



NOTICE ANNUELLE

Le 23 février 2007

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 2006. 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

| | Page |
|---|-------------|
| REMARQUE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES | 1 |
| REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ | 2 |
| STRUCTURE DE L'ENTREPRISE | 2 |
| Dénomination sociale et constitution..... | 2 |
| Liens intersociétés | 2 |
| DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ | 4 |
| DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ | 8 |
| Division des plaines canadienne | 9 |
| Division des contreforts canadienne | 11 |
| Division des États-Unis | 13 |
| Division intégrée des sables bitumineux | 16 |
| Division extracôtière et internationale | 18 |
| Division des activités médianes et de commercialisation | 19 |
| RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ..... | 21 |
| Données sur les quantités des réserves | 21 |
| Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz | 23 |
| Volume des ventes, taux des redevances et résultats par éléments..... | 27 |
| Activités de forage..... | 36 |
| Emplacement des puits | 38 |
| Participation dans des actifs importants..... | 39 |
| Acquisitions, désinvestissements et dépenses en immobilisations | 41 |
| Engagements de livraison | 42 |
| GÉNÉRALITÉS | 42 |
| Concurrence..... | 42 |
| Protection de l'environnement..... | 42 |
| Politiques sociales et environnementales..... | 42 |
| Employés | 43 |
| Activités à l'étranger | 43 |
| Restructurations | 44 |
| ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS | 44 |
| RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION | 47 |
| DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS | 49 |
| ÉVALUATIONS DE CRÉDIT..... | 50 |
| MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES | 51 |
| DIVIDENDES | 52 |
| PROCÉDURES JUDICIAIRES | 52 |
| FACTEURS DE RISQUE | 52 |
| AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES | 57 |
| EXPERTS INTÉRESSÉS | 57 |
| RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES | 57 |
| ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants | 58 |
| ANNEXE B – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations | 60 |
| ANNEXE C – Mandat du comité de vérification | 61 |

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 les avantages à en tirer, les plans de mise en valeur de Suffield, les fermetures éventuelles et la réception éventuelle de crédits de redevances, les effets des lignes directrices de la Energy and Utilities Board de l'Alberta portant sur la confusion d'éléments d'actif, 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, le calendrier de réalisation des agrandissements à Foster Creek et Christina Lake, les capacités prévues et le moment de l'agrandissement de la capacité des raffineries de Wood River et de Borger, la capacité prévue et le moment de l'agrandissement de l'usine de gaz naturel de Steeprock, la mise en valeur de 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, 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 de désinvestissement, y compris les programmes d'amodiation et les flux de trésorerie nets.

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 d'optimisation du marché et aux activités d'EnCana liées au pétrole et au gaz naturel exercées en Amérique du Nord et à l'étranger, les risques liés à la guerre, aux hostilités, aux insurrections et à l'instabilité touchant les pays où EnCana et ses filiales exercent des activités ainsi que les menaces terroristes, les risques inhérents aux activités de commercialisation d'EnCana et de ses filiales, y compris le risque de crédit, l'imprécision de l'estimation des réserves et de l'estimation des quantités récupérables de pétrole, de gaz naturel et de liquides provenant des gisements de ressources et d'autres sources qui ne sont pas actuellement considérées comme des réserves prouvées, la capacité d'EnCana et de ses filiales à remplacer et à accroître les réserves de pétrole et de gaz naturel, la capacité d'EnCana et de ConocoPhillips à gérer et à exploiter avec succès l'entreprise intégrée de pétrole lourd nord-américaine et la capacité des parties d'obtenir les approbations nécessaires des organismes de réglementation, les marges de raffinage et de commercialisation, les interruptions éventuelles ou les difficultés techniques inattendues dans la mise au point de nouveaux produits et procédés de fabrication, l'échec éventuel des nouveaux produits à obtenir leur acceptation sur le marché, les augmentations de coût inattendues ou les difficultés d'ordre technique dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage, les difficultés inattendues dans la fabrication, le transport ou le raffinage du pétrole brut synthétique, 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 moment et le coût de la construction des installations de stockage de gaz, des pipelines et des puits, 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, 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, sauf si la loi le prescrit, EnCana n'est pas tenue de les mettre à jour publiquement ni de les réviser par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle doivent être expressément lus sous réserve de la présente mise en garde.

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

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

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

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 2006, 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 dépassant 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 2006 et pour l'exercice terminé à cette date.

| Filiales et sociétés de personnes | Pourcentage de propriété¹⁾ | Territoire de constitution, de prorogation ou de formation |
|---|--|---|
| EnCana Oil & Gas Partnership | 100 | Alberta |
| EnCana USA Holdings | 100 | Delaware |
| 3080763 Nova Scotia Company | 100 | Nouvelle-Écosse |
| Alenco Inc. | 100 | Delaware |
| EnCana Oil & Gas (USA) Inc. | 100 | Delaware |
| EnCana Marketing (USA) Inc. | 100 | Delaware |
| EnCana Heritage Lands | 100 | Alberta |
| 1140102 Alberta Ltd. | 100 | Alberta |
| EnCana Resource Developments Ltd. ²⁾ | 100 | Alberta |

Notes :

¹⁾ Comprend une participation indirecte.

²⁾ Le 1^{er} janvier 2007, EnCana Resource Developments Ltd. a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, EnCana Oil & Gas Co. Ltd., et la dénomination de l'entité issue de la fusion est EnCana Oil & Gas Co. Ltd.

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 2006 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. Les autres activités d'EnCana englobent le transport et la commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel ainsi que le raffinage du pétrole brut et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. 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. 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. À compter de 2004, la société a précisé 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 tout en continuant le désinvestissement de ses actifs non essentiels. Une partie du produit du désinvestissement a été utilisée pour financer le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal d'EnCana. En 2006, EnCana a acheté environ 85,6 millions d'actions aux termes du programme en contrepartie d'environ 4,2 milliards de dollars.

En janvier 2007, EnCana, de concert avec ConocoPhillips, a mené à terme la création d'une entreprise intégrée de pétrole lourd, qui procure une certitude accrue quant à la réalisation des projets de sables bitumineux d'EnCana et lui donne une participation immédiate dans l'industrie du raffinage en Amérique du Nord.

Le 1^{er} janvier 2007, EnCana a été restructurée en six divisions d'exploitation :

- la division des plaines canadienne, qui comprend la majeure partie des actifs pétroliers et gaziers dont EnCana a hérité;
- la division des contreforts canadienne, qui comprend la majeure partie des zones de ressources de gaz naturel d'EnCana au Canada;
- la division des États-Unis, qui comprend la majeure partie des actifs en amont américains de la société, y compris ses zones de ressources clés;
- la division intégrée des sables bitumineux, qui comprend la totalité des actifs faisant partie de l'entreprise intégrée de pétrole lourd nouvellement créée (y compris les actifs des raffineries américaines) ainsi que les autres participations dans les sables bitumineux de la société et les actifs de gaz naturel situés dans le secteur du polygone de tir aérien de Cold Lake;
- la division extracôtière et internationale, qui comprend les actifs au large de la côte est du Canada de la société ainsi que les actifs au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France;
- la division des activités médianes et de commercialisation, qui continue à assurer la coordination des activités d'optimisation du marché du gaz naturel et du pétrole brut de la société et qui comprend les actifs de production d'électricité de Cavalier et de Balzac.

En 2006, aux fins de communiquer son information financière, EnCana a défini ses activités dans les segments suivants : i) amont, ii) optimisation des marchés et iii) activités non sectorielles. Toutes les divisions sont comptabilisées dans les activités en amont à l'exception de la division des activités médianes et de commercialisation qui est comptabilisée dans la division optimisation des marchés. En 2007, la division intégrée des sables bitumineux sera comptabilisée sous un nouveau segment des sables bitumineux intégrés.

Le texte qui suit fait état des événements importants au cours des trois dernières années. Dans la présente section, à moins d'indication contraire, les produits de désinvestissement sont donnés avant impôt.

Projets en 2006 :

- En novembre 2005, EnCana a annoncé des plans en vue d'examiner un certain nombre de propositions d'autres sociétés qui étaient intéressées à participer à la mise en valeur des actifs de sables bitumineux d'EnCana. En octobre 2006, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec ConocoPhillips en vue de la création d'une entreprise intégrée de pétrole lourd constituée d'actifs en amont et en aval.

La création de l'entreprise intégrée de pétrole lourd a été réalisée le 3 janvier 2007. L'entreprise englobe deux entités d'exploitation à égalité de parts, une entreprise en amont canadienne gérée par EnCana et une entreprise en aval américaine gérée par ConocoPhillips, EnCana et ConocoPhillips fournissant toutes deux des actifs et des capitaux propres de valeur égale. Pour obtenir plus de renseignements à ce propos, veuillez vous reporter à la rubrique « Description de l'activité » dans la présente notice annuelle.

Acquisitions en 2006 :

- En juin 2006, EnCana a augmenté sa participation dans la zone de ressources Deep Bossier, dans l'est du Texas, pour la porter de 30 pour cent à 50 pour cent et a acheté une superficie additionnelle de 7 600 acres nettes dans le Robertson County en contrepartie d'environ 250 millions de dollars. L'opération a entraîné une production supplémentaire pour EnCana d'environ 4,3 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Désinvestissements en 2006 :

- En février 2006, EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations dans des projets pétroliers et de pipelines en Équateur en contrepartie d'environ 1,4 milliard de dollars. Les actifs en Équateur comprenaient des participations dans cinq blocs du bassin Oriente (le bloc Tarapoa, le bloc 14, le bloc 17, le bloc Shiripuno et un droit de participation financière à l'égard du bloc 15) et une participation de 36,3 pour cent dans le pipeline Oleoducto de Crudos Pesados (« OCP »).

Après le désinvestissement, en mai 2006, le gouvernement de l'Équateur a saisi les actifs du bloc 15. Dans le cadre de la convention de vente avec l'acheteur, EnCana avait convenu d'indemniser ce dernier à l'égard de certaines pertes déterminées. En août 2006, EnCana a payé une indemnité d'environ 265 millions de dollars à l'égard des actifs du bloc 15, calculée conformément aux modalités de la convention. EnCana ne prévoit plus engager sa responsabilité à ce titre.

- En février 2006, une filiale d'EnCana a vendu Entrega Gas Pipeline LLC en contrepartie d'environ 244 millions de dollars. À l'occasion de la vente, EnCana a pris des engagements visant environ 500 millions de pieds cubes par jour envers le projet Rockies Express.
- En mai 2006, une filiale d'EnCana a réalisé la première des deux phases de la vente de ses actifs de stockage de gaz naturel non stratégiques pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars. Les actifs de stockage de la phase un comprenait des installations en Alberta, en Oklahoma et en Louisiane.
- En août 2006, une filiale d'EnCana a réalisé la vente de sa participation de 50 pour cent dans la découverte de pétrole lourd Chinook dans le bloc BM-C-7 au large du Brésil pour un produit d'environ 367 millions de dollars. EnCana continue de détenir une participation directe non exploitée dans 10 blocs d'exploration en eaux profondes au large du Brésil.
- En novembre 2006, une filiale d'EnCana a réalisé la deuxième phase de la vente de ses actifs de stockage de gaz naturel non stratégiques en contrepartie d'environ 215 millions de dollars. La phase deux de la vente des actifs comprenait l'installation de Wild Goose en Californie.
- En décembre 2006, une filiale d'EnCana a réalisé le désinvestissement du reste de ses actifs de LGN, dont la majeure partie avait été vendue en 2005, en vendant sa quote-part finale de 10 pour cent de l'installation de traitement complémentaire en contrepartie d'Empress en contrepartie d'environ 13 millions de dollars.

Outre les opérations réalisées en 2006, EnCana a réalisé un certain nombre de désinvestissements après le 31 décembre 2006 ou qui sont encore en cours.

En septembre 2006, EnCana a annoncé son intention de se départir de ses actifs dans le nord du Canada. Les actifs comprennent la totalité de ses permis et de ses découvertes dans le delta du Mackenzie ou de la mer de Beaufort ainsi que la totalité de ses licences visant les îles arctiques. En décembre 2006, EnCana a réalisé la vente d'une partie de ses actifs du nord du Canada.

En janvier 2007, une filiale d'EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations dans des actifs d'exploration au Tchad en contrepartie d'environ 203 millions de dollars. Les actifs au Tchad comprenaient une participation directe de 50 pour cent dans environ 54 millions d'acres brutes réparties dans sept bassins sédimentaires.

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 offre des services de terminaux à EnCana aux installations terminales de Methanex situées à Kitimat, en Colombie-Britannique, et Provident offre des services de terminaux à EnCana aux installations terminales de Provident à Redwater, en Alberta. EnCana importe maintenant jusqu'à 25 000 barils par jour de diluants marins pour l'aider à transporter sa production croissante à partir des sables bitumineux du nord-est de l'Alberta à destination des marchés des États-Unis.

- En décembre 2005, Entrega Gas Pipeline LLC, un membre du groupe d'EnCana Oil & Gas (USA) Inc., a parachevé d'importantes portions de la construction du premier segment de son projet de pipeline réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, qui s'étend de Meeker Hub, au Colorado, jusqu'à Wamsutter, au Wyoming. Le premier segment du pipeline a été mis en service en février 2006.

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.
- En décembre 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.

Désinvestissements 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. 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.
- En décembre 2005, EnCana et certains membres de son groupe ont réalisé la vente de la quasi-totalité de leur entreprise de traitement des 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 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 exclusive d'EnCana dans Kinetic Resources, une entreprise de commercialisation des LGN. EnCana avait acquis auparavant une participation minoritaire de 25 pour cent dans la société de personnes Kinetic plus tôt dans l'année.

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 totale de gaz de travail pour la porter à environ 24 milliards de pieds cubes.

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.

Désinvestissements 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 produisait 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.
- 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 sa participation dans la coentreprise du réseau de collecte d'éthane d'Alberta en contrepartie d'environ 108 millions de dollars.

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 2006. La carte indique également les raffineries de Borger et de Wood River qui ont été fournies sous forme d'apport à l'entreprise intégrée de pétrole lourd par ConocoPhillips en janvier 2007.



La grande majorité des activités d'EnCana sont exercées au Canada et aux États-Unis, alors que la division extracôtière et internationale se concentre sur les occasions qui se présentent au large de la côte est du Canada, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France.

Au 31 décembre 2006, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 12,4 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 62 pour cent du total des réserves de gaz naturel, environ 75 pour cent des réserves de pétrole brut et de LGN, à l'exclusion du bitume, et environ 13 pour cent des réserves de bitume. Veuillez vous reporter à la rubrique « Réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle.

Dans l'Ouest canadien, EnCana jouit d'une position prédominante dans le secteur au niveau des avoirs fonciers, qui représentent environ 23,8 millions d'acres brutes (environ 21,0 millions d'acres nettes, dont environ 12,1 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ 38 pour cent 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. En 2006, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles au Canada d'environ 4 015 millions de dollars (3 984 millions de dollars dans l'Ouest canadien) et a foré environ 3 009 puits nets (3 007 dans l'Ouest canadien).

Aux États-Unis, les avoirs fonciers d'EnCana représentent environ 6,4 millions d'acres (environ 5,5 millions d'acres nettes, dont environ 5,0 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur), la majorité étant située au Colorado, au Wyoming, dans l'État de Washington et au Texas. En 2006, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 2 061 millions de dollars et a foré environ 639 puits nets aux États-Unis.

Comme il a été indiqué précédemment, les activités d'EnCana sont réparties en six divisions. Le texte suivant décrit chaque division plus en détail.

