



## **NOTICE ANNUELLE**

**Le 22 février 2008**

# 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 2007. Dans la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire ou à moins que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois à « EnCana » ou à la « société » incluent un renvoi aux filiales et aux participations dans des sociétés de personnes détenues par EnCana Corporation et ses filiales.

**À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars américains et par « dollars » ou « \$ », on entend des dollars américains et par « \$ CA », on entend des dollars canadiens. Toutes les données sur la production et les réserves sont indiquées après le versement des redevances, conformément au protocole américain de présentation de l'information.**

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

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
REMARQUE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES .....	1
REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....	2
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE .....	3
Dénomination sociale et constitution .....	3
Liens intersociétés.....	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ .....	4
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	7
Division des plaines canadienne .....	8
Division des contreforts canadienne.....	10
Division des États-Unis .....	13
Division intégrée du pétrole .....	15
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
Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs et variations de cette mesure .....	23
Volumes de production et résultats par éléments.....	27
Volumes de production.....	27
Activités de forage .....	36
Emplacement des puits .....	37
Participation dans des actifs importants.....	38
Acquisitions, désinvestissements et dépenses en immobilisations .....	39
Engagements de livraison .....	40
GÉNÉRALITÉS .....	40
Concurrence .....	40
Protection de l'environnement.....	40
Politiques sociales et environnementales .....	40
Employés .....	41
Activités à l'étranger .....	41
Restructurations .....	42
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	42
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION .....	45
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS .....	47
ÉVALUATIONS DE CRÉDIT.....	48
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	49
DIVIDENDES .....	50
PROCÉDURES JUDICIAIRES.....	50
FACTEURS DE RISQUE.....	50
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	55
EXPERTS INTÉRESSÉS .....	55
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	55
ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants .....	56
ANNEXE B – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations.....	58
ANNEXE C – Mandat du comité de vérification.....	59

## 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 au bitume et les avantages à en tirer, le niveau des investissements en capitaux et leur affectation, les projets de forage ainsi que leur calendrier et leur emplacement, la capacité et les niveaux de production et le calendrier de réalisation de cette capacité et de ces niveaux, la date prévue de production du projet de gaz naturel de Deep Panuke, le calendrier de réalisation des agrandissements à Foster Creek et à Christina Lake, y compris le calendrier d'obtention des approbations des organismes de réglementation et de réalisation des essais de puits, les capacités prévues et le moment de l'agrandissement de la capacité des raffineries de Wood River et de Borger, la capacité prévue de l'agrandissement de l'usine de gaz naturel de Steeprock, 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, les rajustements et les indemnités après la clôture prévus et les flux de trésorerie nets futurs.

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 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 et des lois en matière de redevances, d'impôts, d'environnement et autre ou de l'interprétation de cette réglementation et de ces lois, 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 » et la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec) des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes d'information concernant les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. 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, ce qui facilite la comparaison de l'information sur le pétrole et le gaz à celle fournie par les émetteurs américains et d'autres émetteurs internationaux, étant donné qu'Encana est active sur les marchés financiers américains. 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 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 (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes d'équivalent (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de un baril (« b ») pour six mille pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »). En outre, certains volumes ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») selon la même formule. Les mesures bep, Mpi<sup>3</sup>e et kpi<sup>3</sup>e peuvent être trompeuses, particulièrement si on les emploie de façon isolée. Le taux de conversion de six kpi<sup>3</sup> pour un baril est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et qui ne représente pas l'équivalence 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 – 2<sup>nd</sup> 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 2007, 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 2007 et pour l'exercice terminé à cette date.

<b>Filiales et sociétés de personnes</b>	<b>Pourcentage de propriété<sup>1)</sup></b>	<b>Territoire de constitution, de prorogation ou de formation</b>
EnCana Oil & Gas Partnership	100	Alberta
EnCana USA Holdings	100	Delaware
3080763 Nova Scotia Company	100	Nouvelle-Écosse
Alenco Inc.	100	Delaware
EnCana (USA) Investment Holdings	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.	100	Alberta
1140102 Alberta Ltd.	100	Alberta
FCCL Oil Sands Partnership	50	Alberta
EnCana Downstream Holdings LLC	100	Delaware
EnCana US Refinery Holdings	100	Delaware
WRB Refining LLC	50	Delaware

Note :

1) Comprend une participation indirecte.

Le tableau précédent ne comprend pas toutes les filiales et sociétés de personnes d'EnCana. Les actifs et les produits d'exploitation des filiales et des sociétés de personnes dont les noms ne sont pas mentionnés ne dépassaient pas globalement 20 pour cent du total des actifs consolidés ou des produits d'exploitation consolidés d'EnCana au 31 décembre 2007 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 bitume 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. Toutes les réserves prouvées et la production d'EnCana proviennent de terrains sur le continent nord-américain. 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 2007, EnCana a acheté environ 38,9 millions d'actions aux termes du programme en contrepartie d'environ 2,0 milliards de dollars.

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

EnCana est structurée 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 les actifs en amont américains de la société, y compris ses zones de ressources américaines clés;
- la division intégrée du pétrole (désignée auparavant division intégrée des sables bitumineux), qui comprend la totalité des actifs faisant partie de l'entreprise intégrée de pétrole (qui comprend les participations d'EnCana dans les projets de Foster Creek et de Christina Lake et les actifs des raffineries américaines) en plus des autres participations dans le bitume 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 de la société dans le Canada atlantique, au Brésil, au Moyen-Orient et en Europe;
- 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 2007, aux fins de communiquer son information financière, EnCana a défini ses activités dans les segments suivants : i) Canada, États-Unis et autres, ii) pétrole intégré; iii) optimisation des marchés et iv) activités non sectorielles. Toutes les divisions sont comptabilisées dans le segment Canada, États-Unis et autres, à l'exception d'une partie de la division intégrée du pétrole et de la division des activités médianes et de commercialisation. Aux fins de la communication de l'information financière, l'entreprise intégrée de pétrole avec ConocoPhillips est comptabilisée dans le segment pétrole intégré. Le reste des actifs de la division intégrée du pétrole, y compris les autres participations dans le bitume de la société et les actifs de gaz naturel situés dans le secteur du polygone de tir aérien de Cold Lake, est comptabilisé dans le segment Canada, États-Unis et autres. La division des activités médianes et de commercialisation est comptabilisée dans la division optimisation des marchés.

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 2007 :***

- 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 bitume 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 constituée d'actifs en amont et en aval.

La création de cette entreprise 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.

- En octobre 2007, le conseil d'administration d'EnCana a autorisé un financement pour la mise en valeur du projet de gaz naturel de Deep Panuke. Le projet de gaz naturel de Deep Panuke nécessite la mise en place des installations nécessaires pour extraire du gaz naturel du champ Deep Panuke, situé à environ 175 kilomètres au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Il est prévu que le gaz produit sera transporté par pipeline sous-marin par l'entremise de Maritimes & Northeast Pipeline jusqu'à des marchés de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis. Le site devrait être en production à la fin de 2010.

### ***Acquisitions en 2007 :***

- En novembre 2007, une filiale d'EnCana a fait l'acquisition de la totalité des participations en gaz naturel et en immobilier du groupe privé Leor Energy dans Deep Bossier au Texas pour environ 2,55 milliards de dollars avant les rajustements de clôture. Au départ, EnCana a participé dans la zone de ressources Deep Bossier au moyen de l'acquisition en 2005 d'une participation de 30 pour cent auprès de Leor Energy dans le champ Amoruso, participation qu'elle a portée à 50 pour cent en juin 2006. L'opération de novembre 2007 porte la participation d'EnCana dans le champ Amoruso à 100 pour cent et entraîne une production supplémentaire d'environ 75 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel.

### ***Désinvestissements en 2007 :***

- 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 208 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.
- En février 2007, EnCana a réalisé la vente des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow pour environ 57 millions de dollars. Dans le cadre de l'opération, EnCana, à titre de locataire, a signé un bail de 25 ans visant la totalité des locaux à bureaux.
- En mai 2007, EnCana a réalisé la vente de ses permis et de ses découvertes dans le delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort pour un produit d'environ 159 millions de dollars.

En plus des opérations réalisées en 2007, EnCana a également annoncé en septembre 2007 qu'elle avait conclu une entente visant la vente de la totalité de ses participations restantes au Brésil pour un produit d'environ 165 millions de dollars avant les rajustements de clôture. Les participations d'EnCana au Brésil comprennent dix blocs d'exploration extracôtière. La vente est conditionnelle au respect des conditions de clôture et à l'obtention des approbations des organismes de réglementation, et devrait être réalisée dans la première moitié de 2008.

### ***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 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.
- En novembre 2006, une filiale d'EnCana a réalisé la deuxième phase de la vente de ses actifs de stockage de gaz naturel 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.

#### ***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 a la capacité d'importer jusqu'à 25 000 barils par jour de diluants marins pour l'aider à transporter sa production croissante de bitume 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 mis en valeur dans la zone de ressources Deep Bossier dans la région East Texas 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. En conséquence d'une obligation venue à échéance associée à ce désinvestissement, un gain de 75 millions de dollars a été comptabilisé dans les revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

## 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 2007. La carte indique également les raffineries de Borger et de Wood River.



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 dans le Canada atlantique, au Brésil, au Moyen-Orient et en Europe. Toutes les réserves prouvées et la production d'Encana proviennent de terrains sur le continent nord-américain.

Au 31 décembre 2007, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 13,3 billions de pieds cubes de gaz naturel et de 0,9 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 77 pour cent des réserves de pétrole brut et de LGN, à l'exclusion du bitume, et environ 12 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 23,3 millions d'acres brutes (environ 20,1 millions d'acres nettes, dont environ 11,1 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ 39 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 2007, EnCana a réalisé des investissements en capitaux totaux dans l'Ouest canadien d'environ 3 690 millions de dollars et a foré environ 3 837 puits nets.

Aux États-Unis, les avoirs fonciers d'EnCana représentent environ 6,0 millions d'acres brutes (environ 4,7 millions d'acres nettes, dont environ 4,1 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur), la majorité étant située au Texas, au Colorado, au Wyoming et dans l'État de Washington. En 2007, EnCana a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 1 919 millions de dollars et a foré environ 644 puits nets aux États-Unis.

Les avoirs fonciers internationaux d'EnCana représentent environ 7,4 millions d'acres brutes (environ 4,2 millions d'acres nettes), et aucun de ces avoirs n'est mis en valeur. La majorité des terrains sont situés dans le Canada atlantique, au Brésil, au Moyen-Orient et en Europe. En 2007, EnCana a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 106 millions de dollars et a foré environ trois puits nets au niveau international.

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 du bitume extrait 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 Brooks North et de Langevin.

En 2007, la division des plaines canadienne a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 846 millions de dollars et a foré environ 2 264 puits nets. Les investissements en capitaux totaux d'EnCana en 2008 dans la division des plaines canadienne devraient être d'environ 820 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 1 360 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers dans la région des plaines canadienne au 31 décembre 2007.

