après 2012. Le gouvernement fédéral antérieur a publié un cadre de travail indiquant son plan d'action à l'égard des changements climatiques le 13 avril 2005 et s'est prononcé en partie sur l'incertitude associée à la ratification et à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto dans un avis publié dans la Gazette du Canada le 16 juillet 2005. L'avis publié dans la Gazette a donné les grandes lignes de dispositions visant le secteur pétrolier et gazier, qui limitent le coût de conformité en ce qui a trait aux installations existantes à 15 \$ CA par tonne et faisait état d'engagements indiquant que les cibles de réduction des émissions ne seront pas supérieures à 12 pour cent de réduction par rapport au statu quo dans un secteur donné. L'avis a également fait état d'engagements à l'égard de cibles fondées sur la « meilleure technique existante d'application rentable » à l'égard des nouvelles installations. Compte tenu du changement récent du gouvernement fédéral, EnCana n'est pas en mesure de prédire l'incidence des règlements éventuels sur son entreprise; toutefois, il est possible que les coûts d'exploitation d'EnCana doivent augmenter pour respecter la réglementation en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

EnCana, par sa participation au groupe de travail sur les changements climatiques de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de travailler avec les gouvernements fédéral et de l'Alberta afin de concevoir un moyen de traiter les problèmes liés aux changements climatiques qui protège la concurrence au sein du secteur, limite les coûts et le fardeau administratif de la conformité et permet des investissements continus dans le secteur.

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, à la mise en valeur 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 et au parachèvement 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 de pression ou de productivité dans les 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 matérialisés.

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'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;

- le moment où les dépenses d'exploitation et d'entretien sont engagées et leur montant;
- 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.

EnCana est soumise aux risques associés à l'utilisation de la technologie actuelle et à la recherche de nouvelles technologies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation

Les technologies actuelles de drainage par gravité au moyen de la vapeur pour la récupération sur place de pétrole brut et de bitume consomment beaucoup d'énergie et nécessitent d'utiliser d'importantes quantités de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire de la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise par le procédé de la production peut également varier et avoir une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut également avoir une incidence sur le calendrier et les niveaux de production si on fait appel à cette technologie. Une grande augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGVM ne soient plus rentables, et ainsi avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation d'EnCana.

Les projets de croissance et autres projets d'investissement qui dépendent en grande partie ou partiellement de nouvelles technologies et l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Le succès des projets qui intègrent de nouvelles technologies n'est pas assuré.

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 indirecte, 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. Dans sa demande, Gallo réclame des dommages-intérêts de plus de

30 millions de dollars. Les lois de la Californie permettent que le montant des dommages-intérêts éventuels soit triplé.

En outre, EnCana Corporation et WD, ainsi que d'autres sociétés d'énergie, ont été nommées parties défenderesses dans plusieurs autres actions en justice instituées en Californie (dont certaines étaient des recours collectifs, tandis que d'autres sont intentées par des particuliers en leur propre nom). Les poursuites en Californie portent sur les ventes de gaz naturel en Californie de 1999 jusqu'en 2002 et contiennent des allégations essentiellement similaires à celles figurant dans la plainte de Gallo. Sans admettre une responsabilité quelconque à l'égard des poursuites, WD a convenu de payer 20,5 millions de dollars en vue de régler les recours collectifs qui ont été regroupés devant la Cour supérieure de San Diego, sous réserve de la documentation finale et de l'approbation de ce tribunal. Les poursuites intentées contre WD et EnCana Corporation par les particuliers et certains des recours collectifs produits en Californie sont maintenant en instance devant la cour de district des États-Unis du Nevada et ne sont pas visées par ce règlement.

WD est partie défenderesse dans le cadre d'un recours collectif regroupé institué devant la cour de district de New York. Les réclamations regroupées dans cet État allèguent que la présumée manipulation des indices des prix du gaz naturel par les parties défenderesses a eu une incidence sur les 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 allant de 2000 à 2002. EnCana Corporation a été écartée de la poursuite en justice dans l'État de New York, ce qui laisse WD et plusieurs autres sociétés non liées à EnCana Corporation à titre de parties défenderesses restantes. Sans admettre une responsabilité quelconque à l'égard de la poursuite, WD a convenu de payer au maximum 9,1 millions de dollars pour régler toutes les réclamations relatives à la poursuite, sous réserve de la documentation finale et de l'approbation de la cour de district de New York.

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 restantes. 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 2005 et pour l'exercice terminé à cette date. PricewaterhouseCoopers s.r.l. est indépendant conformément aux règles de conduite professionnelles (*Rules of Professional Conduct*) indiquées par l'Institute of Chartered Accountants of Alberta. Les données ayant trait aux réserves figurant dans la présente notice annuelle datée du 17 février 2006 ont été calculées par GLJ Petroleum Consultants Ltd., McDaniel & Associates Consultants Ltd., Netherland, Sewell & Associates, Inc. et DeGolyer and MacNaughton à titre d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Les responsables de GLJ Petroleum Consultants Ltd., de McDaniel & Associates Consultants Ltd., de Netherland, Sewell & Associates, Inc. et de 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 2005.

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 2005. Ces données portent notamment sur :
 - i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2005, 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 bénéficiaires), 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 2005.

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. 12 janvier 2006	Canada	3 975	842,7	18 825
GLJ Petroleum Consultants Ltd. 13 janvier 2006	Canada	2 542	89,9	9 861
Netherland, Sewell & Associates, Inc. 26 janvier 2006	États-Unis	4 326	48,9	14 656
DeGolyer and MacNaughton 3 février 2006	États-Unis	941	4,1	2 619
GLJ Petroleum Consultants Ltd. 13 janvier 2006	Équateur	–	135,0	2 335
Totaux		11 784	1 120,6	48 296

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) GLJ Petroleum Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

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

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

Le 13 février 2006

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 2005, 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 13 février 2006 (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) Randall K. Eresman
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, O.C.
Administrateur et président du comité des réserves

Le 14 février 2006

ANNEXE C

Mandat du comité de vérification

Dernière mise à jour, le 22 août 2005

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 indépendants aux termes du *Règlement 52-110 sur le comité de*

vérification (dans sa version mise en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières modifiée à l'occasion) (le « Règlement 52-110 »).

Tous les membres du comité ont des compétences financières, ainsi que les définit le Règlement 52-110, 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 société 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 intitulée *U.S. 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 au 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 gouvernance 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 bénéficiaires, l'utilisation des expressions « pro forma » ou des renseignements financiers sortant du cadre des PCGR ou les indications concernant les bénéficiaires 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 intitulée *U.S. 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'autre salariés qui ont des rôles importants en ce 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 gouvernance 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.