Division des plaines canadienne

La division des plaines canadienne englobe la majeure partie des activités de production de gaz naturel dont a hérité EnCana dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan ainsi que les activités de mise en valeur et de production de pétrole brut (à l'exclusion des sables bitumineux extraits sur place) de la société en Alberta et en Saskatchewan. Deux zones de ressources essentielles font partie de la division des plaines canadienne : i) le gaz à faible profondeur et ii) Pelican Lake. La zone de ressources clé de gaz à faible profondeur fait partie des régions de Suffield, de Langevin et de Brooks North.

En 2006, la division des plaines canadienne a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 768 millions de dollars et a foré environ 1 635 puits nets. Les investissements essentiels d'EnCana en 2007 dans la division des plaines canadienne devraient être d'environ 870 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 2 100 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région des plaines canadienne au 31 décembre 2006.

| 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 | 918 | 904 | 69 | 68 | 987 | 972 | 98 % |
| Brooks North | 556 | 554 | 12 | 12 | 568 | 566 | 100 % |
| Langevin | 1 198 | 1 080 | 1 231 | 1 143 | 2 429 | 2 223 | 92 % |
| Drumheller | 360 | 349 | 20 | 18 | 380 | 367 | 97 % |
| Pelican Lake | 139 | 139 | 277 | 262 | 416 | 401 | 96 % |
| Weyburn | 91 | 80 | 587 | 580 | 678 | 660 | 97 % |
| Autres | 926 | 879 | 833 | 765 | 1 759 | 1 644 | 93 % |
| Total des plaines canadiennes | 4 188 | 3 985 | 3 029 | 2 848 | 7 217 | 6 833 | 95 % |

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) | |
|----------------------------------|--------------------------------------|------|------------------------------|--------|---|-------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| Suffield | 241 | 243 | 17 350 | 20 756 | 345 | 368 |
| Brooks North | 272 | 283 | 726 | 1 155 | 276 | 290 |
| Langevin | 238 | 255 | 10 400 | 12 405 | 300 | 329 |
| Drumheller | 104 | 107 | 2 251 | 2 654 | 118 | 123 |
| Pelican Lake | 2 | 4 | 23 563 | 25 752 | 143 | 159 |
| Weyburn | — | — | 15 136 | 13 562 | 91 | 81 |
| Autres | 49 | 47 | 7 566 | 8 382 | 94 | 97 |
| Total des plaines canadiennes | 906 | 939 | 76 992 | 84 666 | 1 367 | 1 447 |

Note :

- 1) La zone de ressources clé de gaz à faible profondeur, située principalement dans les régions de Suffield, de Brooks North et de Langevin, a représenté une production moyenne d'environ 600 millions de pieds cubes par jour en 2006 (625 millions de pieds cubes par jour en 2005).

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2006. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2006.

| Puits productifs (nombre de puits) | Puits de gaz productifs | | Puits de pétrole productifs | | Total des puits productifs | |
|---------------------------------------|-------------------------|--------|-----------------------------|-------|----------------------------|--------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Suffield | 8 790 | 8 759 | 732 | 730 | 9 522 | 9 489 |
| Brooks North | 5 949 | 5 859 | 46 | 46 | 5 995 | 5 905 |
| Langevin | 6 042 | 5 642 | 233 | 227 | 6 275 | 5 869 |
| Drumheller | 1 154 | 1 119 | 97 | 95 | 1 251 | 1 214 |
| Pelican Lake | 29 | 29 | 452 | 452 | 481 | 481 |
| Weyburn | — | — | 999 | 456 | 999 | 456 |
| Autres | 1 127 | 1 108 | 673 | 635 | 1 800 | 1 743 |
| Total des plaines canadiennes | 23 091 | 22 516 | 3 232 | 2 641 | 26 323 | 25 157 |

Note :

- 1) Au 31 décembre 2006, la zone de ressources clé de gaz à faible profondeur comptait 20 192 puits de gaz productifs bruts (19 682 puits de gaz nets).

Le texte qui suit donne la description des principales zones de production d'EnCana ou des activités de la division des plaines canadienne.

Suffield

EnCana détient des participations dans des horizons gazéifères peu profonds du Crétacé supérieur et des formations en profondeur 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. EnCana envisage de poursuivre la mise en valeur de ses ressources de gaz à faible profondeur et de pétrole lourd à Suffield. En 2007, dans le cadre de sa demande permanente pour poursuivre le forage intercalaire de puits de gaz à faible profondeur dans la réserve faunique nationale, EnCana rédigera un énoncé des incidences environnementales et participera à une audience en groupe mixte de la Energy & Utilities Board de l'Alberta (« EUB ») en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En 2006, EnCana a foré environ 460 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 241 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Brooks North

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 clés et se compose en grande partie de terrains en propriété inconditionnelle d'EnCana. En 2006, EnCana a foré environ 473 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 272 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Les activités de complétion de puits en 2007 devraient grandement tirer parti du processus de mélange de la production au taux proclamé de l'EUB, qui est entré en vigueur le 15 décembre 2006. Il est prévu que le nouveau processus permettra à EnCana de faire la complétion des zones supplémentaires dans un puits de forage à un coût supplémentaire minime.

Langevin

La région de Langevin produit surtout du gaz à faible profondeur à partir de formations du Crétacé supérieur dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. Certaines parties de cette région font partie de la zone de ressources clé de gaz à faible profondeur d'EnCana. La mise en valeur dans cette région met l'accent sur le forage intercalaire et l'optimisation des puits existants, et est en grande partie effectuée sur des terrains en propriété inconditionnelle d'EnCana. En 2006, EnCana a foré environ 426 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 238 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Drumheller

EnCana produit du gaz naturel, du pétrole brut et des LGN à partir d'horizons du Crétacé dans la région de Drumheller, dans le sud de l'Alberta. La région est surtout une zone de ressources de gaz classique du groupe de Mannville et englobe en grande partie des terrains en propriété inconditionnelle d'EnCana. En 2006, EnCana a foré environ 167 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 104 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Pelican Lake

Pelican Lake est l'une des zones ressources clés d'EnCana produisant du pétrole brut dans le nord-est de l'Alberta. En 2006, EnCana a poursuivi l'expansion de son programme d'injection d'eau à environ 80 pour cent du champ à Pelican Lake tout en poursuivant l'expansion du projet pilote de polymères pour le faire passer de 11 à 37 puits d'injection. Afin de traiter les volumes accrus de fluides associés aux projets d'injection d'eau et de polymères, EnCana a agrandi l'infrastructure de l'installation, d'autres installations de projets devant être parachevés en 2007. EnCana a commencé à récupérer son investissement à Pelican Lake en 2006, et la redevance est ainsi passée de 1 pour cent des produits bruts à 25 pour cent des produits nets. Le succès du programme d'injection d'eau à Pelican Lake a augmenté d'environ cinq pour cent la production de pétrole brut en 2006 par rapport à celle de 2005; toutefois, puisque EnCana a commencé à récupérer son investissement, la production après redevance a diminué.

EnCana détient également une participation non exploitée de 38 pour cent dans un pipeline de pétrole brut de 20 pouces de diamètre s'étendant sur 110 kilomètres, qui relie la région de Pelican Lake à un pipeline important qui transporte le pétrole brut du nord de l'Alberta pour l'acheminer aux marchés du pétrole brut.

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-est de la Saskatchewan. EnCana est l'exploitant et s'attend à améliorer la récupération finale dans la zone de récupération assistée du pétrole du champ au moyen d'un projet d'injection de dioxyde de carbone (« CO₂ ») miscible. En 2006, EnCana a mis l'accent sur son programme de forage intercalaire et a foré 56 nouveaux puits dans la zone unifiée. Au 31 décembre 2006, il y avait 44 configurations d'injection de CO₂ sur un total prévu de 75 configurations.

Division des contreforts canadienne

La division des contreforts canadienne comprend les actifs de croissance clés de gaz naturel d'EnCana en Colombie-Britannique et en Alberta. Elle englobe quatre zones de ressources clés : i) Greater Sierra, ii) Cutbank Ridge, iii) Bighorn et iv) la zone de méthane de houillère intégrée (le « méthane de houillère intégré »). La zone de ressources clé de méthane de houillère intégré (méthane de houillère de Horseshoe Canyon et gaz à faible profondeur mélangé) est complètement intégrée à l'unité économique de Clearwater.

En 2006, EnCana a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 2 467 millions de dollars dans la division des contreforts canadienne et foré environ 1 274 puits nets. En 2007, les investissements essentiels d'EnCana dans la division dans la division des contreforts canadienne devraient être d'environ 2 150 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 1 370 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des contreforts canadienne au 31 décembre 2006.

| 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 | 645 | 568 | 2 470 | 2 111 | 3 115 | 2 679 | 86 % |
| Cutbank Ridge | 227 | 194 | 851 | 762 | 1 078 | 956 | 89 % |
| Bighorn | 261 | 147 | 774 | 478 | 1 035 | 625 | 60 % |
| Clearwater | 3 434 | 3 050 | 3 509 | 3 293 | 6 943 | 6 343 | 91 % |
| Sexsmith/Hythe/Saddle Hills | 362 | 225 | 259 | 195 | 621 | 420 | 68 % |
| Autres | 300 | 202 | 1 386 | 1 061 | 1 686 | 1 263 | 75 % |
| Total des contreforts canadiens | 5 229 | 4 386 | 9 249 | 7 900 | 14 478 | 12 286 | 85 % |

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) | |
|----------------------------------|--------------------------------------|-------|------------------------------|--------|---|-------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| Greater Sierra | 213 | 219 | 837 | 793 | 218 | 224 |
| Cutbank Ridge | 170 | 92 | 82 | — | 170 | 92 |
| Bighorn | 91 | 55 | 1 480 | 867 | 100 | 60 |
| Clearwater | 483 | 447 | 11 555 | 12 330 | 552 | 521 |
| Sexsmith/Hythe/Saddle Hills | 93 | 99 | 2 046 | 1 989 | 105 | 111 |
| Autres | 116 | 137 | 3 370 | 3 717 | 136 | 159 |
| Total des contreforts canadiens | 1 166 | 1 049 | 19 370 | 19 696 | 1 281 | 1 167 |

Note :
1) La zone de ressources clé de méthane de houillère intégré de l'unité économique de Clearwater a affiché une production moyenne en 2006 d'environ 194 millions de pieds cubes par jour (112 millions de pieds cubes par jour en 2005).

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2006. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2006.

| Production (nombre de puits) | Puits de gaz productifs | | Puits de pétrole productifs | | Total des puits productifs | |
|---------------------------------|----------------------------|-------|--------------------------------|------|-------------------------------|-------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Greater Sierra | 829 | 772 | 3 | 3 | 832 | 775 |
| Cutbank Ridge | 370 | 330 | — | — | 370 | 330 |
| Bighorn | 205 | 128 | 1 | — | 206 | 128 |
| Clearwater | 7 103 | 6 314 | 204 | 111 | 7 307 | 6 425 |
| Sexsmith/Hythe/Saddle Hills | 329 | 261 | 67 | 50 | 396 | 311 |
| Autres | 577 | 427 | 186 | 101 | 763 | 528 |
| Total des contreforts canadiens | 9 413 | 8 232 | 461 | 265 | 9 874 | 8 497 |

Note :
1) Au 31 décembre 2006, la zone de ressources clé de méthane de houillère intégré comptait 3 137 puits de gaz productifs bruts (2 890 puits de gaz nets).

Le texte qui suit présente une description des principales activités ou régions productives d'EnCana de la division 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 de gaz naturel moyenne dans la région a atteint environ 213 millions de pieds cubes par jour en 2006. La production est demeurée relativement constante au cours des deux dernières années puisque EnCana a réduit les dépenses en immobilisations et cible actuellement un programme de forage qui continuera de maintenir les niveaux de production actuels. EnCana amodie de façon sélective une petite partie de sa position foncière dans la région Greater Sierra à des tiers.

Au 31 décembre 2006, 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.

Cutbank Ridge

Cutbank Ridge est une zone de ressources clé en gaz naturel située dans les contreforts des Rocheuses canadiennes au sud-ouest de Dawson Creek, en Colombie-Britannique. Les horizons de production clé dans Cutbank Ridge comprennent les zones Cadomin, Doig et Montney. La majeure partie des terrains de la société dans cette région ont été achetés en 2003. En 2006, EnCana a foré environ 116 puits de gaz naturel nets à Cutbank Ridge, et la production moyenne s'est établie à 170 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

En 2006, la zone de ressources Cutbank Ridge a connu une expansion importante par l'addition de la zone Montney. EnCana compte un petit nombre de puits productifs dans la formation Montney depuis aussi loin que 1999, et l'application de nouvelles technologies a commencé à donner des résultats positifs dans la formation. À la fin de 2006, environ 18 pour cent des puits de la zone

Cutbank Ridge produisaient à partir de la formation Montney, 58 puits (25 puits forés en 2006) produisant environ 43 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Afin de simplifier l'augmentation de la production à partir à Cutbank Ridge, EnCana a terminé, au quatrième trimestre de 2006, la phase un de l'usine de traitement de gaz naturel de Steeprock. Située à environ 60 kilomètres au sud de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, l'usine devrait avoir une capacité autorisée de 198 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour, lorsque les deux phases seront terminées. La phase un de l'usine a une capacité d'environ 70 millions de pieds cubes par jour, la capacité actuelle étant d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. EnCana prévoit que la phase deux sera terminée au premier semestre de 2008.

Bighorn

La région de Bighorn, au centre ouest de l'Alberta, est une autre des zones de ressources clés en gaz naturel d'EnCana et met l'accent sur l'exploitation de multiples zones de sable empilé du Crétacé dans la formation Deep Basin. EnCana possède une participation directe moyenne d'environ 60 pour cent à l'égard d'environ 1 035 000 acres brutes (625 000 acres nettes) de terrains dans la région de Bighorn. Les principaux terrains productifs dans la région de Bighorn sont Wild River, Resthaven, Kakwa et Berland. En 2006, EnCana a foré environ 52 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 91 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel non corrosif.

EnCana possède une participation directe dans un certain nombre d'usines de gaz dans la région de Bighorn. La capacité de l'usine de Wild River, dans laquelle EnCana détient une participation directe de 70 pour cent, a augmenté et est passée à environ 30 millions de pieds cubes par jour en janvier 2006. En avril 2006, l'usine de Resthaven, dans laquelle EnCana possède une participation directe de 65 pour cent, a été mise en service, avec une capacité d'environ 100 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. L'usine de gaz de Kakwa, dotée d'une capacité d'environ 30 millions de pieds cubes, a été mise en service en septembre 2006 et était exploitée à près de sa capacité pendant le quatrième trimestre de 2006. EnCana possède 50 pour cent de cette usine et dispose d'une capacité de traitement ferme pour les 50 pour cent restants. L'usine de Berland River a été récemment agrandie, et EnCana possède maintenant une participation directe de 24 pour cent ainsi qu'une capacité nette d'environ 40 millions de pieds cubes par jour.

Les nouvelles lignes directrices de mélange de la production annoncées par l'EUB en décembre 2006 ont eu un résultat positif sur les activités de l'unité économique. La majorité de l'assiette foncière de Bighorn fait partie de l'entité de mise en valeur n° 2 dans le Deep Basin de l'EUB. Les avantages principaux pour l'unité économique sont d'importantes réductions des coûts sur les nouveaux travaux de complétion de puits et la possibilité d'avoir accès à des zones additionnelles comportant le même nombre de fractures.