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	928	914	65	63	993	977	98 %
Brooks North	560	558	9	9	569	567	100 %
Langevin	1 250	1 112	1 051	931	2 301	2,043	89 %
Drumheller	362	350	17	14	379	364	96 %
Pelican Lake	133	133	280	266	413	399	97 %
Weyburn	96	84	597	591	693	675	97 %
Autres	955	890	871	790	1 826	1 680	92 %
Total des plaines canadiennes	4 284	4 041	2 890	2 664	7 174	6 705	93 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Suffield	245	241	15 563	17 350	338	345
Brooks North	271	272	742	726	275	276
Langevin	219	238	9 542	10 400	277	300
Drumheller	97	104	2 190	2 251	110	118
Pelican Lake	1	2	23 253	23 563	141	143
Weyburn	—	—	14 774	15 136	89	91
Autres	42	49	6 136	7 566	78	94
Total des plaines canadiennes	875	906	72 200	76 992	1 308	1 367

Note :

- 1) La zone de ressources clé de gaz à faible profondeur, qui fait partie des régions de Suffield, de Brooks North et de Langevin, a représenté une production moyenne d'environ 726 millions de pieds cubes par jour en 2007 (739 millions de pieds cubes par jour en 2006). En conséquence de l'approbation des autorités de réglementation, qui a été obtenue à la fin de 2006, les volumes produits dans la zone de ressources de gaz à faible profondeur et le nombre de puits nets qui y ont été forés sont comptabilisés en tenant compte des volumes mélangés provenant de plusieurs zones de ressources au sein de la même région géographique. Les résultats de 2006 ont été retraités pour tenir compte de ces volumes.

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2007. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2007.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Suffield	9 512	9 494	719	719	10 231	10 213
Brooks North	6 543	6 438	44	44	6 587	6 482
Langevin	6 613	6 067	225	220	6 838	6 287
Drumheller	1 357	1 305	101	99	1 458	1 404
Pelican Lake	6	6	438	438	444	444
Weyburn	—	—	1 037	478	1 037	478
Autres	1 158	1 140	703	661	1 861	1 801
Total des plaines canadiennes	25 189	24 450	3 267	2 659	28 456	27 109

Note :

- 1) Au 31 décembre 2007, la zone de ressources clé de gaz à faible profondeur comptait 22 668 puits de gaz productifs bruts (21 999 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 2008, 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 participera à une audience en groupe mixte de la Energy Resources Conservation Board (« ERCB ») (depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la Energy & Utilities Board de l'Alberta ou EUB a été divisée en deux organismes distincts; l'ERCB réglemente l'industrie pétrolière et gazière) en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En 2007, EnCana a foré environ 928 puits nets dans la région de Suffield, et la production s'est établie en moyenne à environ 245 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 North 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 2007, EnCana a foré environ 602 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 271 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

## *Langevin*

La région de Langevin produit du gaz à faible profondeur principalement à partir de formations du Crétacé supérieur dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. La production de gaz dans cette région provient d'une combinaison de terrains en propriété inconditionnelle et de terres de la Couronne et fait partie de la zone de ressources clé de gaz à faible profondeur d'EnCana. La production de pétrole brut dans la région provient principalement de terrains en propriété inconditionnelle situés au sud de Brooks, en Alberta. La mise en valeur dans cette région met l'accent sur le forage intercalaire et l'optimisation des puits existants. En 2007, EnCana a foré environ 450 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 219 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 et englobe en grande partie des terrains en propriété inconditionnelle d'EnCana. En 2007, EnCana a foré environ 204 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 97 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

## *Pelican Lake*

Pelican Lake est l'une des zones de ressources clés d'EnCana produisant du pétrole brut lourd dans le nord-est de l'Alberta. En 2007, EnCana a poursuivi l'expansion de l'infrastructure de ses installations pour traiter les volumes totaux accrus de production de fluides associés à ses projets d'injection d'eau et de polymères. EnCana a également poursuivi l'expansion de son projet de polymères pour le faire passer de 37 puits d'injection à la fin de 2006 à 60 puits à la fin de 2007.

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.

Le projet de Pelican Lake a atteint le seuil de rentabilité au niveau des redevances en 2006, et la redevance est ainsi passée de un pour cent des produits bruts à 25 pour cent des produits nets.

## *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 (« CO<sub>2</sub> ») miscible. En 2007, EnCana a poursuivi son programme de forage intercalaire et a foré 59 nouveaux puits dans la zone unifiée. Au 31 décembre 2007, il y avait 45 configurations d'injection de CO<sub>2</sub> 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 (le « méthane de houillère »). La zone de ressources clé de méthane de houillère (méthane de houillère de Horseshoe Canyon et gaz à faible profondeur mélangé) est située dans l'unité économique de Clearwater.

En 2007, EnCana a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 2 392 millions de dollars dans la division des contreforts canadienne et foré environ 1 539 puits nets. En 2008, les investissements en capitaux totaux d'EnCana dans la division des contreforts canadienne devraient être d'environ 2 094 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 775 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des contreforts canadienne au 31 décembre 2007.

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	687	611	2 053	1 814	2 740	2 425	89 %
Cutbank Ridge	245	210	839	752	1 084	962	89 %
Bighorn	316	174	754	456	1 070	630	59 %
Clearwater	3 561	3 159	3 350	3 140	6 911	6 299	91 %
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	354	218	214	166	568	384	68 %
Autres	248	172	1 300	839	1 548	1 011	65 %
Total des contreforts canadiens	5 411	4 544	8 510	7 167	13 921	11 711	84 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
	Greater Sierra	211	213	852	837	216
Cutbank Ridge	234	170	98	82	235	170
Bighorn	119	91	1 803	1 480	130	100
Clearwater <sup>1)</sup>	497	483	10 595	11 555	561	552
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	82	93	2 015	2 046	94	105
Autres	112	116	2 909	3 370	129	136
Total des contreforts canadiens	1 255	1 166	18 272	19 370	1 365	1 281

Note :

- 1) La zone de ressources clé de méthane de houillère de l'unité économique de Clearwater a affiché une production moyenne en 2007 d'environ 259 millions de pieds cubes par jour (194 millions de pieds cubes par jour en 2006).

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2007. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2007.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Greater Sierra	960	896	3	3	963	899
Cutbank Ridge	470	417	—	—	470	417
Bighorn	295	193	1	—	296	193
Clearwater <sup>1)</sup>	8 281	7 566	180	112	8 461	7 678
Sexsmith/Hythe/Saddle Hills	292	246	72	54	364	300
Autres	613	456	175	96	788	552
Total des contreforts canadiens	10 911	9 774	431	265	11 342	10 039

Note :

- 1) Au 31 décembre 2007, la zone de ressources clé de méthane de houillère comptait 4 926 puits de gaz productifs bruts (4 627 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. L'accent est mis surtout sur la mise en valeur continue de la formation Jean Marie de la période dévonienne et la mise en valeur pilote de la formation schisteuse de la période dévonienne.

En 2007, EnCana a foré environ 109 puits de gaz naturel nets dans la région et la production de gaz naturel dans la région s'est établie en moyenne à environ 211 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel. 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 à charges nivelées qui devrait continuer à maintenir les niveaux de production actuels.

EnCana contrôle environ 346 000 acres brutes non mises en valeur (205 000 acres nettes) dans la nouvelle formation schisteuse de la période dévonienne située dans le bassin Horn River au nord-est de la Colombie-Britannique. Les schistes de la

formation de Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie) sur lesquels se concentre EnCana ont une épaisseur qui peut atteindre jusqu'à 360 pieds et ont à ce jour été évalués au moyen de six puits (cinq verticaux et un horizontal), dont deux ont été établis pour une production à long terme. En 2008, EnCana prévoit forer, compléter et raccorder quatre puits horizontaux et participer à la formation de trois autres puits.

Au 31 décembre 2007, 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. Les formations de Cadomin et de Montney sont mises en valeur presque exclusivement au moyen de puits horizontaux. En 2007, des améliorations importantes ont été réalisées à l'égard des complétions de puits horizontaux grâce à la mise en application de techniques de fracturation hydraulique polyétagées. En 2007, EnCana a foré environ 81 puits de gaz naturel nets dans la région, et la production moyenne s'est établie à environ 234 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

L'usine Steeprock d'EnCana a une capacité d'environ 70 millions de pieds cubes par jour et fait actuellement l'objet d'un projet d'agrandissement afin qu'elle soit en mesure de traiter éventuellement 140 millions de pieds cubes par jour au total.

#### *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. Les principaux terrains productifs dans la région de Bighorn sont Wild River, Resthaven, Kakwa, Berland et Aurora. En 2007, EnCana a foré environ 58 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 119 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel non corrosif.

En 2007, une nouvelle technologie et des approbations des autorités de réglementation autorisant la communication de l'information sur la production des volumes mélangés provenant de plusieurs zones de ressources ont permis la réalisation d'améliorations considérables au niveau des coûts liés aux puits et de durées des cycles. Le forage à partir de plates-formes et des opérations simultanées ont commencé dans la majorité des régions. Les coûts liés à l'exploitation des puits ont été réduits d'environ 25 pour cent et les durées des cycles ont diminué d'environ 49 pour cent.

EnCana possède une participation directe dans un certain nombre d'usines de gaz naturel dans la région de Bighorn. L'usine de Resthaven, dans laquelle EnCana possède une participation directe de 65 pour cent, a une capacité d'environ 100 millions de pieds cubes par jour. L'usine de gaz de Kakwa a une capacité d'environ 30 millions de pieds cubes par jour. 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 Wild River, dans laquelle EnCana détient une participation directe de 70 pour cent, a une capacité d'environ 30 millions de pieds cubes par jour et l'usine de Berland River, dans laquelle EnCana possède une participation directe de 24 pour cent, a une capacité d'environ 40 millions de pieds cubes par jour. En juin 2007, une station de compression de 20 millions de pieds cubes par jour a été commandée dans la région d'Aurora, avec un pipeline de 27 kilomètres destiné à transporter les premiers volumes de gaz de cette nouvelle propriété.

#### *Clearwater*

L'unité économique Clearwater s'étend de la frontière des États-Unis jusqu'au nord d'Edmonton. Clearwater met principalement l'accent sur la zone de ressources clé de gaz naturel; toutefois, Clearwater est également chargée de la mise en valeur de la zone utile de méthane de houillère de la formation 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 2007, EnCana a foré environ 1 079 puits de méthane de houillère nets, et la production s'est établie en moyenne à quelque 259 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de la zone de ressources clé de méthane de houillère.

#### *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 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. EnCana exploite également l'usine de gaz naturel acide

de Hythe, qui a une capacité d'environ 170 millions de pieds cubes par jour, et en est le propriétaire exclusif. 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. De plus, EnCana est le propriétaire et l'exploitant d'un réseau de collecte de gaz naturel de 275 kilomètres dans la région. La production de cette région a diminué régulièrement au cours des quelques dernières années et elle n'est plus une région principale d'exploitation.