Clearwater

L'unité économique Clearwater s'étend de la frontière des États-Unis jusqu'au nord d'Edmonton et a été créée par la fusion des unités fonctionnelles antérieures de Chinook et de Parkland. Clearwater met principalement l'accent sur la zone de ressources clé de méthane de houillère intégré; toutefois, Clearwater est également chargée de la mise en valeur de la zone utile de méthane de houillère du groupe Mannville et de réservoirs en profondeur du Crétacé. EnCana détient une combinaison de terrains en propriété inconditionnelle, dont elle détient les droits miniers, et de terres de la couronne dans la zone de Clearwater. En 2006, EnCana a foré 729 puits de méthane de houillère intégrés nets, et la production s'est établie en moyenne à quelque 194 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de la zone de ressources de méthane de houillère intégré.

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.

Division des États-Unis

Les activités d'EnCana dans la division des 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. La majeure partie de la production de la division des États-Unis provient de

quatre zones de ressources clés suivantes : i) Jonah, ii) Piceance, iii) East Texas et iv) Fort Worth. La division des États-Unis possèdent également des participations dans des actifs de collecte et de traitement de gaz naturel, principalement au Colorado, au Wyoming, au Texas et en Utah.

En 2006, la division des États-Unis a engagé des dépenses en immobilisations essentielles aux États-Unis d'environ 2 061 millions de dollars et a foré environ 639 puits nets. En 2007, les investissements essentiels d'EnCana aux États-Unis devraient être d'environ 1 890 millions de dollars et comprendre le forage d'environ 660 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des États-Unis au 31 décembre 2006.

| 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 | 12 | 10 | 147 | 141 | 159 | 151 | 95 % |
| Piceance | 246 | 233 | 815 | 763 | 1 061 | 996 | 94 % |
| East Texas | 98 | 59 | 669 | 614 | 767 | 673 | 88 % |
| Fort Worth | 37 | 35 | 168 | 161 | 205 | 196 | 96 % |
| Bassin Maverick | 4 | 4 | 479 | 339 | 483 | 343 | 71 % |
| Bassin du fleuve Columbia | — | — | 823 | 811 | 823 | 811 | 99 % |
| Autres | 276 | 177 | 2 588 | 2 164 | 2 864 | 2 341 | 82 % |
| Total aux États-Unis | 673 | 518 | 5 689 | 4 993 | 6 362 | 5 511 | 87 % |

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) | |
|----------------------------------|--------------------------------------|-------|------------------------------|--------|---|-------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| | Jonah | 464 | 435 | 4 257 | 3 939 | 489 |
| Piceance | 326 | 307 | 2 416 | 2 965 | 341 | 325 |
| East Texas | 99 | 90 | 277 | 304 | 100 | 92 |
| Fort Worth | 101 | 70 | 607 | 345 | 105 | 72 |
| Autres | 192 | 193 | 5 401 | 6 337 | 225 | 230 |
| Total aux États-Unis | 1 182 | 1 095 | 12 958 | 13 890 | 1 260 | 1 178 |

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2006. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2006.

| Puits productifs (nombre de puits) | Puits de gaz productifs | | Puits de pétrole productifs | | Total des puits productifs | |
|---------------------------------------|-------------------------|-------|-----------------------------|------|----------------------------|-------|
| | Brut | Net | Brut | Brut | Net | Brut |
| Jonah | 669 | 609 | — | — | 669 | 609 |
| Piceance | 2 229 | 2 003 | — | — | 2 229 | 2 003 |
| East Texas | 827 | 412 | 12 | 6 | 839 | 418 |
| Fort Worth | 639 | 560 | 13 | 12 | 652 | 572 |
| Autres | 3 014 | 1 414 | 17 | 5 | 3 031 | 1 419 |
| Total aux États-Unis | 7 378 | 4 998 | 42 | 23 | 7 420 | 5 021 |

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

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 tire sa production de la formation Lance, qui contient des formations de sable empilées qui se retrouvent à des profondeurs de 8 500 à 11 500 pieds. Les puits sont stimulés au moyen de techniques de fracturation hydraulique perfectionnées à étapes multiples.

En mars 2006, EnCana a obtenu une approbation du Bureau of Land Management des États-Unis qui fait suite à un énoncé d'incidences environnementales. L'approbation confère à EnCana un accès à 600 emplacements à des espacements de 10 acres et d'autres emplacements à des espacements moindres, au besoin, pour obtenir la récupération optimale. En 2006, EnCana a foré environ 163 puits nets dans la région de Jonah, en hausse par rapport aux 104 puits nets forés en 2005. La production quotidienne de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 464 millions de pieds cubes en 2006, par rapport à environ 435 millions de pieds cubes en 2005.

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. L'acquisition de Tom Brown en mai 2004 comprenait des terrains et une production de gaz naturel dans le bassin. En 2006, EnCana a foré environ 220 puits nets dans le bassin, par rapport à 266 en 2005. En dépit du forage d'un nombre inférieur de puits en 2006, la production de gaz naturel a augmenté pour s'établir en moyenne à environ 326 millions de pieds cubes par jour par rapport à environ 307 millions de pieds cubes par jour en 2005.

En 2006, EnCana a finalisé quatre ententes en vue de la mise en valeur conjointe de parties du bassin Piceance. Au cours des trois prochaines années, il est prévu qu'EnCana forera environ 267 puits avec des fonds externes et que les partenaires d'EnCana financeront le forage d'environ 182 puits, qui permettront à des tiers d'obtenir environ 20 000 acres nettes.

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 zones de ressources clés d'EnCana. En juillet 2006, EnCana a augmenté sa participation directe dans la zone Deep Bossier dans la région de l'est du Texas pour la porter de 30 pour cent à 50 pour cent au moyen de l'acquisition d'un terrain. Cette multizone d'intérêt de gaz averse cible les zones Bossier et Cotton Valley. Au cours de 2006, EnCana a foré environ 59 puits nets dans le bassin et la production s'est établie en moyenne à 99 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Fort Worth

EnCana produit du gaz naturel et des LGN connexes dans le bassin Fort Worth, dans le nord du Texas. Le bassin 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 de ressources. 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 97 puits nets dans le bassin en 2006, et la production s'est établie en moyenne à 101 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Bassin Maverick

EnCana contrôle environ 479 000 acres brutes non mises en valeur (339 000 acres nettes) dans le bassin Maverick, dans le sud-ouest du Texas. Cette superficie, achetée en septembre 2005 en contrepartie d'environ 148 millions de dollars, renferme un important potentiel d'exploration dans la formation Pearsall Shale, en plus d'un potentiel multizone de la section superficielle. En 2007, la société prévoit forer jusqu'à six puits horizontaux et verticaux pour évaluer le potentiel de cette zone de schistes.

Bassin du fleuve Columbia

EnCana détient environ 823 000 acres brutes non mises en valeur (811 000 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. En 2006, EnCana a foré deux puits à une profondeur d'environ 14 000 pieds. Les données de forage et de complétion obtenues de ces puits sont actuellement examinées. Un troisième puits est foré dans la zone de ressources et devrait atteindre sa profondeur totale au cours du deuxième trimestre de 2007. Les activités d'EnCana dans le bassin du fleuve Columbia sont en grande partie financées par un partenaire externe qui obtiendra par la suite une participation dans cette zone.

Installations de collecte et de traitement

EnCana possède et exploite diverses installations de collecte et de traitement de gaz. À proximité de Rifle, au Colorado, EnCana possède une usine de réfrigération d'une capacité d'environ 440 millions de pieds cubes par jour et plus de 675 kilomètres de gazoducs. Les installations de collecte et de traitement situées près de Rangely, au Colorado, comprennent plus de 1 620 kilomètres de gazoducs et une installation de traitement d'une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. Au Texas, les installations de collecte comprennent une station de compression au champ et plus de 360 kilomètres de gazoducs. Près de Fort Lupton, au Colorado, les installations de collecte comprennent une station de compression au champ, des gazoducs s'étendant sur plus de 1 000 kilomètres et une installation de traitement d'une capacité d'environ 90 millions de pieds cubes par jour. À proximité de Moab, en Utah, EnCana est propriétaire d'une usine de traitement cryogénique du gaz naturel d'une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. Au centre ouest du Wyoming, EnCana dispose d'une station de compression au champ, de plus de 500 kilomètres de gazoducs et d'une installation de réfrigération d'une capacité d'environ 70 millions de pieds cubes par jour.

Division intégrée des sables bitumineux

La division intégrée des sables bitumineux comprend la totalité des actifs de l'entreprise intégrée de pétrole lourd nouvellement créée avec ConocoPhillips, décrite ci-après, ainsi que d'autres participations de la société dans les sables bitumineux et les actifs de gaz naturel dans le polygone de tir aérien de Cold Lake. La division compte des actifs au Canada et aux États-Unis et englobe deux zones de ressources de pétrole brut clés : i) Foster Creek et ii) Christina Lake. Au 31 décembre 2006, la société détenait des droits sur des sables bitumineux couvrant quelque 860 000 acres brutes (754 000 acres nettes) dans les régions des sables bitumineux de l'Athabasca et de Cold Lake et les droits exclusifs de concession visant une superficie supplémentaire de 505 000 acres nettes dans le polygone de tir aérien de Cold Lake.

En 2006, la division intégrée des sables bitumineux a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 745 millions de dollars et a foré environ 98 puits nets (8 puits de pétrole et 90 puits de gaz). En 2007, les investissements essentiels de la division intégrée des sables bitumineux devraient représenter environ 850 millions de dollars, dont une tranche d'environ 770 millions de dollars sera consacrée au forage d'environ 32 puits nets et à des projets d'expansion de la capacité de raffinage associée à l'entreprise intégrée de pétrole brut nouvellement créée.

Les renseignements concernant les avoirs fonciers, la production et les puits productifs figurant dans les tableaux suivants sont en date du 31 décembre 2006, avant l'apport des régions de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise intégrée de pétrole lourd exploitée avec ConocoPhillips.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division intégrée des sables bitumineux au 31 décembre 2006.

| 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 | |
| Polygone de tir aérien de Cold Lake | 373 | 351 | 449 | 445 | 822 | 796 | 97 % |
| Foster Creek | 8 | 8 | 51 | 51 | 59 | 59 | 100 % |
| Christina Lake | 1 | 1 | 43 | 43 | 44 | 44 | 100 % |
| Borealis | — | — | 338 | 338 | 338 | 338 | 100 % |
| Autres | 163 | 105 | 671 | 508 | 834 | 613 | 74 % |
| Total des sables bitumineux intégrés | 545 | 465 | 1 552 | 1 385 | 2 097 | 1 850 | 88 % |

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) | |
|--------------------------------------|--------------------------------------|------|------------------------------|--------|---|------|
| | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 | 2005 |
| Polygone de tir aérien de Cold Lake | 106 | 129 | — | — | 106 | 129 |
| Foster Creek | — | — | 36 910 | 29 019 | 221 | 174 |
| Christina Lake | — | — | 5 858 | 5 360 | 35 | 32 |
| Autres | 7 | 8 | 5 185 | 4 176 | 38 | 33 |
| Total des sables bitumineux intégrés | 113 | 137 | 47 953 | 38 555 | 400 | 368 |

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2006. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2006.

| Puits productifs (nombre de puits) | Puits de gaz productifs | | Puits de pétrole productifs | | Total des puits productifs | |
|---------------------------------------|-------------------------|------|-----------------------------|------|----------------------------|------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Polygone de tir aérien de Cold Lake | 642 | 618 | — | — | 642 | 618 |
| Foster Creek | — | — | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Christina Lake | 4 | 4 | 8 | 8 | 12 | 12 |
| Autres | 77 | 58 | 79 | 66 | 156 | 124 |
| Total des sables bitumineux intégrés | 723 | 680 | 149 | 136 | 872 | 816 |

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

Polygone de tir aérien de Cold Lake

EnCana produit du gaz naturel dans la région du polygone de tir aérien de Cold Lake situé dans le nord-est de l'Alberta. EnCana détient des droits d'accès de surface et de gaz naturel en vue de d'exploration, de la mise en valeur et du transport à partir de zones situées dans le polygone de tir aérien de Cold Lake qui ont été concédés par le gouvernement du Canada. 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 et l'exploitant. En 2006, la production de gaz naturel provenant de la région a été perturbée par la décision de l'EUB, en septembre 2003, d'interrompre la production de gaz naturel, décision qui est susceptible de nuire à la récupération des ressources en bitume. Cette décision a entraîné une diminution de la production annualisée de gaz naturel dans la région d'environ 22 millions de pieds cubes par jour en 2006 et de 22 millions de pieds cubes par jour en 2005. Aucun autre puits n'a été fermé au cours de 2005 ou de 2006. 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 des flux de trésorerie perdus en raison de l'interruption des puits.

Il est possible qu'une production de gaz d'environ 13 millions de pieds cubes par jour soit interrompue à compter d'avril 2007 en raison du risque de récupération additionnel des ressources de bitume dans la région. Une audience sur la question devrait débiter en février 2007.

Foster Creek

Au 31 décembre 2006, EnCana avait une participation indirecte exclusive dans Foster Creek, l'une des zones de ressources clés en pétrole brut de la société. EnCana possède les droits d'accès de surface qu'elle a obtenus du gouvernement du Canada et du gouvernement de l'Alberta et des droits sur des sables bitumineux en vue de l'exploration, de la mise en valeur et du transport à partir de régions situées dans le polygone de tir aérien de Cold Lake qui ont été attribués par le gouvernement de l'Alberta. En outre, EnCana possède les droits exclusifs de concessions visant plusieurs centaines de milliers d'acres de droits d'exploitation des sables bitumineux dans d'autres régions du polygone de tir aérien de Cold Lake. EnCana exploite actuellement un projet de récupération thermique de pétrole dans la région de Foster Creek en utilisant la technologie du drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »).

Au cours du quatrième trimestre de 2006, EnCana a réalisé la deuxième phase d'une expansion qui a permis d'augmenter la capacité de 20 000 barils par jour, portant la capacité de production à Foster Creek à environ 60 000 barils par jour. Les expansions déjà en cours devraient augmenter la capacité de production et la porter à environ 120 000 barils par jour d'ici la fin de 2009.

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 lorsqu'elle travaille à l'étude de conceptions de pompes différentes qui devrait permettre à la société d'optimiser le rendement du DGMV en fonctionnant à des pressions inférieures, obtenant ainsi des ratios vapeur-pétrole inférieurs et réduisant le coût des investissements de l'installation. Au 31 décembre 2006, EnCana exploitait 45 puits au moyen de pompes électriques submersibles à Foster Creek, et la société prévoit continuer d'utiliser cette technologie sur les nouveaux puits de DGMV.

Un autre champ d'intérêt d'EnCana est la réduction de la dépendance envers la vapeur dans la 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 du projet pilote Vapex servent maintenant au cours des recherches portant sur de nouvelles stratégies de production pour la récupération du bitume. 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 DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau du Power Pool de l'Alberta.

Christina Lake

Christina Lake est l'une des plus récentes zones de ressources clés d'EnCana. Au 31 décembre 2006, EnCana menait un projet pilote en propriété exclusive de récupération thermique du pétrole brut à Christina Lake, qui utilise également la technologie DGMV. En 2006, la société a approuvé une expansion qui devrait augmenter la capacité de production pour la porter à environ 18 000 barils par jour d'ici le deuxième semestre de 2008. En 2006, EnCana a parachevé l'installation d'un système d'évacuation des eaux pour l'usine.

En 2004, EnCana a entrepris un programme pilote de PAS à Christina Lake. Au cours de ce procédé, une petite quantité de solvants est mélangée à la vapeur pour améliorer la récupération. EnCana continue de produire et de surveiller les puits pilotes de PAS actuels et a récemment commencé à travailler avec un autre puits d'essai de PAS dans le réservoir principal.

Borealis

EnCana possède une participation directe exclusive visant environ 338 000 acres dans la région de Borealis qui est située à environ 90 kilomètres au nord de Fort McMurray. Borealis ne fait pas partie de l'entreprise exploitée avec ConocoPhillips. Au 31 décembre 2006, la société avait foré environ 190 puits de délimitation dans la région depuis 2000. En 2007, EnCana envisage de poursuivre son programme de puits stratigraphiques en forant environ 50 puits pour délimiter davantage ces terrains. Le travail de nature environnementale se poursuit en permanence en vue de soutenir les demandes de mise en valeur futures.

Entreprise intégrée de pétrole lourd

Le 3 janvier 2007, EnCana a mené à terme la création d'une entreprise intégrée de pétrole lourd avec ConocoPhillips. Cette entreprise comprend les actifs en amont canadiens, l'apport d'EnCana, et les actifs en aval américains, l'apport de ConocoPhillips.

Le volet en amont de l'entreprise intégrée de pétrole lourd est exploité par FCCL Oil Sands Partnership (la « société de personnes en amont »), qui est propriétaire des projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake, l'apport d'EnCana. EnCana et ConocoPhillips sont toutes deux propriétaires de 50 pour cent de la société de personnes en amont. EnCana est l'associée exploitant et gérant de la société de personnes en amont. Le volet en aval de l'entreprise intégrée de pétrole lourd est exploité par WRB Refining LLC (« WRB »), qui est propriété des raffineries de Wood River et de Borger, l'apport de ConocoPhillips. EnCana et ConocoPhillips sont toutes deux propriétaires de 50 pour cent de WRB; toutefois, ConocoPhillips détiendra un droit de participation inégal dans la raffinerie Borger pendant deux ans : 85 pour cent en 2007 et 65 pour cent en 2008. ConocoPhillips est l'exploitant et le gestionnaire de WRB. La société de personnes en amont possède un comité de gestion, alors que WRB possède un conseil d'administration; les deux sont composés de trois représentants d'EnCana et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux.

L'objectif de la société de personnes en amont est d'augmenter la production actuelle pour la porter d'environ 50 000 barils par jour pour la porter à environ 400 000 barils par jour de bitume d'ici 2015, projet qui comporte le transport et la vente du bitume sur les principales plaques tournantes de l'Alberta.

La raffinerie de Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité courante d'environ 146 000 barils de pétrole brut et d'environ 50 000 barils de LGN par jour. Elle traite principalement du pétrole brut léger acide et du pétrole brut de densité moyenne acide, ainsi que les LGN qu'elle reçoit de réseaux de pipelines nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur ainsi que des liquides de gaz naturel et des solvants. Les produits raffinés sont transportés par pipeline aux marchés du Texas, du Nouveau-Mexique, du Colorado et du centre du continent.

La raffinerie de Wood River, située à Roxana, en Illinois, a un débit courant d'environ 306 000 barils par jour, y compris une capacité de bitume d'environ 30 000 barils par jour. Elle traite un mélange de pétrole brut léger à faible teneur en soufre et de pétrole lourd à haute teneur en soufre qu'elle reçoit de pipelines de pétrole brut nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur, des charges d'alimentation pétrochimique et de l'asphalte. L'essence et le carburant diesel sont transportés par pipeline aux marchés du Midwest. Les produits restants sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon sur des marchés du Midwest.

L'objectif de WRB est d'augmenter la capacité de traitement du pétrole lourd aux installations de Wood River et de Borger pour la faire passer d'environ 60 000 barils par jour à environ 550 000 barils par jour (capacité de traitement de bitume de 30 000 à 275 000 barils par jour) d'ici 2015. WRB envisage d'acheter et de transporter toutes les charges d'alimentation pour les raffineries et de vendre des produits raffinés.

Division extracôtière et internationale

EnCana investit une petite partie de ses capitaux dans des occasions d'exploration à l'extérieur de ses régions géographiques principales, principalement au large de la côte est du Canada, au Brésil, au Moyen-Orient, au Groenland et en France. En 2006, la division extracôtière et internationale a engagé des dépenses en immobilisations essentielles d'environ 106 millions de dollars et foré environ quatre puits nets. En 2007, les investissements essentiels de la division extracôtière et internationale devraient représenter environ 88 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ cinq puits nets.

Côte est du Canada

Au 31 décembre 2006, EnCana détenait une participation visant environ 2,7 millions d'acres brutes (1,7 million d'acres nettes) au large de la côte est du Canada, qui comprend la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. EnCana exploite 10 de ses 16 licences dans ces régions et a une participation directe moyenne d'environ 61 pour cent.

EnCana est l'exploitant du champ Deep Panuke, situé au large de la Nouvelle-Écosse, et y possédait une participation directe d'environ 85 pour cent au 31 décembre 2006. EnCana continue d'évaluer la viabilité économique éventuelle du projet Deep Panuke. En juin 2006, EnCana et la province de la Nouvelle-Écosse ont conclu un accord stratégique portant sur les ressources d'énergie extracôtières stratégiques qui établissait l'infrastructure de la mise en valeur éventuelle du champ Deep Panuke. Par la suite, en novembre 2006, EnCana a déposé une demande de plan de mise en valeur auprès de l'office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtières. Le dépôt comprend un rapport d'évaluation environnementale et une demande adressée à l'Office national de l'énergie visant l'approbation de la construction et de l'exploitation d'un pipeline extracôtier.

Brésil

EnCana possède des participations sans exploitation dans 10 blocs d'exploration en eaux profondes et ultra profondes au large du Brésil, dont neuf sont exploités par Petrobras, la société pétrolière nationale du Brésil. Les avoirs fonciers d'EnCana dans ces blocs extracôtières totalisent environ 1,7 million d'acres brutes (0,5 million d'acres nettes) et sont assortis d'une participation directe moyenne de 31 pour cent. EnCana et ses partenaires ont foré un puits d'exploration brut dans le bassin Campos en 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 de 50 pour cent dans le bloc 2, qui englobe la plupart des terrains exploitées à terre de l'État du Qatar et couvre environ 2,2 millions d'acres brutes (1,1 million d'acres nettes). En 2005, EnCana est parvenue à un accord en vue de l'amodiation de 50 pour cent de sa participation directe dans le bloc. Qatar Petroleum a approuvé l'amodiation en février 2006. Deux puits bruts sont prévus sur le bloc en 2007.

EnCana possède aussi une participation directe de 50 pour cent dans les blocs terrestres 3 et 4 dans le Sultanat d'Oman. Les blocs englobent environ 8,6 millions d'acres brutes (4,3 millions d'acres nettes). Trois puits bruts sont prévus en 2007.

Groenland

EnCana possède une participation directe de 87 pour cent dans deux blocs d'exploration au large du Groenland, englobant environ 1,7 million d'acres brutes (1,5 million d'acres nettes). En 2007, EnCana prévoit amodier une partie de ses participations dans les deux blocs.

France

En février 2006, EnCana s'est vu attribuer une participation exclusive visant le permis d'exploration Foix, qui englobe environ 859 000 acres brutes dans le bassin d'Aquitaine terrestre dans le sud-ouest de la France. La société envisage un programme de forage d'exploration au moyen de multiples puits en 2007 afin de délimiter le potentiel de mise en valeur d'une zone de ressources en gaz naturel.

Division des activités médianes et de commercialisation

Les groupes divisionnaires de commercialisation d'EnCana s'attachent à améliorer le prix net de la production de la société. De ce fait, la division des activités médianes et de commercialisation coordonne les activités d'optimisation du marché, y compris les achats et les ventes de produits de tiers, pour obtenir plus de 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.

Commercialisation du gaz naturel

En 2006, environ 89 pour cent des ventes du gaz naturel produit par EnCana ont été commercialisées directement par EnCana auprès de sociétés de distribution, de sociétés industrielles et de sociétés de commercialisation du gaz locales et d'autres producteurs. La tranche restante de 11 pour cent a été commercialisée auprès de revendeurs qui approvisionnent en gaz naturel les marchés nord-américains. Les prix qu'obtient EnCana sont fondés principalement sur les indices de prix en vigueur pour le gaz naturel. Le prix du gaz naturel est tributaire du prix des autres combustibles sur ces marchés et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel.

EnCana atténue l'impact du risque de marché sur ses flux de trésorerie prévisionnels en concluant divers contrats de gestion des risques visant sa production de gaz naturel. En 2007, en tenant compte de ses contrats de gestion des risques, l'exposition d'ensemble d'EnCana aux prix de vente du gaz s'établissait à environ 42 pour cent à un prix fixe moyen à la NYMEX d'environ 8,49 \$ par million de pieds cubes, à environ 7 pour cent à un prix d'exercice à la NYMEX assuré d'environ 6,00 \$ par million de pieds cubes et à environ 51 pour cent sans couverture. 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 2006.

Commercialisation du pétrole brut

EnCana, par l'intermédiaire de ses divisions d'exploitation, vend son pétrole brut de l'Ouest canadien sur des marchés au Canada et aux États-Unis (134 869 barils par jour en 2006 et 131 638 barils par jour en 2005) 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 2006, 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 47 583 barils par jour (81 019 barils par jour en 2005). L'entente de commercialisation entre EnCana et COS a pris fin au deuxième trimestre de 2006. EnCana offre également des services de commercialisation au ministère de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta (45 542 barils par jour en 2006 et 48 425 barils par jour en 2005), aux termes d'une entente qui vient à échéance au deuxième trimestre de 2007.

Afin d'aider à minimiser l'impact du risque de marché sur ses flux de trésorerie prévisionnels, EnCana conclut divers contrats de gestion des risques 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 2006.

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 d'exploitation sur le marché non réglementé de l'Alberta. Les actifs physiques comprennent deux centrales de 106 mégawatts alimentées au gaz situées dans le sud de l'Alberta. 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 185 mégawatts et sa capacité de production est d'environ 159 mégawatts, si on exclut à la fois les besoins d'électricité et la capacité de production d'électricité de la division intégrée des sables bitumineux.

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 tous les ans depuis sa création. En 2006, les réserves d'EnCana au Canada ont été évaluées par McDaniel & Associates Consultants Ltd. et par GLJ Petroleum Consultants Ltd., alors que ses réserves aux États-Unis ont été évaluées par Netherland, Sewell & Associates, Inc. et par DeGolyer and MacNaughton.

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.

Données sur les quantités des réserves

L'augmentation des réserves de gaz naturel d'EnCana d'environ cinq pour cent enregistrée en 2006 découle principalement de la réussite des forages d'exploration et de la mise en valeur qui ont entraîné des agrandissements et des découvertes représentant 1 620 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 positives de 213 milliards de pieds cubes, soit environ 2 pour cent des réserves de gaz naturel prouvées au début de 2006. Le méthane de houillère intégré a représenté la majeure partie des révisions positives au Canada. Des révisions à la baisse de 88 milliards de pieds cubes aux États-Unis sont survenues principalement en raison d'un retrait de réserves prouvées non mises en valeur compte tenu d'une diminution prévue du niveau d'activités au cours des cinq prochaines années.

Au cours de 2005 et de 2004, les réserves de gaz naturel de la société ont augmenté principalement en raison des forages d'exploration et de mise en valeur effectués et d'acquisitions.

Les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana sont essentiellement inchangées à la fin de 2006 par rapport à celles de 2005. D'importantes augmentations des réserves prouvées, principalement à Christina Lake et à Foster Creek, ont été neutralisées par la réalisation de la vente des participations d'EnCana en Équateur et des révisions négatives au Canada. La révision à la baisse au Canada est attribuable à une réduction des réserves nettes, compte tenu des taux de redevances moyens calculés supérieurs à Foster Creek, attribuable à une augmentation de presque deux fois des prix dans le champ par rapport à la fin de l'année antérieure.

En 2005, les réserves de pétrole brut et de LGN avaient augmenté de façon importante, surtout en raison de la réintégration, découlant des prix à la fin de l'exercice 2005, de 363 millions de barils qui étaient présentés comme une révision à la baisse en 2004 en raison des prix anormalement bas du bitume à la fin de l'exercice 2004. Les réserves de pétrole brut et de 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.

Dans un souci de respecter les normes américaines exigeant que les réserves et les produits d'exploitation nets futurs connexes soient estimés selon la conjoncture économique et les conditions d'exploitation existantes (c.-à-d., les prix et les coûts à la date de l'estimation), les prix de référence à la fin de l'exercice 2006 s'établissaient comme suit : pétrole brut (WTI) 60,85 \$/b, (Edmonton Light) 67,58 \$ CA/b, soit dans le deux cas essentiellement les mêmes qu'à la fin de l'exercice 2005; dans le champ à Foster Creek, 35,10 \$ CA /b, une augmentation de 91 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2005; gaz naturel (Centre Henry) 5,64 \$/Mbtu, une diminution de 45 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2005 et gaz naturel (AECO) 6,07 \$ CA/Mbtu, une diminution de 37 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2005.

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 sont des estimations formulées à partir des rapports des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants mentionnés précédemment.

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 | Total | Canada | États-Unis | Équateur | Royaume- Uni | Total |
| | | | | | | | | | |
| 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 |
| Révisions 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 découlant du prix du bitume | — | — | — | — | 362,7 ⁴⁾ | — | — | — | 362,7 |
| Début de l'exercice avant révisions du bitume | 5 824 | 4 636 | — | 10 460 | 629,6 | 91,0 | 143,3 | — | 863,9 |
| 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 | 6 517 | 5 267 | — | 11 784 | 932,5 | 53,1 | 135,0 ⁵⁾ | — | 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 |
| 2006 | | | | | | | | | |
| Début de l'exercice | 6 517 | 5 267 | — | 11 784 | 932,5 | 53,1 | 135,0 | — | 1 120,6 |
| Révisions et récupération améliorée | 301 | (88) | — | 213 | (39,0) | (1,1) | — | — | (40,1) |
| Extensions et découvertes | 1 014 | 606 | — | 1 620 | 238,7 | 6,4 | — | — | 245,1 |
| Achats de réserves en place | — | 68 | — | 68 | — | 0,3 | — | — | 0,3 |
| Ventes de réserves en place | (6) | (32) | — | (38) | (0,1) | — | (130,6) | — | (130,7) |
| Production | (798) | (431) | — | (1 229) | (52,7) | (4,7) | (4,4) | — | (61,8) |
| Fin de l'exercice | 7 028 | 5 390 | — | 12 418 | 1 079,4 ⁶⁾ | 54,0 | — | — | 1 133,4 |
| Mises en valeur | 4 718 | 2 964 | — | 7 682 | 316,9 | 33,5 | — | — | 350,4 |
| Non mises en valeur | 2 310 | 2 426 | — | 4 736 | 762,5 | 20,5 | — | — | 783,0 |
| Total | 7 028 | 5 390 | — | 12 418 | 1 079,4 ⁶⁾ | 54,0 | — | — | 1 133,4 |

Notes :

1) Définitions :

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

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) La société a procédé au désinvestissement de ses activités en Équateur en 2006.

6) Les réserves de pétrole brut et de LGN prouvées au 31 décembre 2006 comprennent environ 800 millions de barils de bitume, dont 796 millions de barils sont attribuables aux participations de la société dans Foster Creek et Christina Lake à cette date. Le 2 janvier 2007, ces participations ont été fournies sous forme d'apport à la société de personnes en amont dans laquelle la société possède une participation de 50 pour cent. Par conséquent, à compter de cette date, les réserves de la société associées à ces terrains ont été réduites de 398 millions de barils.

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 aux participations d'EnCana dans l'optimisation des marchés.