### 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 et Fort Worth, situés au Texas. La division des États-Unis a également des avoirs fonciers dans le bassin du fleuve Columbia, dans l'État de Washington, et dans le bassin Maverick, au Texas. La majeure partie de la production de la division des États-Unis provient des quatre zones de ressources clés suivantes : i) Jonah, ii) Piceance, iii) East Texas et iv) Fort Worth. La division des États-Unis possède 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 2007, la division des États-Unis a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 1 919 millions de dollars et a foré environ 644 puits nets. En 2008, les investissements en capitaux totaux d'EnCana aux États-Unis devraient être d'environ 2 510 millions de dollars et comprendre le forage d'environ 650 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des États-Unis au 31 décembre 2007.

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	146	134	158	144	91 %
Piceance	252	240	708	659	960	899	94 %
East Texas	102	65	294	245	396	310	78 %
Fort Worth	56	53	121	90	177	143	81 %
Bassin Maverick	17	15	345	220	362	235	65 %
Bassin du fleuve Columbia	—	—	878	397	878	397	45 %
Autres	278	186	2 777	2 375	3 055	2 561	84 %
Total aux États-Unis	717	569	5 269	4 120	5 986	4 689	78 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Jonah	557	464	5 345	4 257	589	489
Piceance	348	326	2 755	2 416	364	341
East Texas	143	99	207	277	145	100
Fort Worth	124	101	497	607	127	105
Autres	173	192	5 376	5 401	205	225
Total aux États-Unis	1 345	1 182	14 180	12 958	1 430	1 260

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2007. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2007.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Bruts	Nets
Jonah	823	732	—	—	823	732
Piceance	2 614	2 306	—	—	2 614	2 306
East Texas	727	438	—	—	727	438
Fort Worth	711	616	—	—	711	616
Autres	2 352	1 553	8	4	2 360	1 557
Total aux États-Unis	7 227	5 645	8	4	7 235	5 649

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 verticalement qui se retrouvent à des profondeurs de 8 500 à 13 000 pieds. Les puits sont stimulés au moyen de techniques de fracturation hydraulique perfectionnées à étapes multiples.

EnCana prévoit actuellement forer le champ à des espacements de dix acres et il lui reste environ 430 espacements de dix acres nets à forer. Des emplacements supplémentaires à des espacements moindres sont disponibles, au besoin, pour obtenir la récupération optimale. En 2007, EnCana a foré environ 135 puits nets dans la région de Jonah, et la production de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 557 millions de pieds cubes par jour.

### *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, Inc. par EnCana en mai 2004 comprenait des terrains et une production de gaz naturel dans le bassin. En 2007, EnCana a foré environ 286 puits nets dans le bassin et la production de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 348 millions de pieds cubes par jour.

En 2006, EnCana a finalisé quatre ententes en vue de la mise en valeur conjointe de parties du bassin Piceance. Au cours des années 2007 à 2009, il est prévu qu'EnCana forera environ 267 puits avec des fonds provenant de tiers et que les partenaires d'EnCana financeront le forage d'environ 182 puits supplémentaires, qui permettront aux tiers d'obtenir environ 20 000 acres nettes. En 2007, EnCana a foré environ 131 puits nets avec des fonds provenant de tiers et nos partenaires ont foré environ 30 puits supplémentaires.

En 2007, EnCana a signé une autre entente de mise en valeur avec un tiers relativement à environ 13 000 acres. Le partenaire d'EnCana devrait forer 64 puits d'ici le 1<sup>er</sup> juin 2009, parmi lesquels environ 20 puits ont été forés en 2007.

### *East Texas*

EnCana produit du gaz naturel et des LGN connexes dans le bassin East Texas, l'une des zones de ressources clés d'EnCana. EnCana a commencé ses activités dans le bassin East Texas avec l'acquisition de Tom Brown, Inc. en 2004. En 2005, elle a fait l'acquisition d'une participation de 30 pour cent des actifs de Deep Bossier du groupe Leor Energy dans la zone Deep Bossier. Par la suite, en 2006, EnCana a augmenté cette participation pour la porter à 50 pour cent. En novembre 2007, EnCana a fait l'acquisition des participations restantes du groupe Leor Energy dans la zone Deep Bossier ainsi que d'une superficie additionnelle dans le bassin East Texas. Cette multizone d'intérêt de gaz avare cible les zones Bossier et Cotton Valley. Au cours de 2007, EnCana a foré environ 35 puits nets dans le bassin et la production s'est établie en moyenne à 143 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. EnCana a foré environ 75 puits nets dans le bassin en 2007, et la production s'est établie en moyenne à 124 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

### *Bassin Maverick*

EnCana contrôle environ 345 000 acres brutes non mises en valeur (220 000 acres nettes) dans le bassin Maverick, dans le sud-ouest du Texas. Cette superficie, acquise en septembre 2005, renferme un important potentiel d'exploration dans la formation Pearsall Shale, en plus d'un potentiel multizone de la section superficielle. En 2007, EnCana a conclu une entente de coentreprise visant le forage de trois à sept puits, avec une option en vue d'en forer plus. Le premier de ces puits devrait être foré et testé au cours du premier trimestre de 2008.

### *Bassin du fleuve Columbia*

EnCana détient actuellement environ 400 000 acres nettes dans le bassin du fleuve Columbia. En 2007, EnCana a conclu un programme d'exploration de trois puits dans le bassin qui a été financé au moyen de fonds provenant de tiers. Il n'y a eu aucun écoulement de quantités commerciales de gaz des puits d'exploration. EnCana ne prévoit pas forer d'autres puits dans ce bassin dans un avenir prochain.

## Installations de collecte et de traitement

EnCana possède et exploite diverses installations de collecte et de traitement de gaz au sein de la division des États-Unis. Les installations de collecte, de compression et de traitement situées dans le bassin de Piceance comprennent plus de 2 500 kilomètres de pipelines 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 715 kilomètres de pipelines. Près de Ft. Lupton, au Colorado, les installations de collecte comprennent une station de compression au champ, des pipelines 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 du pétrole

La division intégrée du pétrole comprend la totalité des actifs de l'entreprise intégrée de pétrole avec ConocoPhillips, décrite ci-après, ainsi que d'autres participations de la société dans le bitume et les actifs de gaz naturel situés 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 2007, la société détenait des droits sur du bitume couvrant quelque 953 000 acres brutes (656 000 acres nettes) dans les régions de l'Athabasca et de Cold Lake et les droits exclusifs de concession visant une superficie supplémentaire de 629 000 acres nettes pour son propre compte et/ou pour le compte de ses cessionnaires dans le polygone de tir aérien de Cold Lake.

En 2007, la division intégrée du pétrole a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 671 millions de dollars et a foré environ 35 puits nets. En 2008, les investissements en capitaux totaux de la division intégrée du pétrole d'EnCana devraient représenter environ 1 287 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ 42 puits nets. Environ 1 165 millions de dollars de l'investissement en capitaux total sont consacrés aux projets de pétrole de Foster Creek et de Christina Lake et à des projets d'expansion de la capacité de raffinage associée à l'entreprise intégrée de pétrole.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division intégrée du pétrole au 31 décembre 2007.

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	415	392	405	375	820	767	94 %
Foster Creek <sup>1)</sup>	24	12	48	31	72	43	60 %
Christina Lake	1	—	27	14	28	14	50 %
Borealis	—	—	37	37	37	37	100 %
Autres	173	103	1 090	767	1 263	870	69 %
<b>Total du pétrole intégré</b>	<b>613</b>	<b>507</b>	<b>1 607</b>	<b>1 224</b>	<b>2 220</b>	<b>1 731</b>	<b>78 %</b>

Note :

- 1) Au 31 décembre 2007, ConocoPhillips n'avait pas choisi de faire l'acquisition d'une participation directe indivise de 50 pour cent d'une acquisition récente sous concession suivant un accord d'intérêt commun visant la région conclu avec EnCana.

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi <sup>3</sup> e/j)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Polygone de tir aérien de Cold Lake	86	106	—	—	86	106
Foster Creek	—	—	24 262	36 910	146	221
Christina Lake	—	—	2 552	5 858	15	35
Autres	5	7	2 688	5 185	21	38
<b>Total du pétrole intégré</b>	<b>91</b>	<b>113</b>	<b>29 502</b>	<b>47 953</b>	<b>268</b>	<b>400</b>

Note :

- 1) La production de 2007 indiquée reflète l'apport des régions de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise intégrée de pétrole exploitée avec ConocoPhillips. La production de 2006 est donnée avant l'apport des régions de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise intégrée de pétrole exploitée avec ConocoPhillips.

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2007. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2007.

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	707	664	—	—	707	664
Foster Creek	—	—	84	42	84	42
Christina Lake	6	3	9	5	15	8
Autres	—	—	26	23	26	23
Total du pétrole intégré	713	667	119	70	832	737

Le texte qui suit présente une description des principales activités ou régions productives d'EnCana dans la division intégrée du pétrole.

#### *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 2007, la production de gaz naturel provenant de la région a été perturbée par les décisions de l'ERCB de septembre 2003, de juillet 2004, de septembre 2004 et de juillet 2007 d'interrompre la production de gaz naturel des régions McMurray, Wabiska et Clearwater, décisions qui sont susceptibles de nuire à la récupération des ressources en bitume de la région. Ces décisions ont entraîné une diminution de la production annualisée de gaz naturel dans la région d'environ 20 millions de pieds cubes par jour en 2007 (18 millions de pieds cubes par jour en 2006). Le 1<sup>er</sup> septembre 2007, environ 29 puits additionnels ont été fermés conformément à la décision de l'ERCB en juillet 2007. Aucun puits additionnels n'avait été fermé au cours 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.

#### *Foster Creek*

Au 31 décembre 2007, EnCana avait une participation directe de 50 pour cent dans Foster Creek, l'une des zones de ressources clés en pétrole brut d'EnCana. 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 du bitume 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 du bitume dans d'autres régions du polygone de tir aérien de Cold Lake pour son propre compte ou pour le compte de ses cessionnaires. EnCana exploite actuellement un projet de récupération sur place 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 de bitume 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 de bitume 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 brut. 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 2007, EnCana exploitait 68 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 le gaz naturel pour la production de la vapeur utilisée 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.

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 et l'électricité produites par la centrale sont utilisées dans les activités de DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau du Power Pool de l'Alberta.

### *Christina Lake*

Au 31 décembre 2007, EnCana avait une participation directe de 50 pour cent dans un projet de récupération de pétrole au moyen de la technologie DGMV dans la région de Christina Lake, l'une des zones de ressources clés en pétrole brut d'EnCana. Les agrandissements déjà en cours devraient augmenter la capacité de production pour la porter à environ 18 000 barils par jour d'ici le deuxième semestre de 2008. En 2007, EnCana a continué d'utiliser le système d'évacuation des eaux pour gérer avec succès les pressions d'eau de fond et améliorer le ratio vapeur-pétrole.