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 | | |
|---|--------------------------|--------|--------|-------------|--------|--------|----------|---------|--------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Encaissements futurs | 72 262 | 71 786 | 37 791 | 27 165 | 40 504 | 27 063 | — | 5 350 | 3 317 |
| Moins les charges futures suivantes : | | | | | | | | | |
| Coûts de production | 20 471 | 16 765 | 7 760 | 4 123 | 3 262 | 2 462 | — | 2 093 | 1 136 |
| Coûts de mise en valeur | 9 355 | 6 164 | 3 157 | 4 715 | 4 174 | 3 213 | — | 429 | 198 |
| Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | 2 397 | 2 269 | 1 749 | 396 | 264 | 193 | — | 24 | 22 |
| Impôts sur les bénéfices | 8 816 | 13 170 | 6 279 | 5 349 | 11 041 | 7 021 | — | 662 | 342 |
| Flux de trésorerie nets futurs | 31 223 | 33 418 | 18 846 | 12 582 | 21 763 | 14 174 | — | 2 142 | 1 619 |
| Moins l'écart d'actualisation de l'échéance estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 % | 14 627 | 13 281 | 6 668 | 6 128 | 10 291 | 6 686 | — | 574 | 417 |
| Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs | 16 596 | 20 137 | 12 178 | 6 454 | 11 472 | 7 488 | — | 1 568 | 1 202 |
| | | | | Royaume-Uni | | | Total | | |
| | | | | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Encaissements futurs | | | | — | — | — | 99 427 | 117 640 | 68 171 |
| Moins les charges futures suivantes : | | | | | | | | | |
| Coûts de production | | | | — | — | — | 24 594 | 22 120 | 11 358 |
| Coûts de mise en valeur | | | | — | — | — | 14 070 | 10 767 | 6 568 |
| Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations | | | | — | — | — | 2 793 | 2 557 | 1 964 |
| Impôts sur les bénéfices | | | | — | — | — | 14 165 | 24 873 | 13 642 |
| Flux de trésorerie nets futurs | | | | — | — | — | 43 805 | 57 323 | 34 639 |
| Moins l'écart d'actualisation de l'échéancier estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 % | | | | — | — | — | 20 755 | 24 146 | 13 771 |
| Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs | | | | — | — | — | 23 050 | 33 177 | 20 868 |

**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 | | |
|---|--------------------------|---------|---------|------------|---------|---------|----------|-------|-------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Solde en début d'exercice | 20 137 | 12 178 | 10 015 | 11 472 | 7 488 | 4 888 | 1 568 | 1 202 | 1 367 |
| Variation résultant des éléments suivants : | | | | | | | | | |
| Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période | (5 970) | (5 720) | (3 965) | (2 373) | (2 436) | (1 474) | (142) | (604) | (264) |
| Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes | 2 584 | 4 278 | 3 562 | 877 | 3 582 | 2 436 | — | 159 | 236 |
| Achats de réserves prouvées en place | — | 26 | 531 | 69 | 237 | 2 786 | — | — | — |
| Ventes de réserves prouvées en place | (19) | (279) | (1 579) | (85) | (486) | (271) | (1 359) | — | — |
| Variation nette des prix et des coûts de production | (5 797) | 11 624 | 2 264 | (7 636) | 4 716 | 143 | — | 967 | (294) |
| Révisions aux estimations de quantités | 155 | 1 071 | 546 | 265 | (700) | (542) | — | 88 | (125) |
| Accroissement de l'écart d'actualisation | 2 809 | 1 629 | 1 349 | 1 714 | 1 103 | 725 | — | 147 | 176 |
| Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs | (805) | (888) | 57 | (350) | 162 | 22 | (46) | (148) | 15 |
| Autres facteurs | (174) | 63 | 32 | (381) | (64) | (49) | — | 8 | (29) |
| Variation nette des impôts sur les bénéfices | 3 676 | (3 845) | (634) | 2 882 | (2 130) | (1 176) | (21) | (251) | 120 |
| Solde en fin d'exercice | 16 596 | 20 137 | 12 178 | 6 454 | 11 472 | 7 488 | — | 1 568 | 1 202 |

| | Royaume-Uni | | | Total | | |
|---|--------------------------|------|-------|----------|---------|---------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | |
| Solde en début d'exercice | — | — | 565 | 33 177 | 20 868 | 16 835 |
| Variation résultant des éléments suivants : | | | | | | |
| Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période | — | — | (78) | (8 485) | (8 760) | (5 781) |
| Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes | — | — | — | 3 461 | 8 019 | 6 234 |
| Achats de réserves prouvées en place | — | — | 77 | 69 | 263 | 3 394 |
| Ventes de réserves prouvées en place | — | — | (899) | (1 463) | (765) | (2 749) |
| Variation nette des prix et des coûts de production | — | — | — | (13 433) | 17 307 | 2 113 |
| Révisions aux estimations de quantités | — | — | — | 420 | 459 | (121) |
| Accroissement de l'écart d'actualisation | — | — | 82 | 4 523 | 2 879 | 2 332 |
| Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs | — | — | — | (1 201) | (874) | 94 |
| Autres facteurs | — | — | — | (555) | 7 | (46) |
| Variation nette des impôts sur les bénéfices | — | — | 253 | 6 537 | (6 226) | (1 437) |
| Solde en fin d'exercice | — | — | — | 23 050 | 33 177 | 20 868 |

Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

Résultats d'exploitation

| | Canada | | | États-Unis | | | Équateur ⁽¹⁾ | | |
|--|--------------------------|-------|-------|------------|-------|-------|-------------------------|------|------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente | 7 190 | 6 701 | 4 787 | 3 096 | 3 052 | 1 861 | 190 | 873 | 451 |
| Moins : | | | | | | | | | |
| Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations | 1 220 | 981 | 822 | 723 | 616 | 387 | 48 | 269 | 187 |
| Amortissement et épuisement | 2 146 | 1 961 | 1 752 | 869 | 712 | 487 | 84 | 234 | 263 |
| Bénéfice (perte) d'exploitation | 3 824 | 3 759 | 2 213 | 1 504 | 1 724 | 987 | 58 | 370 | 1 |
| Impôts sur les bénéfices | 1 235 | 1 274 | 841 | 556 | 638 | 375 | 21 | 134 | 5 |
| Résultats d'exploitation | 2 589 | 2 485 | 1 372 | 948 | 1 086 | 612 | 37 | 236 | (4) |

| | Royaume-Uni | | | Autres pays | | | Total | | |
|--|--------------------------|------|------|-------------|------|------|--------|--------|-------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente | — | — | 117 | 2 | — | — | 10 478 | 10 626 | 7 216 |
| Moins : | | | | | | | | | |
| Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations | — | — | 39 | 11 | 6 | 4 | 2 002 | 1 872 | 1 439 |
| Amortissement et épuisement | — | — | 118 | 10 | 8 | 25 | 3 109 | 2 915 | 2 645 |
| Bénéfice (perte) d'exploitation | — | — | (40) | (19) | (14) | (29) | 5 367 | 5 839 | 3 132 |
| Impôts sur les bénéfices | — | — | (15) | — | — | — | 1 812 | 2 046 | 1 206 |
| Résultats d'exploitation | — | — | (25) | (19) | (14) | (29) | 3 555 | 3 793 | 1 926 |

Note :

- 1) La vente des activités d'EnCana en Équateur a été réalisée en février 2006 et une perte à la vente de 279 millions de dollars, y compris des indemnités, a été constatée. L'amortissement et l'épuisement en 2006 et en 2005 représentent des provisions qui ont été constatées en réduction de la valeur comptable nette 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 28 février 2006 et au 31 décembre 2005.

Coûts capitalisés

| | Canada | | | États-Unis | | | Équateur | | |
|---|--------------------------|--------|--------|------------|-------|-------|----------|-------|-------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Réserves prouvées de pétrole et de gaz | 31 546 | 27 074 | 22 455 | 9 796 | 7 753 | 7 552 | — | 1 926 | 1 784 |
| Réserves non prouvées de pétrole et de gaz | 1 700 | 1 998 | 1 855 | 1 221 | 870 | 728 | — | 18 | 45 |
| Total des coûts en capital | 33 246 | 29 072 | 24 310 | 11 017 | 8 623 | 8 280 | — | 1 944 | 1 829 |
| Amortissement cumulé et provision pour épuisement | 14 261 | 12 131 | 9 770 | 2 595 | 1 750 | 1 046 | — | 778 | 534 |
| Coûts capitalisés nets | 18 985 | 16 941 | 14 540 | 8 422 | 6 873 | 7 234 | — | 1 166 | 1 295 |

| | Royaume-Uni | | | Autres pays | | | Total | | |
|---|--------------------------|------|------|-------------|------|------|--------|--------|--------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Réserves prouvées de pétrole et de gaz | — | — | — | — | — | — | 41 342 | 36 753 | 31 791 |
| Réserves non prouvées de pétrole et de gaz | — | — | — | 361 | 470 | 425 | 3 282 | 3 356 | 3 053 |
| Total des coûts en capital | — | — | — | 361 | 470 | 425 | 44 624 | 40 109 | 34 844 |
| Amortissement cumulé et provision pour épuisement | — | — | — | 98 | 222 | 247 | 16 954 | 14 881 | 11 597 |
| Coûts capitalisés nets | — | — | — | 263 | 248 | 178 | 27 670 | 25 228 | 23 247 |

Coûts engagés

| | Canada | | | États-Unis | | | Équateur | | |
|-------------------------|--------------------------|-------|-------|------------|-------|-------|----------|------|------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Acquisitions | | | | | | | | | |
| — réserves non prouvées | — | — | 42 | 278 | 271 | 954 | — | — | — |
| — réserves prouvées | 47 | 30 | 204 | 6 | 141 | 2 051 | — | — | — |
| Total des acquisitions | 47 | 30 | 246 | 284 | 412 | 3 005 | — | — | — |
| Coûts d'exploration | 403 | 817 | 555 | 236 | 264 | 164 | 1 | 15 | 28 |
| Coûts de mise en valeur | 3 611 | 3 333 | 2 669 | 1 826 | 1 724 | 1 103 | 46 | 164 | 213 |
| Total des coûts engagés | 4 061 | 4 180 | 3 470 | 2 346 | 2 400 | 4 272 | 47 | 179 | 241 |

| | Royaume-Uni | | | Autres pays | | | Total | | |
|-------------------------|--------------------------|------|------|-------------|------|------|-------|-------|-------|
| | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (en millions de dollars) | | | | | | | | |
| Acquisitions | | | | | | | | | |
| — réserves non prouvées | — | — | — | — | — | — | 278 | 271 | 996 |
| — réserves prouvées | — | — | 130 | — | — | — | 53 | 171 | 2 385 |
| Total des acquisitions | — | — | 130 | — | — | — | 331 | 442 | 3 381 |
| Coûts d'exploration | — | — | 22 | 75 | 70 | 79 | 715 | 1 166 | 848 |
| Coûts de mise en valeur | — | — | 364 | — | — | — | 5 483 | 5 221 | 4 349 |
| Total des coûts engagés | — | — | 516 | 75 | 70 | 79 | 6 529 | 6 829 | 8 578 |

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 des trimestres pour les périodes indiquées.

| | Volumens des ventes — 2006 | | | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| VOLUMES DES VENTES | | | | | |
| Activités poursuivies : | | | | | |
| Gaz produit (Mpi³/j) | | | | | |
| Canada | | | | | |
| Production | 2 185 | 2 205 | 2 162 | 2 192 | 2 182 |
| Stocks – retrait/(injection) | — | — | — | — | — |
| Canada – ventes | 2 185 | 2 205 | 2 162 | 2 192 | 2 182 |
| États-Unis | 1 182 | 1 201 | 1 197 | 1 169 | 1 161 |
| Total du gaz produit | 3 367 | 3 406 | 3 359 | 3 361 | 3 343 |
| Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j) | | | | | |
| Amérique du Nord | | | | | |
| Pétroles léger et moyen | 44 360 | 41 872 | 45 980 | 43 727 | 45 889 |
| Pétrole lourd – Foster Creek/Christina Lake | 42 768 | 46 678 | 43 073 | 39 215 | 42 050 |
| Pétrole lourd – Autres emplacements | 43 369 | 39 498 | 37 605 | 46 128 | 50 431 |
| Liquides de gaz naturel ¹⁾ | | | | | |
| Canada | 11 713 | 11 856 | 11 387 | 11 607 | 12 006 |
| États-Unis | 12 494 | 12 250 | 12 520 | 12 793 | 12 415 |
| Total du pétrole et des liquides de gaz naturel | 154 704 | 152 154 | 150 565 | 153 470 | 162 791 |
| Total des activités poursuivies (Mpi³e/j) | 4 295 | 4 319 | 4 262 | 4 282 | 4 320 |
| Activités abandonnées : | | | | | |
| Équateur | | | | | |
| Production | 11 996 | — | — | — | 48 650 |
| Enlèvements excédentaires (déficitaires) | 370 | — | — | — | 1 500 |
| Équateur – ventes (b/j) | 12 366 | — | — | — | 50 150 |
| Total des activités abandonnées (Mpi³e/j) | 74 | — | — | — | 301 |
| Total (Mpi³e/j) | 4 369 | 4 319 | 4 262 | 4 282 | 4 621 |

Note :

1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

| VOLUMES DES VENTES | Volumes des ventes — 2005 | | | | |
|--|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Activités poursuivies : | | | | | |
| Gaz produit (Mpi^3/j) | | | | | |
| Canada | | | | | |
| Production | 2 125 | 2 172 | 2 123 | 2 151 | 2 052 |
| Stocks – retrait/(injection) | 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 – Foster Creek/Christina Lake | 34 379 | 39 839 | 32 580 | 31 025 | 34 027 |
| Pétrole lourd – Autres emplacements | 48 711 | 48 547 | 48 509 | 51 249 | 46 519 |
| 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 (Mpi^3e/j) | 4 163 | 4 282 | 4 125 | 4 155 | 4 089 |
| Activités abandonnées : | | | | | |
| Équateur | | | | | |
| Production | 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 (Mpi^3e/j) | 426 | 419 | 412 | 439 | 435 |
| Total (Mpi^3e/j) | 4 589 | 4 701 | 4 537 | 4 594 | 4 524 |

Note :

1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

| VOLUMES DES VENTES | Volumes des ventes — 2004 | | | | |
|---|---------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Activités poursuivies : | | | | | |
| Gaz produit (Mpi^3/j) | | | | | |
| Canada | | | | | |
| Production | 2 105 | 2 106 | 2 138 | 2 177 | 2 000 |
| Stocks – retrait/(injection) | (6) | (26) | — | — | — |
| Canada – ventes ¹⁾ | 2 099 | 2 080 | 2 138 | 2 177 | 2 000 |
| États-Unis | 869 | 1 007 | 958 | 824 | 684 |
| Total du gaz produit | 2 968 | 3 087 | 3 096 | 3 001 | 2 684 |
| Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j) | | | | | |
| Amérique du Nord | | | | | |
| Pétroles léger et moyen | 56 215 | 52 725 | 52 824 | 64 448 | 54 940 |
| Pétrole lourd – Foster Creek/Christina Lake | 33 105 | 33 035 | 34 384 | 33 624 | 31 353 |
| Pétrole lourd – Autres emplacements | 51 059 | 46 301 | 55 298 | 46 275 | 56 376 |
| 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 | 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) Les désinvestissements globaux nets représentent environ 42 Mpi^3/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.
- 2) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.
- 3) Les désinvestissements globaux nets représentent environ 15 500 b/j pour l'ensemble de l'exercice 2004.