La prochaine étape de l'expansion dans la région de Christina Lake qui devrait augmenter la capacité de production d'environ 40 000 barils de bitume par jour a été approuvée par la FCCL Oil Sands Partnership (« FCCL »). L'approbation des organismes de réglementation avait déjà été obtenus pour la mise en valeur, dans la région de Christina Lake, de jusqu'à 70 000 barils de bitume par jour. En juillet 2007, EnCana a déposé une demande modifiée auprès de l'ERCB en vue d'augmenter le plan de mise en valeur de la région de Christina Lake pour le porter à 100 000 barils de bitume par jour. L'approbation du plan modifié devrait être obtenue d'ici la moitié de 2008, et la construction devrait se terminer en environ deux ans. Cette prochaine étape du projet d'expansion devrait augmenter la capacité de production pour la porter à environ 58 000 barils de bitume par jour.

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. L'injection de vapeur dans ce deuxième puits d'essai de PAS devrait commencer en 2008 et devrait fournir des renseignements sur l'espacement optimal des puits. Des analyses de rentabilité sont en cours d'évaluation pour déterminer l'utilisation éventuelle de cette technologie dans le plan de mise en valeur de la région de Christina Lake.

### *Borealis*

EnCana possède une participation directe exclusive 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 2007, EnCana avait foré environ 191 puits de délimitation dans la région de Greater Borealis depuis 2000. Une demande conjointe de mise en valeur a été présentée à l'ERCB et à Alberta Environment qui permettrait la construction d'une installation de DGMV avec une capacité de production d'environ 35 000 barils de bitume par jour. La production de cette installation devrait commencer en 2015. En 2008, EnCana envisage de poursuivre son évaluation de la région Greater Borealis en forant neuf puits additionnels pour vérifier des caractéristiques spécifiques du réservoir de la formation McMurray et pour tester en vue de trouver d'éventuelles zones d'évacuation des eaux.

### *Entreprise intégrée de pétrole*

Le 3 janvier 2007, EnCana a mené à terme la création d'une entreprise intégrée de pétrole 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 est exploité par FCCL, qui est propriétaire des projets de récupération de pétrole sur place de Foster Creek et de Christina Lake, l'apport d'EnCana. EnCana et ConocoPhillips sont chacune propriétaire de 50 pour cent de FCCL. EnCana est l'associée exploitant et gérant de FCCL. Le volet en aval de l'entreprise intégrée de pétrole est exploité par WRB Refining LLC (« WRB »), qui est propriétaire des raffineries de Wood River et de Borger, l'apport de ConocoPhillips. EnCana et ConocoPhillips sont chacune propriétaire de 50 pour cent de WRB; toutefois, ConocoPhillips détenait un droit de participation inégal dans la raffinerie Borger de 85 pour cent en 2007 et détiendra un droit de participation de 65 pour cent en 2008 avant de retomber à 50 pour cent en 2009. ConocoPhillips est l'exploitant et le gestionnaire de WRB. FCCL 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 FCCL est d'augmenter la production pour la porter à environ 400 000 barils de bitume par jour d'ici 2015, projet qui comporte le transport et la vente du bitume sur les principales plaques tournantes de l'Alberta.

Le tableau suivant résume les résultats d'exploitation clés des raffineries intégrées pour 2007.

<b>Opérations des raffineries<sup>1)</sup></b>	<b>2007</b>
Capacité de pétrole brut (kb/j)	452
Livraison de pétrole brut (kb/j)	432
Utilisation de pétrole brut (%)	96 %
Produits raffinés (kb/j)	
Essence	246
Distillats	128
Autres	83
<b>Total</b>	<b>457</b>

Note :

(1) Représente la totalité des activités des raffineries de Wood River et de Borger.

La raffinerie de Borger, située à Borger, au Texas, a une capacité courante d'environ 146 000 barils de pétrole brut et d'environ 45 000 barils de LGN par jour. Elle traite principalement du pétrole brut de densité moyenne à forte teneur en soufre et du pétrole brut lourd à forte teneur en soufre, 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 LGN et des solvants. Les produits raffinés sont transportés par pipeline aux marchés du Texas, du Nouveau-Mexique, du Colorado et du centre du continent. En juillet 2007, une nouvelle unité de cokéfaction d'une capacité de quelque 25 000 barils par jour a été mise en service de même qu'une nouvelle unité de mise au vide et d'unités reconditionnées d'hydrotraitement du gasoil et des distillats. Ce projet a permis à la raffinerie de traiter des mélanges de pétrole lourd, particulièrement du bitume canadien, et de se conformer aux règlements relatifs aux combustibles propres en ce qui a trait au carburant diesel à très faible teneur en soufre et à l'essence à faible teneur en soufre. Le projet a également permis la conformité aux réductions exigées des émissions de dioxyde de soufre.

La raffinerie de Wood River, située à Roxana, en Illinois, a une capacité actuelle d'environ 306 000 barils par jour de pétrole brut. Elle traite principalement du pétrole brut léger à faible teneur en soufre et du pétrole brut 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 haut du Midwest. Les autres produits sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon sur des marchés du Midwest. Au début de 2007, la raffinerie a parachevé la construction d'une installation utilisant une technologie exclusive d'extraction du soufre pour la production d'essence à faible teneur en soufre.

L'objectif de WRB est de transformer environ 275 000 barils par jour de bitume principalement en carburant d'ici 2015. Actuellement, WRB a une capacité de raffinage qui peut atteindre jusqu'à environ 70 000 barils par jour de bitume

### *Division extracôtère et internationale*

La division extracôtère et internationale investit une petite partie des capitaux d'EnCana dans des occasions d'exploration, principalement dans le Canada atlantique, au Brésil, au Moyen-Orient et en Europe. En 2007, la division extracôtère et internationale a réalisé des investissements en capitaux totaux d'environ 106 millions de dollars et foré environ trois puits nets. En 2008, les investissements en capitaux totaux de la division extracôtère et internationale devraient représenter environ 56 millions de dollars, ce qui comprend le forage d'environ un puits net et le début des activités importantes prévues par contrat liées à la mise en valeur du projet de gaz naturel de Deep Panuke.

#### *Canada atlantique*

Au 31 décembre 2007, EnCana détenait une participation visant environ 533 000 acres brutes (177 000 acres nettes) dans le Canada atlantique, qui comprend la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. EnCana exploite cinq de ses dix licences dans ces régions et a une participation directe moyenne d'environ 33 pour cent.

EnCana est l'exploitant du champ de gaz de Deep Panuke, situé au large de la Nouvelle-Écosse, et y possédait une participation d'environ 78 pour cent au 31 décembre 2007, en fonction d'une proposition d'exploitation en commun. EnCana procède actuellement à la mise en valeur du projet de gaz naturel de Deep Panuke. En juin 2006, EnCana et la province de la Nouvelle-Écosse ont conclu un accord stratégique portant sur les ressources d'énergie extracôtères stratégiques qui établissait l'infrastructure de la mise en valeur éventuelle du projet de gaz naturel de 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 extracôtiers. Le dépôt comprenait 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. L'approbation des autorités de réglementation visant la demande de plan de mise en valeur a été obtenue des gouvernements de la Nouvelle-Écosse et du Canada le 2 octobre 2007. Le conseil d'administration d'EnCana a

autorisé le financement de la mise en valeur du projet de gaz naturel de Deep Panuke le 23 octobre 2007. En novembre 2007, EnCana a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec Single Buoy Moorings Inc. visant la fourniture et l'exploitation du centre de production du champ Deep Panuke. La production du projet de gaz naturel de Deep Panuke devrait commencer à la fin de 2010.

### *Brésil*

EnCana possède des participations sans exploitation dans dix 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 extracôtiers totalisent environ 1,7 million d'acres brutes (522 000 acres nettes) et sont assortis d'une participation directe moyenne d'environ 31 pour cent.

En septembre 2007, EnCana a conclu un accord visant la vente de ses participations restantes au Brésil. La vente est conditionnelle au respect des conditions de clôture et à l'obtention des approbations des organismes de réglementation, ce qui devrait être mené à bien dans la première moitié de 2008.

### *Moyen-Orient*

EnCana possède une participation directe de 50 pour cent dans le bloc 2, qui englobe la plupart des terrains exploités à terre de l'État du Qatar et couvre environ 2,2 millions d'acres brutes (1,1 million d'acres nettes). Le forage de un puits a commencé au cours du troisième trimestre de 2007 et s'est terminé en janvier 2008. Les résultats sont actuellement en cours d'évaluation. Un deuxième puits est prévu pour le premier trimestre de 2008.

### *Groenland*

Au 31 décembre 2007, EnCana possédait une participation directe d'environ 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). À la fin de 2007, EnCana a reçu l'approbation des organismes de réglementation en vue d'amodier 40 pour cent de sa participation dans les deux blocs, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008. EnCana prévoit réaliser un programme de diagraphie du plancher sous-marin en 2008 dans le cadre de son engagement actuel.

### *France*

EnCana a 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 a foré deux puits d'exploration en 2007. Les deux puits ont été abandonnés. EnCana continue d'évaluer des plans pour 2008.

### ***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 2007, environ 92 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 de ressources énergétiques locales et d'autres producteurs. La tranche restante de huit 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 2008, 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 1,6 milliard de pieds cubes par jour pour 2008 à un prix fixe moyen à la NYMEX d'environ 8,21 \$ par million de pieds cubes, le reste de la production étant sans couverture. Des données sur ces opérations figurent dans la note 18 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

### *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 (95 082 barils par jour en 2007 et 132 760 barils par jour en 2006) et en gère le transport. En règle générale, les ventes de pétrole brut sont effectuées suivant des contrats au comptant, des contrats à terme 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 2007, EnCana a offert des services de commercialisation au ministère de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta (17 314 barils par jour en 2007 et 45 542 barils par jour en 2006). Cette entente est venue à échéance en mai 2007. De plus, en 2007, EnCana a commercialisé 71 415 barils par jour de pétrole mélangé pour le compte de FCCL. Cette entente a pris effet le 2 janvier 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 18 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

### *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 du pétrole.

## 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 2007, 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 sept pour cent enregistrée en 2007 découle principalement de la réussite des forages d'exploration et de mise en valeur qui ont entraîné des extensions et des découvertes représentant 1 776 milliards de pieds cubes. Les variations dans la catégorie des révisions et de la récupération améliorée à l'égard des réserves de gaz naturel ont été positives, se situant à 165 milliards de pieds cubes, soit environ un pour cent des réserves de gaz naturel prouvées au début de 2007. Les ajouts aux réserves découlant des révisions et de la récupération améliorée et des extensions et des découvertes ont généralement été répartis de manière égale entre le Canada et les États-Unis. Environ 12 pour cent des ajouts de gaz naturel en 2007 découlaient d'acquisitions, et environ 75 pour cent de ces ajouts étaient imputables à l'acquisition du groupe Leor Energy.

Au cours de 2006 et de 2005, les réserves de gaz naturel de la société ont augmenté principalement en raison des forages d'exploration et de mise en valeur.

Les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana ont diminué d'environ dix-huit pour cent à la fin de 2007 par rapport à celles de 2006 en raison de l'apport des participations de la société dans les régions de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise intégrée de pétrole qui a pris effet le 2 janvier 2007. Après cette opération, les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana ont augmenté d'environ 26 pour cent au cours du reste de l'année, principalement à cause d'ajouts en provenance de Foster Creek et de Christina Lake.

En 2006, d'importantes augmentations des réserves prouvées, principalement à Foster Creek et à Christina Lake, 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.

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 2007 s'établissaient comme suit : pétrole brut (WTI) 95,95 \$/b, (Edmonton Light) 93,39 \$ CA/b, soit des augmentations de 58 pour cent et de 38 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2006, respectivement; dans le champ à Foster Creek, 49,60 \$ CA/b, une augmentation de 41 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2006; gaz naturel (Centre Henry) 6,80 \$/Mbtu, une augmentation de 20 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2006 et gaz naturel (AECO) 6,63 \$ CA/Mbtu, une augmentation de 9 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2006.

Chaque année, EnCana passe en revue les méthodes utilisées pour calculer les prix à la fin de l'exercice afin de s'assurer qu'ils sont calculés d'une manière qui est conforme aux normes de la SEC. À la fin de l'exercice 2007, cet examen a fait en sorte qu'EnCana a modifié sa méthode en ce qui a trait au calcul du prix du bitume; elle accorde maintenant plus d'importance aux prix du disponible pour le repère de Western Canadian Select.

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 le 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)<sup>1),2)</sup>**  
**Prix constants**

	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)			
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Équateur	Total
<b>2005</b>							
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 <sup>3)</sup>	—	—	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 <sup>4)</sup>	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
<b>Total</b>	<b>6 517</b>	<b>5 267</b>	<b>11 784</b>	<b>932,5</b>	<b>53,1</b>	<b>135,0</b>	<b>1 120,6</b>
<b>2006</b>							
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 <sup>5)</sup>	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
<b>Total</b>	<b>7 028</b>	<b>5 390</b>	<b>12 418</b>	<b>1 079,4<sup>5)</sup></b>	<b>54,0</b>	<b>—</b>	<b>1 133,4</b>
<b>2007</b>							
Début de l'exercice	7 028	5 390	12 418	1 079,4	54,0	—	1 133,4
Apport à la société de personnes FCCL	—	—	—	(398,0) <sup>5)</sup>	—	—	(398,0)
Prise d'effet le 2 janvier 2007	7 028	5 390	12 418	681,4	54,0	—	735,4
Révisions et récupération améliorée	87	78	165	75,5	3,6	—	79,1
Extensions et découvertes	949	827	1 776	155,8	5,9	—	161,7
Achats de réserves en place	63	211	274	0,2	—	—	0,2
Ventes de réserves en place	(24)	(7)	(31)	(0,2)	—	—	(0,2)
Production	(811)	(491)	(1 302)	(43,8)	(5,2)	—	(49,0)
Fin de l'exercice	7 292	6 008	13 300	868,9	58,3	—	927,2
Mises en valeur	4 868	3 368	8 236	289,5	37,0	—	326,5
Non mises en valeur	2 424	2 640	5 064	579,4	21,3	—	600,7
<b>Total</b>	<b>7 292</b>	<b>6 008</b>	<b>13 300</b>	<b>868,9</b>	<b>58,3</b>	<b>—</b>	<b>927,2</b>

Notes :

1) Définitions :

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

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

5) 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 FCCL 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.

6) En octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des propositions de modification à son régime de redevances provincial, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Conformément aux exigences de communication de l'information des États-Unis, les estimations des réserves au 31 décembre 2007 ont été préparées en utilisant le régime de redevances en vigueur à ce moment-là.

## 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 le 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		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Encaissements futurs	95 778	72 262	71 786	38 398	27 165	40 504
Moins les charges futures suivantes :						
Coûts de production	25 089	20 471	16 765	5 869	4 123	3 262
Coûts de mise en valeur	10 171	9 355	6 164	6 943	4 715	4 174
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	3 320	2 397	2 269	532	396	264
Impôts sur les bénéfices	12 871	8 816	13 170	7 375	5 349	11 041
Flux de trésorerie nets futurs	44 327	31 223	33 418	17 679	12 582	21 763
Moins l'écart d'actualisation de l'échéancier estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %	21 663	14 627	13 281	8 196	6 128	10 291
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	22 664	16 596	20 137	9 483	6 454	11 472
	Équateur			Total		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Encaissements futurs	—	—	5 350	134 176	99 427	117 640
Moins les charges futures suivantes :						
Coûts de production	—	—	2 093	30 958	24 594	22 120
Coûts de mise en valeur	—	—	429	17 114	14 070	10 767
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	—	—	24	3 852	2 793	2 557
Impôts sur les bénéfices	—	—	662	20 246	14 165	24 873
Flux de trésorerie nets futurs	—	—	2 142	62 006	43 805	57 323
Moins l'écart d'actualisation de l'échéancier estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %	—	—	574	29 859	20 755	24 146
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	—	—	1 568	32 147	23 050	33 177

**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		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Solde en début d'exercice	16 596	20 137	12 178	6 454	11 472	7 488
Variation résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(6 055)	(5 970)	(5 720)	(3 281)	(2 373)	(2 436)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	3 796	2 584	4 278	1 591	877	3 582
Achats de réserves prouvées en place	129	—	26	372	69	237
Ventes de réserves prouvées en place	(2 933)	(19)	(279)	(15)	(85)	(486)
Variation nette des prix et des coûts de production	11 077	(5 797)	11 624	4 818	(7 636)	4 716
Révisions aux estimations de quantités	823	155	1 071	830	265	(700)
Accroissement de l'écart d'actualisation	2 087	2 809	1 629	924	1 714	1 103
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	(667)	(805)	(888)	(907)	(350)	162
Autres facteurs	(82)	(174)	63	(113)	(381)	(64)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(2 107)	3 676	(3 845)	(1 190)	2 882	(2 130)
Solde en fin d'exercice	22 664	16 596	20 137	9 483	6 454	11 472

	Équateur			Total		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Solde en début d'exercice	—	1 568	1 202	23 050	33 177	20 868
Variation résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	—	(142)	(604)	(9 336)	(8 485)	(8 760)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	—	—	159	5 387	3 461	8 019
Achats de réserves prouvées en place	—	—	—	501	69	263
Ventes de réserves prouvées en place	—	(1 359)	—	(2 948)	(1 463)	(765)
Variation nette des prix et des coûts de production	—	—	967	15 895	(13 433)	17 307
Révisions aux estimations de quantités	—	—	88	1 653	420	459
Accroissement de l'écart d'actualisation	—	—	147	3 011	4 523	2 879
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	—	(46)	(148)	(1 574)	(1 201)	(874)
Autres facteurs	—	—	8	(195)	(555)	7
Variation nette des impôts sur les bénéfices	—	(21)	(251)	(3 297)	6 537	(6 226)
Solde en fin d'exercice	—	—	1 568	32 147	23 050	33 177

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

### Résultats d'exploitation

	Canada			États-Unis			Équateur <sup>1)</sup>		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	7 362	7 190	6 701	4 065	3 096	3 052	—	190	873
Moins :									
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	1 307	1 220	981	784	723	616	—	48	269
Amortissement et épuisement	2 298	2 146	1 961	1 181	869	712	—	84	234
Bénéfice (perte) d'exploitation	3 757	3 824	3 759	2 100	1 504	1 724	—	58	370
Impôts sur les bénéfices	1 114	1 235	1 274	809	556	638	—	21	134
Résultats d'exploitation	2 643	2 589	2 485	1 291	948	1 086	—	37	236

	Autres pays			Total		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	(1)	2	—	11 426	10 478	10 626
Moins :						
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	18	11	6	2 109	2 002	1 872
Amortissement et épuisement	69	10	8	3 548	3 109	2 915
Bénéfice (perte) d'exploitation	(88)	(19)	(14)	5 769	5 367	5 839
Impôts sur les bénéfices	—	—	—	1 923	1 812	2 046
Résultats d'exploitation	(88)	(19)	(14)	3 846	3 555	3 793

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		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)								
Réserves prouvées de pétrole et de gaz	36 874	31 546	27 074	13 738	9 796	7 753	—	—	1 926
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz	1 380	1 700	1 998	1 852	1 221	870	—	—	18
Total des coûts en capital	38 254	33 246	29 072	15 590	11 017	8 623	—	—	1 944
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	19 286	14 261	12 131	3 783	2 595	1 750	—	—	778
Coûts capitalisés nets	18 968	18 985	16 941	11 807	8 422	6 873	—	—	1 166

  

	Autres pays			Total		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)					
Réserves prouvées de pétrole et de gaz	—	—	—	50 612	41 342	36 753
Réserves non prouvées de pétrole et de gaz	297	361	470	3 529	3 282	3 356
Total des coûts en capital	297	361	470	54 141	44 624	40 109
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	160	98	222	23 229	16 954	14 881
Coûts capitalisés nets	137	263	248	30 912	27 670	25 228

## Coûts engagés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— Non prouvées	28	—	—	1 048	278	271	—	—	—
— Prouvées	61	47	30	1 565	6	141	—	—	—
Total des acquisitions	89	47	30	2 613	284	412	—	—	—
Coûts d'exploration	427	403	817	48	236	264	—	1	15
Coûts de mise en valeur	3 309	3 611	3 333	1 871	1 826	1 724	—	46	164
Total des coûts engagés	3 825	4 061	4 180	4 532	2 346	2 400	—	47	179
				Autres pays			Total		
				2007	2006	2005	2007	2006	2005
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— Non prouvées				—	—	—	1 076	278	271
— Prouvées				—	—	—	1 626	53	171
Total des acquisitions				—	—	—	2 702	331	442
Coûts d'exploration				60	75	70	535	715	1 166
Coûts de mise en valeur				—	—	—	5 180	5 483	5 221
Total des coûts engagés				60	75	70	8 417	6 529	6 829

## Volumes de production et résultats par éléments

### Volumes de production

Les tableaux suivants résument les volumes de production nette quotidienne d'EnCana par trimestre pour les périodes indiquées.