Taux moyen des redevances

Le tableau suivant indique le taux moyen des redevances trimestrielles pour les périodes précisées. Ces taux excluent l'incidence des opérations de couverture réalisées.

| | 2006 | | | | | 2005 | | | | | 2004 | | | | |
|---------------------------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| | (pourcentage) | | | | | (pourcentage) | | | | | (pourcentage) | | | | |
| Activités poursuivies : | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gaz produit | | | | | | | | | | | | | | | |
| Canada | 10,5 | 9,9 | 10,5 | 10,4 | 11,2 | 11,7 | 11,9 | 11,8 | 11,0 | 11,9 | 12,5 | 12,0 | 12,2 | 12,7 | 13,3 |
| États-Unis | 18,5 | 18,3 | 18,4 | 18,7 | 18,7 | 18,6 | 18,6 | 19,9 | 17,9 | 18,1 | 19,6 | 19,8 | 18,3 | 21,1 | 19,3 |
| Pétrole brut | | | | | | | | | | | | | | | |
| Canada et États-Unis | 9,9 | 10,3 | 11,4 | 10,5 | 7,5 | 8,8 | 8,8 | 8,7 | 9,2 | 8,7 | 9,0 | 8,7 | 8,8 | 11,6 | 9,4 |
| Liquides de gaz naturel | | | | | | | | | | | | | | | |
| Canada | 15,5 | 15,3 | 16,3 | 14,4 | 16,1 | 14,9 | 14,4 | 15,8 | 15,6 | 13,8 | 15,7 | 16,5 | 18,5 | 13,1 | 14,8 |
| États-Unis | 18,7 | 18,8 | 17,7 | 20,1 | 18,3 | 18,2 | 19,4 | 20,1 | 12,7 | 20,0 | 18,7 | 21,4 | 13,6 | 20,7 | 19,2 |
| Total – Amérique du Nord | 13,0 | 12,7 | 13,2 | 13,1 | 12,9 | 13,3 | 13,5 | 13,8 | 12,6 | 13,3 | 13,7 | 13,8 | 13,2 | 14,1 | 13,7 |
| Activités abandonnées : | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pétrole brut – Équateur | 25,2 | — | — | — | 25,2 | 27,2 | 29,4 | 26,3 | 26,3 | 26,9 | 27,1 | 27,8 | 26,5 | 26,5 | 27,4 |

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 — 2006 | | | | | |
|---|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 | |
| Activités poursuivies : | | | | | | |
| Gaz produit – Canada (\$/kpi³) | | | | | | |
| Prix | | 6,20 | 5,87 | 5,59 | 5,71 | 7,66 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | 0,10 | 0,05 | 0,09 | 0,08 | 0,18 |
| Transport et vente | | 0,35 | 0,33 | 0,37 | 0,35 | 0,34 |
| Charges d'exploitation | | 0,79 | 0,82 | 0,78 | 0,77 | 0,79 |
| Revenu net | | 4,96 | 4,67 | 4,35 | 4,51 | 6,35 |
| Gaz produit – États-Unis (\$/kpi³) | | | | | | |
| Prix | | 6,35 | 5,65 | 6,04 | 6,08 | 7,70 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | 0,49 | 0,50 | 0,43 | 0,22 | 0,85 |
| Transport et vente | | 0,54 | 0,60 | 0,57 | 0,50 | 0,49 |
| Charges d'exploitation | | 0,65 | 0,68 | 0,59 | 0,70 | 0,64 |
| Revenu net | | 4,67 | 3,87 | 4,45 | 4,66 | 5,72 |
| Gaz produit – Total en Amérique du Nord (\$/kpi³) | | | | | | |
| Prix | | 6,25 | 5,79 | 5,75 | 5,84 | 7,68 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | 0,24 | 0,21 | 0,21 | 0,13 | 0,41 |
| Transport et vente | | 0,42 | 0,42 | 0,44 | 0,40 | 0,40 |
| Charges d'exploitation | | 0,74 | 0,77 | 0,71 | 0,74 | 0,74 |
| Revenu net | | 4,85 | 4,39 | 4,39 | 4,57 | 6,13 |
| Liquides de gaz naturel – Canada (\$/b) | | | | | | |
| Prix | | 51,12 | 44,79 | 55,95 | 55,19 | 48,84 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | — | — | — | — | — |
| Transport et vente | | 0,67 | 0,58 | 0,74 | 0,73 | 0,61 |
| Revenu net | | 50,45 | 44,21 | 55,21 | 54,46 | 48,23 |
| Liquides de gaz naturel – États-Unis (\$/b) | | | | | | |
| Prix | | 56,33 | 51,04 | 61,76 | 58,25 | 54,07 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | 4,19 | 4,62 | 4,42 | 2,60 | 5,18 |
| Transport et vente | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Revenu net | | 52,13 | 46,41 | 57,33 | 55,64 | 48,88 |
| Liquides de gaz naturel – Total en Amérique du Nord (\$/b) | | | | | | |
| Prix | | 53,81 | 47,97 | 58,99 | 56,80 | 51,50 |
| Taxes à la production et impôts miniers | | 2,16 | 2,35 | 2,31 | 1,36 | 2,63 |
| Transport et vente | | 0,33 | 0,29 | 0,36 | 0,35 | 0,31 |
| Revenu net | | 51,32 | 45,33 | 56,32 | 55,09 | 48,56 |

| | Résultats par éléments — 2006 | | | | |
|---|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Pétroles bruts léger et moyen – Amérique du Nord (\$/b) | | | | | |
| Prix | 51,76 | 43,28 | 56,50 | 61,62 | 45,31 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 2,16 | 2,15 | 2,13 | 2,47 | 1,92 |
| Transport et vente | 0,98 | 0,61 | 1,32 | 0,65 | 1,29 |
| Charges d'exploitation | 8,62 | 9,01 | 10,00 | 7,36 | 8,06 |
| Revenu net | 40,00 | 31,51 | 43,05 | 51,14 | 34,04 |
| Pétrole brut lourd – Foster Creek/Christina Lake (\$/b) | | | | | |
| Prix | 36,49 | 39,32 | 37,19 | 46,53 | 23,08 |
| Taxes à la production et impôts miniers | — | — | — | — | — |
| Transport et vente | 2,64 | 2,74 | 2,64 | 3,38 | 1,80 |
| Charges d'exploitation ¹⁾ | 12,38 | 13,07 | 14,06 | 11,78 | 10,39 |
| Revenu net | 21,47 | 23,51 | 20,49 | 31,37 | 10,89 |
| Pétrole brut lourd – Total en Amérique du Nord (\$/b) | | | | | |
| Prix | 36,72 | 33,87 | 44,32 | 46,49 | 23,53 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,07 | 0,04 |
| Transport et vente | 1,62 | 1,35 | 1,98 | 2,00 | 1,21 |
| Charges d'exploitation | 9,33 | 10,58 | 10,32 | 8,82 | 7,69 |
| Revenu net | 25,72 | 21,89 | 31,97 | 35,60 | 14,59 |
| Total du pétrole brut – Total en Amérique du Nord (\$/b) | | | | | |
| Prix | 41,83 | 36,94 | 48,74 | 51,62 | 30,76 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,77 | 0,74 | 0,81 | 0,88 | 0,66 |
| Transport et vente | 1,40 | 1,11 | 1,74 | 1,54 | 1,24 |
| Charges d'exploitation | 9,09 | 10,05 | 10,20 | 8,34 | 7,82 |
| Revenu net | 30,57 | 25,04 | 35,99 | 40,86 | 21,04 |
| Total des liquides – Canada (\$/b) | | | | | |
| Prix | 42,53 | 37,55 | 49,21 | 51,91 | 32,17 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,70 | 0,67 | 0,73 | 0,80 | 0,61 |
| Transport et vente | 1,35 | 1,06 | 1,67 | 1,48 | 1,19 |
| Charges d'exploitation | 8,33 | 9,21 | 9,39 | 7,63 | 7,17 |
| Revenu net | 32,15 | 26,61 | 37,42 | 42,00 | 23,20 |
| Total des liquides – Amérique du Nord (\$/b) | | | | | |
| Prix | 43,71 | 38,69 | 50,37 | 52,44 | 33,87 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,99 | 0,99 | 1,05 | 0,96 | 0,96 |
| Transport et vente | 1,24 | 0,98 | 1,52 | 1,35 | 1,10 |
| Charges d'exploitation | 7,66 | 8,47 | 8,58 | 7,01 | 6,64 |
| Revenu net | 33,82 | 28,25 | 39,22 | 43,12 | 25,17 |
| Total Amérique du Nord (\$/kpi³e) | | | | | |
| Prix | 6,48 | 5,93 | 6,31 | 6,46 | 7,22 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 0,22 | 0,20 | 0,20 | 0,13 | 0,36 |
| Transport et vente | 0,37 | 0,37 | 0,40 | 0,36 | 0,35 |
| Charges d'exploitation ²⁾ | 0,86 | 0,90 | 0,87 | 0,84 | 0,82 |
| Revenu net | 5,03 | 4,46 | 4,84 | 5,13 | 5,69 |
| Activités abandonnées : | | | | | |
| Pétrole brut – Équateur (\$/b) | | | | | |
| Prix | 44,35 | — | — | — | 44,35 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 5,03 | — | — | — | 5,03 |
| Transport et vente | 2,25 | — | — | — | 2,25 |
| Charges d'exploitation | 5,55 | — | — | — | 5,55 |
| Revenu net | 31,52 | — | — | — | 31,52 |

Notes :

- 1) Les charges d'exploitation relatives au pétrole lourd comprennent maintenant les frais reliés à l'installation de cogénération d'électricité de Foster Creek.
- 2) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées aux mesures incitatives à long terme représentant 0,02 \$/kpi³e.

| | 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 |

| | Résultats par éléments — 2005 | | | | |
|---|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| 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 |
| 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 bruts 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 – Foster Creek/Christina Lake (\$/b) | | | | | |
| Prix | 22,02 | 20,17 | 33,11 | 19,28 | 15,92 |
| Taxes à la production et impôts miniers | — | — | — | — | — |
| Transport et vente | 1,54 | 1,53 | 1,24 | 2,02 | 1,42 |
| Charges d'exploitation ¹⁾ | 10,94 | 11,93 | 10,74 | 11,71 | 9,25 |
| Revenu net | 9,54 | 6,71 | 21,13 | 5,55 | 5,25 |
| Pétrole brut lourd – Total en 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 | 7,74 | 8,50 | 7,95 | 7,43 | 6,97 |
| Revenu net | 18,94 | 18,61 | 30,62 | 14,19 | 12,24 |
| 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 | 7,23 | 7,79 | 7,35 | 7,02 | 6,74 |
| Revenu net | 25,14 | 24,84 | 36,18 | 21,00 | 18,94 |
| 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 | 6,61 | 7,13 | 6,66 | 6,45 | 6,19 |
| Revenu net | 26,69 | 26,85 | 37,17 | 22,43 | 20,62 |
| Total des liquides – Total en 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 | 6,04 | 6,56 | 6,08 | 5,91 | 5,61 |
| Revenu net | 28,18 | 28,63 | 38,18 | 23,97 | 22,15 |

| | Résultats par éléments — 2005 | | | | |
|--|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Total Amérique du Nord (\$/kpi ³ e) | | | | | |
| 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 ²⁾ | 0,71 | 0,77 | 0,72 | 0,67 | 0,66 |
| Revenu net | 5,77 | 7,85 | 6,02 | 4,78 | 4,36 |
| 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 |

Notes :

- 1) Les charges d'exploitation relatives au pétrole lourd comprennent maintenant les frais reliés à l'installation de cogénération d'électricité de Foster Creek.
- 2) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées aux mesures incitatives à long terme représentant 0,03 \$/kpi³e.

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

| | Résultats par éléments — 2004 | | | | |
|--|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Pétrole brut lourd – Foster Creek/Christina Lake (\$/b) | | | | | |
| Prix | 20,75 | 17,46 | 26,32 | 19,92 | 18,97 |
| Taxes à la production et impôts miniers | — | — | — | — | — |
| Transport et vente | 1,15 | 1,03 | 1,26 | 1,15 | 1,15 |
| Charges d'exploitation ¹⁾ | 9,34 | 10,41 | 9,03 | 8,97 | 8,96 |
| Revenu net | 10,26 | 6,02 | 16,03 | 9,80 | 8,86 |
| Pétrole brut lourd – Total en 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 | 6,10 | 7,24 | 5,39 | 5,77 | 6,11 |
| Revenu net | 16,18 | 14,66 | 20,94 | 15,09 | 13,62 |
| 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 | 6,00 | 6,91 | 5,80 | 5,36 | 6,02 |
| Revenu net | 20,45 | 21,08 | 23,93 | 19,97 | 16,84 |
| 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 | 5,48 | 6,28 | 5,33 | 4,90 | 5,48 |
| Revenu net | 21,36 | 22,45 | 24,64 | 20,67 | 17,73 |
| 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 | 5,06 | 5,72 | 4,87 | 4,53 | 5,17 |
| Revenu net | 22,15 | 23,56 | 25,30 | 21,29 | 18,41 |
| 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 ²⁾ | 0,57 | 0,61 | 0,54 | 0,54 | 0,60 |
| Revenu net | 4,21 | 4,70 | 4,17 | 4,09 | 3,85 |
| Activités abandonnées : | | | | | |
| Pétrole brut – Equateur (\$/b) | | | | | |
| Prix | 28,68 | 29,97 | 33,47 | 27,78 | 23,82 |
| Taxes à la production et impôts miniers | 2,13 | 2,73 | 2,62 | 1,84 | 1,37 |
| Transport et vente | 2,12 | 1,57 | 2,36 | 1,92 | 2,63 |
| Charges d'exploitation | 4,39 | 5,02 | 4,35 | 4,14 | 4,04 |
| Revenu net | 20,04 | 20,65 | 24,14 | 19,88 | 15,78 |
| Pétrole brut – Royaume-Uni (\$/b) | | | | | |
| Prix | 36,92 | 46,19 | 40,88 | 34,68 | 31,11 |
| Taxes à la production et impôts miniers | — | — | — | — | — |
| Transport et vente | 2,06 | 2,17 | 2,44 | 1,85 | 1,94 |
| Charges d'exploitation | 6,75 | 5,00 | 9,98 | 7,84 | 3,86 |
| Revenu net | 28,11 | 39,02 | 28,46 | 24,99 | 25,31 |

Notes :

- 1) Les charges d'exploitation relatives au pétrole lourd comprennent maintenant les frais reliés à l'installation de cogénération d'électricité de Foster Creek.
- 2) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées aux mesures incitatives à long terme représentant 0,01 \$/kpi³e.