	Volumes de production — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VOLUMES DE PRODUCTION</b>					
<b>Activités poursuivies :</b>					
<b>Gaz produit (<math>Mpi^3/j</math>)</b>					
Canada	2 221	2 258	2 243	2 203	2 178
États-Unis	1 345	1 464	1 387	1 303	1 222
<b>Total du gaz produit</b>	<b>3 566</b>	<b>3 722</b>	<b>3 630</b>	<b>3 506</b>	<b>3 400</b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (<math>b/j</math>)</b>					
Amérique du Nord					
Pétroles léger et moyen	40 690	40 462	40 345	40 025	41 946
Pétrole lourd – Foster Creek/Christina Lake	26 814	27 190	28 740	27 994	23 269
Pétrole lourd – Autres emplacements	41 472	41 621	40 882	40 897	42 500
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>					
Canada	11 316	12 388	11 141	11 017	10 700
États-Unis	13 862	14 476	15 275	13 483	12 175
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel</b>	<b>134 154</b>	<b>136 137</b>	<b>136 383</b>	<b>133 416</b>	<b>130 590</b>
<b>Total des activités poursuivies (<math>Mpi^3e/j</math>)</b>	<b>4 371</b>	<b>4 539</b>	<b>4 448</b>	<b>4 306</b>	<b>4 184</b>

Note :

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

	Volumes de production — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>VOLUMES DE PRODUCTION</b>					
<b>Activités poursuivies :</b>					
<b>Gaz produit (<math>Mpi^3/j</math>)</b>					
Canada	2 185	2 205	2 162	2 192	2 182
États-Unis	1 182	1 201	1 197	1 169	1 161
<b>Total du gaz produit</b>	<b>3 367</b>	<b>3 406</b>	<b>3 359</b>	<b>3 361</b>	<b>3 343</b>
<b>Pétrole et liquides de gaz naturel (<math>b/j</math>)</b>					
Amérique du Nord					
Pétroles léger et moyen	44 440	41 972	46 454	43 672	45 680
Pétrole lourd – Foster Creek/Christina Lake	42 768	46 678	43 073	39 215	42 050
Pétrole lourd – Autres emplacements	45 858	41 913	43 287	44 572	53 822
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>					
Canada	11 713	11 856	11 387	11 607	12 006
États-Unis	12 494	12 250	12 520	12 793	12 415
<b>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel</b>	<b>157 273</b>	<b>154 669</b>	<b>156 721</b>	<b>151 859</b>	<b>165 973</b>
<b>Total des activités poursuivies (<math>Mpi^3e/j</math>)</b>	<b>4 311</b>	<b>4 334</b>	<b>4 299</b>	<b>4 272</b>	<b>4 339</b>
<b>Activités abandonnées :</b>					
Équateur ( $b/j$ )	11 996	—	—	—	48 650
<b>Total des activités abandonnées (<math>Mpi^3e/j</math>)</b>	<b>72</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>292</b>
<b>Total (<math>Mpi^3e/j</math>)</b>	<b>4 383</b>	<b>4 334</b>	<b>4 299</b>	<b>4 272</b>	<b>4 631</b>

Note :

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

	<b>Volumes de production — 2005</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b><i>VOLUMES DE PRODUCTION</i></b>					
<b><i>Activités poursuivies :</i></b>					
<b><i>Gaz produit (Mpi<sup>3</sup>/j)</i></b>					
Canada	2 125	2 172	2 123	2 151	2 052
États-Unis	1 095	1 154	1 099	1 061	1 067
<b><i>Total du gaz produit</i></b>	<b>3 220</b>	<b>3 326</b>	<b>3 222</b>	<b>3 212</b>	<b>3 119</b>
<b><i>Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)</i></b>					
Amérique du Nord					
Pétroles léger et moyen	47 032	45 777	42 989	48 381	51 084
Pétrole lourd – Foster Creek/Christina Lake	34 379	39 839	32 580	31 025	34 027
Pétrole lourd – Autres emplacements	49 814	52 625	50 856	49 421	46 273
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>					
Canada	11 907	12 287	11 924	11 719	11 692
États-Unis	13 675	12 824	14 131	13 095	14 666
<b><i>Total du pétrole et des liquides de gaz naturel</i></b>	<b>156 807</b>	<b>163 352</b>	<b>152 480</b>	<b>153 641</b>	<b>157 742</b>
<b><i>Total des activités poursuivies (Mpi<sup>3</sup>e/j)</i></b>	<b>4 161</b>	<b>4 306</b>	<b>4 137</b>	<b>4 134</b>	<b>4 065</b>
<b><i>Activités abandonnées :</i></b>					
Équateur (b/j)	72 916	70 480	71 896	73 662	75 695
<b><i>Total des activités abandonnées (Mpi<sup>3</sup>e/j)</i></b>	<b>437</b>	<b>423</b>	<b>431</b>	<b>442</b>	<b>454</b>
<b><i>Total (Mpi<sup>3</sup>e/j)</i></b>	<b>4 598</b>	<b>4 729</b>	<b>4 568</b>	<b>4 576</b>	<b>4 519</b>

Note :

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



## 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 — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz produit – Canada (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Prix	6,20	6,35	5,36	6,76	6,36
Taxes à la production et impôts miniers	0,09	0,03	0,10	0,11	0,10
Transport et vente	0,35	0,35	0,34	0,36	0,36
Charges d'exploitation	0,92	1,03	0,83	0,90	0,91
Revenu net	4,84	4,94	4,09	5,39	4,99
Gaz produit – États-Unis (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Prix	5,38	5,03	4,68	5,73	6,24
Taxes à la production et impôts miniers	0,34	0,29	0,38	0,17	0,53
Transport et vente	0,62	0,64	0,60	0,65	0,61
Charges d'exploitation	0,65	0,70	0,52	0,71	0,67
Revenu net	3,77	3,40	3,18	4,20	4,43
Gaz produit – Total (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Prix	5,89	5,83	5,10	6,38	6,32
Taxes à la production et impôts miniers	0,18	0,14	0,21	0,14	0,26
Transport et vente	0,45	0,46	0,44	0,47	0,45
Charges d'exploitation	0,82	0,90	0,72	0,83	0,82
Revenu net	4,44	4,33	3,73	4,94	4,79
Liquides de gaz naturel – Canada (\$/b)					
Prix	59,34	73,39	62,87	55,21	43,26
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,01	0,96	1,80	0,74	0,54
Revenu net	58,33	72,43	61,07	54,47	42,72
Liquides de gaz naturel – États-Unis (\$/b)					
Prix	59,83	73,45	60,17	55,43	47,77
Taxes à la production et impôts miniers	4,28	6,12	1,95	4,71	4,56
Transport et vente	0,01	—	0,01	0,01	0,01
Revenu net	55,54	67,33	58,21	50,71	43,20
Liquides de gaz naturel – Total (\$/b)					
Prix	59,61	73,42	61,31	55,33	45,66
Taxes à la production et impôts miniers	2,36	3,30	1,13	2,59	2,43
Transport et vente	0,46	0,44	0,76	0,34	0,26
Revenu net	56,79	69,68	59,42	52,40	42,97
Pétrole brut – Léger et moyen (\$/b)					
Prix	58,12	71,48	61,18	53,36	46,40
Taxes à la production et impôts miniers	2,11	2,20	1,89	2,19	2,14
Transport et vente	1,41	1,30	1,53	1,36	1,43
Charges d'exploitation	9,72	11,09	9,51	9,28	9,00
Revenu net	44,88	56,89	48,25	40,53	33,83

**Résultats par éléments — 2007**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole brut – Total – sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix	50,76	59,93	54,68	47,02	41,42
Taxes à la production et impôts miniers	1,09	1,12	1,01	1,16	1,06
Transport et vente	1,32	1,23	1,47	1,31	1,27
Charges d'exploitation	9,03	10,52	8,68	8,85	8,06
Revenu net	39,32	47,06	43,52	35,70	31,03
<b>Pétrole brut– Lourd – Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix	40,14	45,58	42,86	39,40	33,28
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	2,88	2,75	2,10	3,62	3,07
Charges d'exploitation <sup>1),2)</sup>	14,46	14,05	12,55	14,02	17,12
Revenu net	22,80	28,78	28,21	21,76	13,09
<b>Pétrole brut — Total (\$/b)</b>					
Prix	47,90	56,23	51,50	44,92	39,19
Taxes à la production et impôts miniers	0,79	0,83	0,74	0,84	0,77
Transport et vente	1,74	1,62	1,64	1,94	1,75
Charges d'exploitation	10,49	11,43	9,72	10,27	10,54
Revenu net	34,88	42,35	39,40	31,87	26,13
<b>Total des liquides – Canada (\$/b)</b>					
Prix	48,92	57,92	52,50	45,83	39,50
Taxes à la production et impôts miniers	0,72	0,74	0,66	0,76	0,70
Transport et vente	1,68	1,56	1,66	1,84	1,67
Charges d'exploitation	9,47	10,20	8,78	9,29	9,60
Revenu net	37,05	45,42	41,40	33,94	27,53
<b>Total des liquides (\$/b)</b>					
Prix	50,05	59,60	53,37	46,81	40,25
Taxes à la production et impôts miniers	1,08	1,32	0,81	1,16	1,04
Transport et vente	1,51	1,39	1,47	1,65	1,51
Charges d'exploitation	8,57	9,19	7,87	8,41	8,81
Revenu net	38,89	47,70	43,22	35,59	28,89
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>					
Prix	6,35	6,57	5,80	6,65	6,40
Taxes à la production et impôts miniers	0,18	0,15	0,19	0,15	0,24
Transport et vente	0,42	0,42	0,41	0,43	0,42
Charges d'exploitation <sup>3)</sup>	0,93	1,02	0,83	0,93	0,95
Revenu net	4,82	4,98	4,37	5,14	4,79

Notes :

- 1) Les charges d'exploitation du premier trimestre comprennent des charges d'exploitation inférieures aux seuils d'un exercice précédent d'environ 1,82 \$/b.
- 2) Les charges d'exploitation relatives au pétrole lourd comprennent maintenant les frais liés à l'installation de cogénération d'électricité de Foster Creek.
- 3) Les charges d'exploitation à ce jour comprennent les charges liées aux mesures incitatives à long terme représentant 0,05 \$/kpi<sup>3</sup>e.

**Résultats par éléments — 2006**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz produit – Canada (\$/kpi <sup>3</sup> )					
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 (\$/kpi <sup>3</sup> )					
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 (\$/kpi <sup>3</sup> )					
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 (\$/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
Pétrole brut – Léger et moyen (\$/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

	<b>Résultats par éléments — 2006</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole brut — Total — sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix	44,83	37,65	51,37	55,58	35,39
Taxes à la production et impôts miniers	1,11	1,11	1,14	1,28	0,92
Transport et vente	0,91	0,60	1,27	0,76	1,00
Charges d'exploitation	7,69	8,59	8,73	6,84	6,67
Revenu net	35,12	27,35	40,23	46,70	26,80
<b>Pétrole brut — Lourd — Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</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 <sup>1)</sup>	12,38	13,07	14,06	11,78	10,39
Revenu net	21,47	23,51	20,49	31,37	10,89
<b>Pétrole brut — Total (\$/b)</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
<b>Total des liquides — Canada (\$/bbl)</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
<b>Total des liquides (\$/b)</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
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>					
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 <sup>2)</sup>	0,86	0,90	0,87	0,84	0,82
Revenu net	5,03	4,46	4,84	5,13	5,69
<b>Activités abandonnées:</b>					
<b>Pétrole brut — Équateur (\$/b)</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 \$/kpi<sup>3</sup>e.