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

| | 2006 | | | | |
|---|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Exercice | T4 | T3 | T2 | T1 |
| Activités poursuivies : | | | | | |
| Gaz naturel (\$/kpi ³) | 0,47 | 0,91 | 0,82 | 0,66 | (0,53) |
| Liquides (\$/b) | (3,32) | (3,30) | (3,45) | (3,43) | (3,12) |
| Total (\$/kpi ³ e) | 0,25 | 0,60 | 0,53 | 0,40 | (0,53) |
| Activités abandonnées : | | | | | |
| Pétrole de l'Équateur (\$/b) | (0,12) | — | — | — | (0,12) |
| | | | | | |
| | 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) |

Note :

1) Exclut les opérations de couverture dénouées en raison des désinvestissements 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 : | | | | | | | | | | | |
| 2006 : | | | | | | | | | | | |
| Canada | 281 | 230 | 7 | 7 | 7 | 6 | 295 | 243 | 128 | 423 | 243 |
| États-Unis | 12 | 7 | — | — | 2 | 1 | 14 | 8 | — | 14 | 8 |
| Autres pays | — | — | 2 | 1 | 4 | 1 | 6 | 2 | — | 6 | 2 |
| Total | 293 | 237 | 9 | 8 | 13 | 8 | 315 | 253 | 128 | 443 | 253 |
| 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 |
| Activités abandonnées : | | | | | | | | | | | |
| Équateur – 2006 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| Équateur – 2005 | — | — | 2 | 1 | 3 | 2 | 5 | 3 | — | 5 | 3 |
| Équateur – 2004 | — | — | 6 | 3 | — | — | 6 | 3 | — | 6 | 3 |
| Royaume-Uni – 2004 | — | — | 1 | — | 4 | 2 | 5 | 2 | — | 5 | 2 |

Puits de mise en valeur forés

| | Gaz | | Pétrole | | Secs et abandonnés | | Participation directe totale | | Redevances | Total | |
|--------------------------------|-------|-------|---------|------|--------------------|------|------------------------------|-------|------------|-------|-------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Bruts | Nets |
| Activités poursuivies : | | | | | | | | | | | |
| 2006 : | | | | | | | | | | | |
| Canada | 2 799 | 2 639 | 139 | 103 | 25 | 24 | 2 963 | 2 766 | 855 | 3 818 | 2 766 |
| États-Unis | 779 | 625 | — | — | 7 | 6 | 786 | 631 | 22 | 808 | 631 |
| Total | 3 578 | 3 264 | 139 | 103 | 32 | 30 | 3 749 | 3 397 | 877 | 4 626 | 3 397 |
| 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 |
| Activités abandonnées : | | | | | | | | | | | |
| Équateur – 2006 | — | — | 7 | 6 | 1 | 1 | 8 | 7 | — | 8 | 7 |
| Équateur – 2005 | — | — | 28 | 15 | 3 | 1 | 31 | 16 | — | 31 | 16 |
| Équateur – 2004 | — | — | 43 | 25 | 1 | 1 | 44 | 26 | — | 44 | 26 |
| Royaume-Uni – 2004 | — | — | 3 | 1 | — | — | 3 | 1 | — | 3 | 1 |

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 2006, EnCana travaillait au forage de 34 puits bruts (32 puits nets) au Canada, de 46 puits bruts (34 puits nets) aux États-Unis et de 1 puits à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

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 2006.

| | Gaz | | Pétrole | | Total | |
|--------------------------------|--------|--------|---------|-------|--------|--------|
| | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| Activités poursuivies : | | | | | | |
| Alberta | 35 826 | 33 764 | 3 956 | 3 593 | 39 782 | 37 357 |
| Colombie-Britannique | 1 950 | 1 758 | 16 | 10 | 1 966 | 1 768 |
| Saskatchewan | 477 | 451 | 1 244 | 544 | 1 721 | 995 |
| Manitoba | — | — | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Total au Canada | 38 253 | 35 973 | 5 217 | 4 148 | 43 470 | 40 121 |
| Colorado | 4 119 | 3 583 | — | — | 4 119 | 3 583 |
| Texas | 3 101 | 1 427 | 39 | 21 | 3 140 | 1 448 |
| Wyoming | 1 756 | 1 210 | 1 | — | 1 757 | 1 210 |
| Utah | 20 | 15 | 2 | 2 | 22 | 17 |
| Oklahoma | 1 | — | — | — | 1 | — |
| Total aux États-Unis | 8 997 | 6 235 | 42 | 23 | 9 039 | 6 258 |
| Total | 47 250 | 42 208 | 5 259 | 4 171 | 52 509 | 46 379 |

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevances dans 14 554 puits de gaz naturel et 9 155 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 28 296 puits bruts de gaz naturel (26 945 puits nets) et 1 314 puits bruts de pétrole brut (1 130 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 2006.

| | | Mis en valeur | | Non mis en valeur | | Totaux | |
|--------------------------------|---------------------|---------------|-------|-------------------|--------|--------|--------|
| | | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| (en milliers d'acres) | | | | | | | |
| Activités poursuivies : | | | | | | | |
| Canada | | | | | | | |
| Alberta | — Fief | 4 415 | 4 415 | 2 708 | 2 707 | 7 123 | 7 122 |
| | — Couronne | 4 051 | 3 200 | 5 259 | 4 368 | 9 310 | 7 568 |
| | — Propriété franche | 230 | 132 | 212 | 175 | 442 | 307 |
| | | 8 696 | 7 747 | 8 179 | 7 250 | 16 875 | 14 997 |
| Colombie-Britannique | — Couronne | 1 053 | 900 | 4 353 | 3 653 | 5 406 | 4 553 |
| | — Propriété franche | — | — | 7 | — | 7 | — |
| | | 1 053 | 900 | 4 360 | 3 653 | 5 413 | 4 553 |
| Saskatchewan | — Fief | 62 | 62 | 457 | 457 | 519 | 519 |
| | — Couronne | 133 | 114 | 508 | 461 | 641 | 575 |
| | — Propriété franche | 15 | 11 | 51 | 48 | 66 | 59 |
| | | 210 | 187 | 1 016 | 966 | 1 226 | 1 153 |
| Manitoba | — Fief | 3 | 3 | 263 | 263 | 266 | 266 |
| | | 3 | 3 | 263 | 263 | 266 | 266 |
| Terre-Neuve-et-Labrador | — Couronne | — | — | 1 550 | 1 018 | 1 550 | 1 018 |
| Nouvelle-Écosse | — Couronne | — | — | 1 184 | 638 | 1 184 | 638 |
| Territoires du Nord-Ouest | — Couronne | — | — | 314 | 174 | 314 | 174 |
| Yukon | — Couronne | — | — | 5 | 2 | 5 | 2 |
| Beaufort | — Couronne | — | — | 125 | 4 | 125 | 4 |
| Total au Canada | | 9 962 | 8 837 | 16 996 | 13 968 | 26 958 | 22 805 |

| | | Mis en valeur | | Non mis en valeur | | Totaux | |
|---|---------------------|---------------|-------|-------------------|--------|---------|--------|
| | | Bruts | Nets | Bruts | Nets | Bruts | Nets |
| (en milliers d'acres) | | | | | | | |
| États-Unis | | | | | | | |
| Colorado | — Fédéral/État | 191 | 178 | 798 | 732 | 989 | 910 |
| | — Propriété franche | 110 | 104 | 161 | 147 | 271 | 251 |
| | — Fief | 3 | 3 | 37 | 37 | 40 | 40 |
| | | 304 | 285 | 996 | 916 | 1 300 | 1 201 |
| Washington | — Fédéral/État | — | — | 638 | 626 | 638 | 626 |
| | — Propriété franche | — | — | 185 | 185 | 185 | 185 |
| | | — | — | 823 | 811 | 823 | 811 |
| Texas | — Fédéral/État | 8 | 3 | 441 | 423 | 449 | 426 |
| | — Propriété franche | 172 | 113 | 1 216 | 988 | 1 388 | 1 101 |
| | — Fief | — | — | 4 | 2 | 4 | 2 |
| | | 180 | 116 | 1 661 | 1 413 | 1 841 | 1 529 |
| Wyoming | — Fédéral/État | 143 | 87 | 785 | 593 | 928 | 680 |
| | — Propriété franche | 25 | 18 | 57 | 35 | 82 | 53 |
| | | 168 | 105 | 842 | 628 | 1 010 | 733 |
| Autres | — Fédéral/État | 9 | 7 | 336 | 199 | 345 | 206 |
| | — Propriété franche | 12 | 5 | 1 031 | 1 026 | 1 043 | 1 031 |
| | | 21 | 12 | 1 367 | 1 225 | 1 388 | 1 237 |
| Total aux États-Unis | | 673 | 518 | 5 689 | 4 993 | 6 362 | 5 511 |
| Tchad ⁷⁾ | | — | — | 54 103 | 27 052 | 54 103 | 27 052 |
| Oman | | — | — | 8 568 | 4 284 | 8 568 | 4 284 |
| Qatar | | — | — | 2 160 | 1 081 | 2 160 | 1 081 |
| Groenland | | — | — | 1 701 | 1 488 | 1 701 | 1 488 |
| Brésil | | — | — | 1 662 | 522 | 1 662 | 522 |
| Australie | | — | — | 1 053 | 357 | 1 053 | 357 |
| France | | — | — | 859 | 859 | 859 | 859 |
| Azerbaïdjan | | — | — | 346 | 17 | 346 | 17 |
| Total à l'échelle internationale | | — | — | 70 452 | 35 660 | 70 452 | 35 660 |
| Total | | 10 635 | 9 355 | 93 137 | 54 621 | 103 772 | 63 976 |

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 4,2 millions d'acres brutes visées par des concessions ou des 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. 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.
- 7) En janvier 2007, une filiale d'EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations dans des actifs d'exploration au Tchad.

Acquisitions, désinvestissements 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 particulières qui lui permettront d'agrandir ses zones de ressources clés. 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 2006 et 2005.

| | 2006 | 2005 |
|---|--------------------------|----------------|
| | (en millions de dollars) | |
| Amont | | |
| Canada – à l'exclusion de Foster Creek/Christina Lake | 3 383 | 3 757 |
| Foster Creek/Christina Lake | 632 | 393 |
| Total au Canada | 4 015 | 4 150 |
| États-Unis | 2 061 | 1 982 |
| Autres pays | 75 | 70 |
| | 6 151 | 6 202 |
| Optimisation des marchés | 44 | 197 |
| Activités non sectorielles | 74 | 78 |
| Dépenses en immobilisations visant les biens prioritaires des activités poursuivies | 6 269 | 6 477 |
| Amont | | |
| Acquisitions | | |
| Avoirs fonciers | | |
| Canada | 47 | 30 |
| États-Unis ¹⁾ | 284 | 418 |
| Désinvestissements | | |
| Avoirs fonciers | | |
| Canada | (59) | (447) |
| États-Unis | (19) | (2 074) |
| Entreprise ²⁾ | (367) | — |
| Optimisation des marchés | | |
| Entreprise ³⁾ | (244) | — |
| Activités non sectorielles | — | (2) |
| Activités nettes d'acquisitions et de désinvestissements au titre des opérations poursuivies | (358) | (2 075) |
| Activités abandonnées | | |
| Équateur ⁴⁾ | (1 116) | 179 |
| Activités médianes ⁵⁾ | (1 531) | (484) |
| Investissements nets | 3 264 | 4 097 |

Notes :

- 1) La société a acquis une participation exploitée supplémentaire dans l'est du Texas le 29 juin 2006.
- 2) La vente des actions d'EnCanBrasil Limitada a été réalisée le 16 août 2006.
- 3) La vente des actions d'Entrega Gas Pipeline LLC a été réalisée le 23 février 2006.
- 4) La vente de la totalité des participations de la société en Équateur a été réalisée le 28 février 2006.
- 5) La vente de la phase 1 des participations d'EnCana dans le stockage de gaz a été réalisée le 12 mai 2006 et a été suivie par la phase 2 qui a été réalisée le 17 novembre 2006.

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 2006.

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, des LGN, des diluants et de l'électricité, iv) la fourniture de charges d'alimentation de raffinerie et le marché des produits raffinés, v) l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation et vi) 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 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 2006, 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 2007. 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 quelque 5,3 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. 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 et est informé des violations importantes 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 2006, EnCana comptait 4 678 employés équivalent temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

| | Employés ETP |
|--|---------------------|
| Amont | 3 337 |
| Activités médianes et de commercialisation | 615 |
| Activités non sectorielles | 726 |
| Total | 4 678 |

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

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2006, la totalité des réserves et la totalité de la production d'EnCana étaient situées 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 désinvestissements. Entre décembre 2005 et février 2006, la société a réalisé la restructuration de diverses filiales canadiennes afin d'éliminer les personnes morales devenues non nécessaires.

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 Partners L.P. (Enterprise Products GP, LLC) <i>(Entreprise de services intermédiaires d'énergie)</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>(Producteur 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> |

| Nom et lieu de résidence | Administrateur depuis¹²⁾ | Occupation principale |
|---|--|--|
| 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 |
| JANE L. PEVERETT ^{1),5)} 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>) Président du conseil OPTI Canada Inc. (<i>Société d'exploitation de sables bitumineux</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 14 administrateurs. À la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, la société demandera à ses actionnaires d'élire au poste d'administrateur les 13 candidats nommés dans le tableau précédent (à l'exception de M. Michael N. Chernoff, qui prendra sa retraite) et deux nouveaux candidats, M. Allan P. Sawin et M. Wayne G. Thomson, 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, aux termes desquelles un administrateur ne peut se porter candidat à sa réélection à la première assemblée annuelle après avoir atteint l'âge de 71 ans, tous les administrateurs peuvent se présenter pour un nouveau mandat.

Hauts dirigeants

| Nom et lieu de résidence | Poste au sein de la société (de la division) |
|--|---|
| DAVID P. O'BRIEN Calgary (Alberta) Canada | Président du conseil |
| RANDALL K. ERESMAN Calgary (Alberta) Canada | Président et chef de la direction |
| JOHN K. BRANNAN ¹⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur <i>(président de la division intégrée des sables bitumineux)</i> |
| SHERRI A. BRILLON ²⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-présidente directrice de la planification stratégique et de la gestion de portefeuille |
| BRIAN C. FERGUSON Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur et chef des finances |
| MICHAEL M. GRAHAM Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur <i>(président de la division des contreforts canadienne)</i> |
| SHEILA M. MCINTOSH ³⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-présidente directrice des communications de l'entreprise |
| R. WILLIAM OLIVER ⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise <i>(président de la division des activités médianes et de commercialisation)</i> |
| GERARD J. PROTTI ⁵⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur des relations d'entreprise <i>(président de la division extracôtière et internationale)</i> |
| DONALD T. SWYSTUN ⁶⁾ Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur <i>(président de la division des plaines canadienne)</i> |
| HAYWARD J. WALLS Calgary (Alberta) Canada | Vice-président directeur des services d'entreprise |
| JEFF E. WOJAHN Denver (Colorado) États-Unis | Vice-président directeur <i>(président de la division des États-Unis)</i> |

Notes :

- 1) John K. Brannan (auparavant directeur général de FINV) a été nommé vice-président directeur d'EnCana et président de la division intégrée des sables bitumineux le 1^{er} janvier 2007.
- 2) Sherri A. Brillon (auparavant vice-présidente de la planification stratégique et de la gestion de portefeuille) a été nommé vice-présidente directrice de la planification stratégique et de la gestion de portefeuille d'EnCana le 1^{er} janvier 2007.
- 3) Sheila M. McIntosh (auparavant vice-présidente des relations avec les investisseurs) a été nommé vice-présidente directrice des communications de l'entreprise d'EnCana le 1^{er} janvier 2007.
- 4) R. William Oliver (auparavant vice-président directeur d'EnCana et président des activités médianes et de commercialisation) a été nommé vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise d'EnCana le 1^{er} janvier 2007 et reste président de la division des activités médianes et de commercialisation.
- 5) Gerard J. Protti (vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise) a été, outre son poste actuel, nommé président de la division extracôtière et internationale le 1^{er} janvier 2007.
- 6) Donald T. Swystun (auparavant vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise) a été nommé vice-président directeur d'EnCana et président de la division des plaines canadienne le 1^{er} janvier 2007.

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 Partners 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. Avant mars 2005, il était administrateur de sociétés.

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 première vice-présidente, Ventes et commercialisation de juin 2000 à avril 2001.

M. Sawin est candidat à l'élection à titre d'administrateur de la société à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires. M. Sawin est président de Bear Investments Inc., une société d'investissement privée. De 1990 jusqu'à la vente de cette société à CCS Income Trust en mai 2006, il était président, administrateur et en partie propriétaire de Grizzly Well Servicing Inc. et de sociétés connexes. Il est également administrateur d'un certain nombre de sociétés fermées.