	<b>Résultats par éléments — 2005</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz produit – Canada (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Prix	7,27	10,00	7,18	6,08	5,70
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09
Transport et vente	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37
Charges d'exploitation	0,67	0,72	0,68	0,62	0,65
Revenu net	6,14	8,82	6,04	5,00	4,59
Gaz produit – États-Unis (\$/kpi <sup>3</sup> )					
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 (\$/kpi <sup>3</sup> )					
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 (\$/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
Pétrole brut – Léger et moyen (\$/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

	<b>Résultats par éléments — 2005</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole brut — Total — sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix	38,49	40,43	49,44	33,06	31,71
Taxes à la production et impôts miniers	0,79	0,93	0,65	0,86	0,71
Transport et vente	1,08	0,95	1,12	0,89	1,38
Charges d'exploitation	5,90	6,04	6,15	5,58	5,86
Revenu net	30,72	32,51	41,52	25,73	23,76
<b>Pétrole brut — Lourd — Foster Creek/Christina Lake (\$/b)</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 <sup>1)</sup>	10,94	11,93	10,74	11,71	9,25
Revenu net	9,54	6,71	21,13	5,55	5,25
<b>Pétrole brut — Total (\$/b)</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
<b>Total des liquides — Canada (\$/b)</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
<b>Total des liquides (\$/b)</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
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>					
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 <sup>2)</sup>	0,71	0,77	0,72	0,67	0,66
Revenu net	5,77	7,85	6,02	4,78	4,36
<b>Activités abandonnées :</b>					
<b>Pétrole brut – Équateur (\$/b)</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 \$/kpi<sup>3</sup>e.

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

	2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	1,33	1,49	1,65	1,24	0,92
Liquides (\$/b)	(3,05)	(8,76)	(4,36)	(1,34)	2,34
Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	0,99	0,96	1,21	0,96	0,82
<b>2006</b>					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	0,47	0,91	0,82	0,66	(0,53)
Liquides (\$/b)	(3,32)	(3,30)	(3,45)	(3,43)	(3,12)
Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	0,25	0,60	0,53	0,40	(0,53)
<b>Activités abandonnées :</b>					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	(0,12)	—	—	—	(0,12)
<b>2005</b>					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Activités poursuivies :</b>					
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	(0,32)	(0,88)	(0,39)	(0,14)	0,18
Liquides (\$/b)	(5,18)	(5,00)	(5,70)	(4,88)	(5,18)
Total (\$/kpi <sup>3</sup> e)	(0,44)	(0,87)	(0,52)	(0,30)	(0,06)
<b>Activités abandonnées :</b>					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	(4,92)	(3,57)	(7,81)	(4,90)	(3,48)

#### 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
<b>Activités poursuivies :</b>											
<b>2007 :</b>											
Canada	120	96	7	6	—	—	127	102	180	307	102
États-Unis	2	2	—	—	—	—	2	2	—	2	2
Autres pays	—	—	—	—	4	3	4	3	—	4	3
Total	122	98	7	6	4	3	133	107	180	313	107
<b>2006 :</b>											
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
<b>2005 :</b>											
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
<b>Activités abandonnées :</b>											
Équateur – 2005	—	—	2	1	3	2	5	3	—	5	3

## Puits de mise en valeur forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>Activités poursuivies :</b>											
<b>2007 :</b>											
Canada	3 749	3 542	236	185	11	8	3 996	3 735	834	4 830	3 735
États-Unis	809	641	—	—	1	1	810	642	102	912	642
Total	4 558	4 183	236	185	12	9	4 806	4 377	936	5 742	4 377
<b>2006 :</b>											
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
<b>2005 :</b>											
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
<b>Activités abandonnées :</b>											
Équateur – 2006	—	—	7	6	1	1	8	7	—	8	7
Équateur – 2005	—	—	28	15	3	1	31	16	—	31	16

### 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 2007, EnCana travaillait au forage de 25 puits bruts (17 puits nets) au Canada, de 64 puits bruts (49 puits nets) aux États-Unis et de deux puits bruts (un puits net) 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 2007.

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Activités poursuivies :</b>						
Alberta	38 950	36 824	3 928	3 486	42 878	40 310
Colombie-Britannique	2 166	1 962	19	13	2 185	1 975
Saskatchewan	490	455	1 283	568	1 773	1 023
Manitoba	—	—	1	1	1	1
Total au Canada	41 606	39 241	5 231	4 068	46 837	43 309
Colorado	4 007	3 507	—	—	4 007	3 507
Texas	1 777	1 119	8	4	1 785	1 123
Wyoming	1 903	1 307	—	—	1 903	1 307
Utah	43	39	—	—	43	39
Louisiane	5	3	—	—	5	3
Kansas	1	1	—	—	1	1
Montana	1	1	—	—	1	1
Total aux États-Unis	7 737	5 977	8	4	7 745	5 981
Total	49 343	45 218	5 239	4 072	54 582	49 290

### Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevances dans 15 003 puits de gaz naturel et 9 708 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 32 070 puits bruts de gaz naturel (30 501 puits nets) et 1 437 puits bruts de pétrole brut (1 247 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 2007.

		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
		(en milliers d'acres)					
<b>Activités poursuivies :</b>							
<b>Canada</b>							
Alberta	— Fief	4 522	4 522	2 595	2 595	7 117	7 117
	— Couronne	4 202	3 269	4 809	3 745	9 011	7 014
	— Propriété franche	253	155	187	154	440	309
		8 977	7 946	7 591	6 494	16 568	14 440
Colombie-Britannique	— Couronne	1 118	958	4 144	3 398	5 262	4 356
	— Propriété franche	—	—	7	—	7	—
		1 118	958	4 151	3 398	5 269	4 356
Saskatchewan	— Fief	61	61	449	449	510	510
	— Couronne	134	113	477	412	611	525
	— Propriété franche	15	11	32	30	47	41
		210	185	958	891	1 168	1 076
Manitoba	— Fief	3	3	261	261	264	264
Terre-Neuve-et-Labrador	— Couronne	—	—	35	2	35	2
Nouvelle-Écosse	— Couronne	—	—	498	175	498	175
Territoires du Nord-Ouest	— Couronne	—	—	45	11	45	11
<b>Total au Canada</b>		10 308	9 092	13 539	11 232	23 847	20 324
		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
		(en milliers d'acres)					
<b>États-Unis</b>							
Colorado	— Fédéral/État	199	185	720	664	919	849
	— Propriété franche	111	105	173	159	284	264
	— Fief	3	3	30	30	33	33
		313	293	923	853	1 236	1 146
Washington	— Fédéral/État	—	—	655	298	655	298
	— Propriété franche	—	—	223	98	223	98
		—	—	878	396	878	396
Texas	— Fédéral/État	7	4	472	452	479	456
	— Propriété franche	217	156	997	772	1 214	928
	— Fief	—	—	4	2	4	2
		224	160	1 473	1 226	1 697	1 386
Wyoming	— Fédéral/État	143	87	636	452	779	539
	— Propriété franche	26	19	47	23	73	42
		169	106	683	475	852	581
Autres	— Fédéral/État	8	7	331	192	339	199
	— Propriété franche	3	3	981	978	984	981
		11	10	1 312	1 170	1 323	1 180
<b>Total aux États-Unis</b>		717	569	5 269	4 120	5 986	4 689
Qatar		—	—	2 161	1 080	2 161	1 080
Groenland		—	—	1 701	1 488	1 701	1 488
Brésil <sup>1)</sup>		—	—	1 662	522	1 662	522
France		—	—	859	859	859	859
Azerbaïdjan		—	—	346	17	346	17
Australie		—	—	104	40	104	40
<b>Total à l'échelle internationale</b>		—	—	6 833	4 006	6 833	4 006
<b>Total</b>		11 025	9 661	25 641	19 358	36 666	29 019

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 4,3 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 septembre 2007, EnCana a convenu de vendre le reste de ses participations au Brésil. La vente est conditionnelle au respect des conditions de clôture et à l'obtention des approbations des organismes de réglementation et elle devrait être réalisée au cours du premier semestre de 2008.

### 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 2007 et 2006.

	2007	2006
	(en millions de dollars)	
<b>Dépenses en immobilisations</b>		
Canada	3 330	3 352
États-Unis	1 919	2 061
Autres pays	106	106
Pétrole intégré	580	632
Optimisation des marchés	6	44
Activités non sectorielles <sup>1)</sup>	94	74
<b>Dépenses en immobilisations au titre des activités poursuivies</b>	<b>6 035</b>	<b>6 269</b>
<b>Acquisitions</b>		
Avoirs fonciers		
Canada	75	11
États-Unis <sup>2)</sup>	2 613	284
Autres pays	—	15
Pétrole intégré	14	21
<b>Désinvestissements</b>		
Avoirs fonciers		
Canada	(54)	(59)
États-Unis	(10)	(19)
Autres pays <sup>3)</sup>	(149)	—
Activités non sectorielles <sup>4)</sup>	(57)	—
Activités non sectorielles		
Optimisation des marchés	—	(244)
Autres <sup>5)</sup>	(211)	(367)
<b>Activités nettes d'acquisitions et de désinvestissements au titre des opérations poursuivies</b>	<b>2 221</b>	<b>(358)</b>
Activités abandonnées		
Équateur	—	(1 116)
Activités médianes	—	(1 531)
<b>Investissements nets en capital</b>	<b>8 256</b>	<b>3 264</b>

Notes :

- 1) Comprend des dépenses en immobilisations de 52 millions de dollars en 2007 relativement au projet d'édifice à bureaux The Bow.
- 2) La totalité des participations de gaz naturel et d'immobilier du groupe privé Leor Energy dans la zone Deep Bossier de la région East Texas ont été acquises le 20 novembre 2007.
- 3) Concerne principalement la vente des actifs du delta de Mackenzie, qui a été réalisée le 30 mai 2007, et la vente des actifs de l'Australie, qui a été réalisée le 15 août 2007.
- 4) La vente des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow d'EnCana a été réalisée le 9 février 2007.
- 5) La vente des participations au Tchad a été réalisée le 12 janvier 2007, la vente des participations en Oman a été réalisée le 28 novembre 2007 et la vente des actions d'EnCanBrasil Limitada a été réalisée le 16 août 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 20 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

## **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 2007, 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 2008. 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 7,4 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. La coordination et la supervision de la politique relèvent du groupe de l'environnement, de la santé et de la sécurité du service des relations d'affaires.

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.

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.