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

M. Thomson est candidat à l'élection à titre d'administrateur de la société à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires. Depuis février 2005, M. Thomson est président et administrateur de Virgin Resources Limited, une petite société fermée d'exploration de pétrole et de gaz naturel internationale qui concentre ses activités au Yémen. Il est administrateur de TG World Energy Corp. (société d'exploration de pétrole et gaz internationale inscrite à la cote de la bourse de croissance TSX) et un administrateur d'EcoMax Energy Services Ltd. (société de services pétroliers et gaziers inscrites à la cote de la bourse de croissance TSX). Il est également administrateur de plusieurs sociétés fermées. M. Thomson a été président et administrateur d'Airborne Pollution Control de 2001 à 2003. Avant 2001, il a été président et administrateur de sociétés fermées du secteur pétrolier et gazier, soit Hadrian Energy Corp., Gardiner Exploration Limited et Petrocorp Exploration Limited (société pétrolière et gazière de la Nouvelle-Zélande), une division de Fletcher Challenge (société ouverte) et a également été président de Gardiner Oil and Gas Limited lorsque elle était une société ouverte inscrite à la Bourse de Toronto.

Tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, au 14 février 2007, directement ou indirectement, de 2 275 823 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 3 590 778 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. Il est également un administrateur et un ancien membre du comité de vérification d'Enerflex Systems Ltd. (fabricant de systèmes de compression) et un administrateur et le président du comité des finances de Synenco Energy Inc. (société d'extraction de sables bitumineux).

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). Il est également administrateur et président du conseil (et a été président du comité de vérification) de The Wawanesa Mutual Insurance Company (compagnie mutuelle d'assurances de biens et de dommages) et ses compagnies connexes, The Wawanesa Life Insurance Company et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Company, basée en Californie. 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 6 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 exploitation minière (Université Concordia). Il est président de Stanford Resource Management Inc. (gestion de placements). Il est administrateur et président du conseil d'OPTI Canada Inc. (société de mise en valeur et revalorisation des sables bitumineux). Il est également administrateur de Kinder Morgan, Inc. (société énergétique du secteur intermédiaire d'Amérique du Nord) et de 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. M. Stanford a été administrateur, président et chef de la direction de Petro-Canada (société pétrolière et gazière) de 1993 jusqu'à sa retraite en 2000. Il a été également président, chef de l'exploitation et administrateur auprès de cette même société de 1990 à 1993.

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./s.e.n.c.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./s.e.n.c.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./s.e.n.c.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./s.e.n.c.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./s.e.n.c.r.l. au cours des exercices 2006 et 2005.

| (en milliers de dollars) | 2006 | 2005 |
|---|--------------|--------------|
| Honoraires de vérification ¹⁾ | 3 762 | 3 726 |
| Honoraires liés à la vérification ²⁾ | 401 | 894 |
| Honoraires en fiscalité ³⁾ | 1 215 | 1 021 |
| Tous les autres honoraires ⁴⁾ | 34 | 26 |
| Total | 5 412 | 5 667 |

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 2006 et 2005, les services de cette catégorie ont compris les contrôles préalables à l'égard des acquisitions et des désinvestissements, la recherche portant sur des questions comptables et des questions liées à la vérification et l'examen de la présentation des réserves.
- 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 2006 et 2005, les services de cette catégorie ont compris l'aide et les conseils portant sur la préparation des déclarations de revenus des sociétés et les services fiscaux à l'étranger.
- 4) Au cours des exercices 2006 et 2005, 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 2005 ni en 2006.

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 2006, environ 784 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 correspond environ au cours du marché des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Les options attribuées aux termes du régime sont en général susceptibles d'être levées intégralement après un délai de trois ans et viennent à expiration cinq ans après la date de l'attribution. 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'acquérir une action ordinaire à 50 pour cent de son cours du marché au moment de l'exercice. Le régime a été reconfirmé à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2004 et doit être reconfirmé à toutes les trois assemblées annuelles par la suite jusqu'à son expiration le 30 juillet 2011. Il est prévu que le régime sera présenté aux actionnaires en vue de sa reconfirmation à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2007.

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 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 2006.

| | Standard & Poor's Ratings 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 | Positive | 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 A- de S&P se situe au sein de la troisième catégorie en importance parmi dix catégories et indique que le débiteur a une forte capacité à respecter ses engagements financiers, mais qu'il 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. 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'acquitter 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 Baa2 de Moody's se situe au sein de 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. L'addition d'une perspective aux notes, « positive (POS) », « négative (NEG) » ou « stable (STA) », constitue une opinion concernant la tendance vraisemblable d'une note à moyen terme. 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 A (bas) de DBRS se situe au sein de 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 celles dont les titres ont 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 2006.

| | 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) |
| 2006 | | | | | | | | |
| Janvier | 57,10 | 51,70 | 56,75 | 90,0 | 49,93 | 44,68 | 49,86 | 83,2 |
| Février | 57,08 | 44,96 | 47,00 | 88,0 | 50,05 | 39,54 | 41,31 | 90,8 |
| Mars | 57,00 | 46,55 | 54,50 | 95,2 | 49,04 | 40,92 | 46,73 | 84,4 |
| Avril | 59,25 | 53,45 | 55,88 | 57,6 | 52,33 | 46,54 | 50,05 | 59,0 |
| Mai | 59,20 | 49,51 | 55,56 | 61,2 | 53,70 | 44,02 | 50,54 | 72,3 |
| Juin | 59,38 | 49,91 | 58,78 | 65,5 | 53,31 | 45,15 | 52,64 | 76,4 |
| Juillet | 62,52 | 53,61 | 61,04 | 48,6 | 55,43 | 46,88 | 54,06 | 53,8 |
| Août | 62,49 | 58,00 | 58,00 | 46,0 | 55,93 | 52,24 | 52,74 | 50,1 |
| Septembre | 59,51 | 48,35 | 52,01 | 65,5 | 53,68 | 43,32 | 46,69 | 63,4 |
| Octobre | 55,47 | 48,28 | 53,33 | 72,0 | 49,20 | 42,75 | 47,49 | 74,5 |
| Novembre | 61,00 | 51,83 | 59,36 | 58,2 | 53,44 | 45,77 | 52,21 | 61,4 |
| Décembre | 61,90 | 53,55 | 53,66 | 58,7 | 53,90 | 45,95 | 45,95 | 61,5 |

En novembre 2006, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal. Aux termes du programme renouvelé, EnCana a le droit d'acheter jusqu'à 10 pour cent de ses actions ordinaires en circulation. 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 janvier 2007, EnCana a acheté 10,8 millions d'actions aux termes du programme en contrepartie d'environ 494 millions de dollars.

En 2006, EnCana a acheté 85,6 millions d'actions aux termes du programme à un prix moyen de 49,26 \$ en contrepartie d'environ 4,2 milliards de dollars.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. En 2004, des dividendes en espèces ont été versés aux porteurs d'actions ordinaires au taux de 0,20 \$ par action par 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). Au cours du deuxième trimestre de 2006, EnCana a augmenté son dividende de 33 pour cent pour le porter à 0,40 \$ par action (0,10 \$ par action chaque trimestre). Le conseil d'administration d'EnCana a déclaré un dividende de 0,20 \$ par action payable le 30 mars 2007 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2007, une augmentation de 100 pour cent par rapport au dividende antérieur. 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 du prix des diluants et des coûts supérieurs 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.

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. Aux termes des PCGR du Canada, les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couvertures, ou qui ne sont pas désignés comme couvertures, sont évalués à la valeur du marché, les variations de la juste valeur étant constatées dans le bénéfice net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité du bénéfice net déclaré de la société.

Les modalités des divers contrats 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 contrats 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 contrats de couverture de la société ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces contrats.

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

La société entreprend divers projets, dont des projets d'exploration et de mise en valeur et la construction ou l'agrandissement d'installations, de raffineries 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 disponibilité de diluants pour transporter le pétrole brut;
- la capacité d'avoir accès aux terrains;
- le climat;
- les augmentations de coûts non prévues;
- les accidents;
- la conjoncture commerciale et la situation générale du marché;
- la disponibilité de main-d'œuvre compétente;
- les questions d'ordre environnemental et réglementaire.

Toutes les activités d'EnCana font l'objet de règlements et de mesures des gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage, la complétion 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, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement en vertu de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux, canadiens, américains et autres (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 gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention de réglementer les gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants de l'air. Le gouvernement élabore actuellement un cadre de travail qui indique les grandes lignes de son plan d'action en matière d'assainissement de l'air et des changements climatiques, y compris une cible de réduction des émissions de GES de 45 à

65 pour cent d'ici 2050 et un engagement à réglementer le secteur en fonction de l'intensité des émissions à court terme. Actuellement, peu de détails techniques sont connus au sujet de la mise en application du plan du gouvernement en vue de réglementer les émissions de GES industriels, mais le gouvernement s'est engagé à travailler avec le secteur pour en préciser les aspects particuliers.

Puisque ce programme fédéral est en voie d'élaboration, EnCana n'est pas en mesure de prédire toute l'ampleur de l'incidence des règlements éventuels sur son entreprise. Par conséquent, il est possible que la société soit confrontée à des augmentations des charges d'exploitation afin de respecter la législation sur les émissions de GES. Toutefois, EnCana, de concert avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers, continuera de travailler avec le gouvernement en vue d'élaborer 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.

EnCana poursuivra ses activités actuelles en vue de réduire l'intensité des émissions et d'améliorer l'efficacité énergétique. Les efforts de la société en ce qui concerne la gestion des émissions se fondent sur les éléments clés suivants :

- une pondération importante à l'égard du gaz naturel;
- la reconnaissance à titre de chef de file du secteur pour ce qui est de la séquestration du CO₂;
- l'accent sur la mise au point d'une technologie en vue de réduire les émissions de GES;
- la participation à la création de pratiques exemplaires au sein du secteur;
- l'obtention d'un ratio vapeur/pétrole de premier plan au sein de l'industrie, qui se traduit directement par une baisse de l'intensité des émissions.

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 et de raffinage. 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, au stockage, au raffinage et à la commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et autres produits connexes, au forage et à la complétion 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 EnCana n'est pas pleinement assurée 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 réalisées et non réalisées.

Les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés 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 réalisées et non réalisées 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 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 actifs 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.

La totalité des activités en aval de la société sont exercées par ConocoPhillips. Le succès des activités en aval de la société dépend entièrement de la capacité de ConocoPhillips à exploiter cette entreprise avec succès.

La volatilité des marges attribuables aux activités en aval aura une incidence sur les résultats d'EnCana

Les activités en aval d'EnCana sont sensibles aux marges obtenues sur les produits raffinés. La volatilité des marges subit les répercussions de nombreuses situations, y compris les suivantes : la concurrence pratiquée sur le marché, le coût du pétrole brut, les fluctuations de l'offre et de la demande de produits raffinés et les conditions météorologiques. Il est prévu que la totalité de ces facteurs ainsi que d'autres continueront d'avoir une incidence sur les marges attribuables aux activités en aval dans un avenir prévisible. Par conséquent, il est raisonnable de s'attendre à ce que les résultats des activités en aval fluctueront au fil du temps et d'une période à l'autre.

Les activités de la société exercées à l'étranger 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 DGMV 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 forte augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGMV 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.

Au cours de la période entre 2003 et 2005, EnCana et sa filiale de commercialisation américaine en propriété exclusive indirecte, WD Energy Services Inc. (« WD »), ainsi que d'autres sociétés énergétiques, ont été nommées à titre de défendeurs dans plusieurs actions en justice, dont certaines étaient des recours collectifs, en ce qui concerne la vente de gaz naturel de 1999 à 2002. Les actions en justice allèguent que les défendeurs ont pris part à une conspiration avec des concurrents non identifiés sur les marchés du gaz naturel en Californie, en violation des lois sur la concurrence déloyale et des lois antitrust de la Californie et des États-Unis.

Sans admettre une responsabilité quelconque dans les actions en justice, WD a convenu de régler la totalité des recours collectifs intentés devant le tribunal d'État et le tribunal fédéral en contrepartie de paiements de 20,5 millions de dollars et de 2,4 millions de dollars, respectivement. L'approbation du tribunal quant au règlement du recours collectif intenté devant le tribunal fédéral en contrepartie de 2,4 millions de dollars est en instance, tandis que l'approbation du tribunal a été obtenue à l'égard de l'action intentée devant le tribunal d'État. En outre, comme il a été indiqué précédemment, sans admettre une responsabilité quelconque, WD a conclu des règlements avec la Commodity Futures Trading Commission (« CFTC ») des États-Unis et le règlement d'un recours collectif regroupé communiqué auparavant devant le tribunal du district de New York des États-Unis en contrepartie de 8,2 millions de dollars.

Les autres actions en justice ont été entreprises par des demandeurs individuels dont l'un est E. & J. Gallo Winery (« Gallo »). L'action en justice de Gallo réclame des dommages supérieurs à 30 millions de dollars. Les autres actions en justice restantes ne précisent pas le montant précis des dommages demandés. Les lois de la Californie permettent que le montant des dommages-intérêts éventuel soit triplé.

EnCana entend présenter une défense vigoureuse contre toute réclamation en responsabilité alléguée dans les 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 ou si ces allégations susciteront d'autres procédures.

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./s.e.n.c.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 2006 et pour l'exercice terminé à cette date. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.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 23 février 2007 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 2006.

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 2006. Ces données portent notamment sur :
 - i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2006, 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 bénéfices), 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 2006.

| 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 % (M\$ US) |
|--|--------------------------|--|--------------|---|
| | | Gaz | Liquides | |
| | | (Gpi ³) | (Mb) | |
| McDaniel & Associates Consultants Ltd. Le 25 janvier 2007 | Canada | 4 280 | 983 | 13 674 |
| GLJ Petroleum Consultants Ltd. Le 18 janvier 2007 | Canada | 2 748 | 96 | 6 627 |
| Netherland, Sewell & Associates, Inc. Le 18 janvier 2007 | États-Unis | 4 230 | 50 | 6 833 |
| DeGolyer and MacNaughton Le 18 janvier 2007 | États-Unis | 1 160 | 4 | 1 692 |
| Totaux | | 12 418 | 1 133 | 28 826 |

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 2007

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 2006, 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 2007 (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 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 de la société (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) Donald T. Swystun
Vice-président directeur

(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 2007

ANNEXE C

Mandat du comité de vérification

Dernière mise à jour, le 13 décembre 2006

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 et 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 *United States 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 n'est pas disponible ni en mesure d'assister à une réunion du comité, il demande à un autre membre de présider la réunion, sinon, 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.

Les dispositions concernant le président dans la présente section devrait être lues conjointement avec la section relative au président de comité dans les *Lignes directrices générales relatives au président du conseil d'administration et aux présidents des comités du conseil*.

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 ou par écrit, par télécopieur ou un moyen de communication électronique 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. Un examen 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. Les 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 subjectives ou les plus importantes.

États financiers trimestriels

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

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

Autres dépôts financiers et documents publics

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

Cadre des contrôles internes

- 5. S'assurer que la direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs internes fournissent au comité un rapport annuel portant sur le cadre des contrôles de la société pour autant qu'ils concernent le processus de communication de l'information financière et les contrôles de la société.
- 6. Examiner les risques financiers importants et évaluer les mesures prises par la direction en vue de surveiller, de 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. Examiner les 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 ou 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 présenter dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu de la loi intitulée *United States 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 disponibilité des vérificateurs externes pour assister 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 éprouvées 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.