Parmi certaines des mesures qu'EnCana a prises en vue d'enrichir 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 ainsi que le site Web de responsabilité de la société qui permet aux gens d'écrire à la société relativement à leurs préoccupations autres que financières; 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 et des lignes directrices relatives aux comportements adéquats en ce qui concerne l'acceptation de cadeaux et les conflits d'intérêts. 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 avoir une incidence importante sur la société.

## Employés

Au 31 décembre 2007, EnCana comptait 5 285 employés équivalent temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

	<b>Employés ETP</b>
Canada, États-Unis et autres pays	4 048
Pétrole intégré	665
Optimisation des marchés	77
Activités non sectorielles	495
<b>Total</b>	<b>5 285</b>

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

## Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2007, la totalité des réserves et 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<sup>er</sup> 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.

## 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 <sup>13)</sup>	Occupation principale
RALPH S. CUNNINGHAM <sup>2),3)</sup> ..... Houston (Texas) États-Unis	2003	Président et chef de la direction EPE Holdings LLC <i>(Entreprise de services intermédiaires d'énergie)</i>
PATRICK D. DANIEL <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	2001	Président et chef de la direction Enbridge Inc. <i>(Transport de produits énergétiques)</i>
IAN W. DELANEY <sup>3),4)</sup> ..... 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 <sup>3),4),6),8)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1998	Président du conseil et chef de la direction Fiducie houillère canadienne Fording <i>(Charbon métallurgique)</i>
BARRY W. HARRISON <sup>1),4),9)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
DALE A. LUCAS <sup>1),5)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1997	Administrateur de sociétés
KEN F. MCCREADY <sup>2),5),10)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1992	Président K.F. McCready & Associates Ltd. <i>(Société privée de consultation en mise en valeur de ressources énergétiques renouvelables)</i>
VALERIE A. A. NIELSEN <sup>2),6)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1990	Administratrice de sociétés
DAVID P. O'BRIEN <sup>4),7),11)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil EnCana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada

<b>Nom et lieu de résidence</b>	<b>Administrateur depuis<sup>13)</sup></b>	<b>Occupation principale</b>
JANE L. PEVERETT <sup>1),5)</sup> ..... West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Présidente et chef de la direction British Columbia Transmission Corporation (Transport d'électricité)
ALLAN P. SAWIN <sup>1),3)</sup> ..... Edmonton (Alberta) Canada	2007	Président Bear Investments Inc. (Société d'investissement privée)
DENNIS A. SHARP <sup>2),4)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada/ Montréal (Québec) Canada	1998	Président du conseil UTS Energy Corporation (Société d'exploitation de sables bitumineux)
JAMES M. STANFORD, O.C. <sup>1),3),6)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	2001	Président Stanford Resource Management Inc. (Société privée de gestion des placements)
WAYNE G. THOMSON <sup>2),6)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	2007	Président Virgin Resources Limited (Société privée d'exploration de gaz et de pétrole à l'échelle internationale)
CLAYTON H. WOITAS <sup>12)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	2008	Président du conseil et chef de la direction Range Royalty Management Ltd. (Société privée d'exploitation de pétrole et de gaz)

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<sup>er</sup> 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) M. Woitas a été nommé au conseil avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Les nominations aux comités seront révisées en avril 2008.
- 13) 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 16 administrateurs. À l'exception de M. Woitas, qui a été nommé au conseil avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008, tous les administrateurs actuels ont été nommés à la dernière assemblée annuelle des actionnaires tenue le 25 avril 2007. À la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, la société invitera ceux-ci à élire au poste d'administrateur les 14 personnes nommées dans le tableau précédent, à l'exception de M. McCready, qui ne se présente pas pour un nouveau mandat, et de M. Sharp, qui prend sa retraite. 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 candidats peuvent se présenter pour un nouveau mandat.

## Hauts dirigeants

<b>Nom et lieu de résidence</b>	<b>Poste au sein de la société (de la division)</b>
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 ..... Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur <i>(président de la division intégrée du pétrole)</i>
SHERRI A. BRILLON..... 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..... Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice des communications de l'entreprise
R. WILLIAM OLIVER..... 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..... Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des relations d'entreprise <i>(président de la division extracôtière et internationale)</i>
IVOR M. RUSTE <sup>1)</sup> ..... Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de la gestion des risques
DONALD T. SWYSTUN ..... 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>

Note :

1) M. Ivor M. Ruste (auparavant vice-président des finances de la division intégrée du pétrole) a été nommé vice-président directeur et chef de la gestion des risques d'EnCana, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

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 est, depuis le 1<sup>er</sup> août 2007, administrateur et président et chef de la direction d'EPE Holdings LLC, le seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P. (une société de portefeuille de services intermédiaires d'énergie cotée en bourse). Du 13 février 2006 au 31 juillet 2007, il a été vice-président directeur de groupe et chef de l'exploitation et, du 30 juin 2007 au 31 juillet 2007, il a également été président et chef de la direction par intérim d'Enterprise Products GP, LLC, le seul commandité d'Enterprise Products Partners L.P. (une société de services intermédiaires d'énergie cotée en bourse). Il a été administrateur et président du conseil de Texas Eastern Products Pipeline Company, LLC de mars 2005 à 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'en janvier 2006.

M<sup>me</sup> 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. Ruste est entré au service d'EnCana le 1<sup>er</sup> mai 2006 à titre de vice-président des finances du groupe des finances de l'entreprise. Il a été nommé vice-président des finances de la division intégrée du pétrole le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et a été nommé vice-président directeur et chef de la gestion des risques le 1<sup>er</sup> janvier 2008. De février 2003 à avril 2006, il a été un associé et l'associé directeur général du bureau d'Edmonton (Alberta) de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. ainsi que l'associé directeur régional de l'Alberta de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. Pendant cette période, il a également été membre du conseil d'administration de KPMG Canada et, de décembre 2003 à mars 2006, il a été vice-président du conseil d'administration de KPMG Canada.

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.

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

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 a été président et administrateur d'Airborne Pollution Control Inc. de 2001 à 2003.

M. Woitas a été nommé au conseil d'EnCana le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Actuellement, M. Woitas est président du conseil et chef de la direction de Range Royalty Management Ltd., une société fermée qui se concentre sur l'acquisition de participations de redevances dans la production de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Il a été fondateur, président du conseil, président et chef de la direction de la société privée Profico Energy Management Ltd. (janvier 2000 à juin 2006), une société axée sur l'exploration et la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien.

Tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, au 13 février 2008, directement ou indirectement, de 954 259 actions ordinaires représentant 0,13 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 4 672 518 actions ordinaires supplémentaires.

Il importe que les investisseurs sachent que certains des administrateurs et des dirigeants de la société sont administrateurs ou dirigeants d'autres sociétés fermées et ouvertes. Certaines de ces sociétés peuvent, à l'occasion, participer à des opérations commerciales ou entretenir des relations bancaires pouvant créer des conflits d'intérêts. Un tel conflit doit être réglé conformément aux procédures et aux exigences des dispositions pertinentes de la LCSA, y compris en ce qui a trait au devoir des administrateurs et des dirigeants d'agir honnêtement et de bonne foi dans l'intérêt de la société.

## RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

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

### **Composition du comité de vérification**

Le comité de vérification se compose de six membres, qui sont tous indépendants et possèdent tous des compétences financières, conformément aux définitions figurant dans le *Règlement 52-110 sur le comité de vérification* (Norme canadienne 52-110 ailleurs qu'au Québec). 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), ainsi qu'administrateur d'un certain nombre de filiales d'Enbridge. Il est également un administrateur et un ancien membre du comité de vérification d'Energflex 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 du Canada) 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 président du conseil et administrateur de Petaquilla Copper Ltd. (société minière ouverte) 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<sup>me</sup> 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'en 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 première vice-présidente, Ventes et commercialisation, et de chef des finances, entre autres.

### ***Allan P. Sawin***

M. Sawin est titulaire d'un baccalauréat en commerce (University of Alberta) et est comptable agréé (Alberta). Il est président de Bear Investments Inc. (société privée de placement). De 1990 jusqu'à la vente de cette société à CCS Income Trust en mai 2006, il était président, administrateur et copropriétaire de Grizzly Well Servicing Inc. et de sociétés liées (sociétés privées offrant des services aux champs pétrolifères et exploitant des plates-formes de forage et de maintenance dans l'Ouest canadien). De 1995 à 2003, il était également administrateur et membre du comité de vérification de NQL Drilling Tools Inc. pendant que cette entreprise était inscrite à la Bourse de Toronto.

### ***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 de revalorisation des sables bitumineux) 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 2007 et 2006.

(en milliers de dollars)	2007	2006
Honoraires de vérification <sup>1)</sup>	4 038	3 762
Honoraires liés à la vérification <sup>2)</sup>	153	401
Honoraires en fiscalité <sup>3)</sup>	847	1 215
Tous les autres honoraires <sup>4)</sup>	35	34
<b>Total</b>	<b>5 073</b>	<b>5 412</b>

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 2007 et 2006, 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 2007 et 2006, 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 2007 et 2006, 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 2006 ni en 2007.

### 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 2007, environ 753 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 et extraordinaire des actionnaires de 2007 et doit être reconfirmé à toutes les trois assemblées annuelles par la suite jusqu'à son expiration le 30 juillet 2011.

## Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées avant l'émission de ces séries. Les porteurs des actions privilégiées n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la société, mais pourraient avoir le droit d'y voter si la société omet de verser des dividendes sur cette série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de premier rang ont 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 2007.

	<b>Standard &amp; Poor's Ratings Services (« S&amp;P »)</b>	<b>Moody's Investors Service (« Moody's »)</b>	<b>DBRS Limited (« DBRS »)</b>
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	Stable	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. 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 2007.

	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)
<b>2007</b>								
Janvier	57,89	51,55	56,45	68,2	49,01	42,38	48,03	64,8
Février	58,25	54,77	56,85	44,6	49,86	47,19	48,57	44,2
Mars	59,65	53,67	58,40	55,3	51,49	45,87	50,63	54,2
Avril	61,84	58,08	58,10	42,4	54,99	50,58	52,45	45,0
Mai	68,65	57,61	65,51	52,7	63,21	51,79	61,40	65,6
Juin	71,21	64,17	65,52	65,7	66,87	59,88	61,45	56,1
Juillet	67,99	62,20	65,30	51,7	65,18	59,22	60,98	57,5
Août	66,43	59,33	61,89	47,8	63,13	55,13	58,50	64,7
Septembre	65,10	60,66	61,50	40,7	64,16	58,33	61,85	39,0
Octobre	66,10	60,89	66,10	47,8	69,89	60,86	69,70	56,2
Novembre	69,47	63,67	64,90	51,0	75,85	63,82	65,25	65,4
Décembre	69,59	64,77	67,50	33,7	69,59	64,03	67,96	36,8

En novembre 2007, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal. En date du 31 octobre 2007, 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 2008, EnCana a acheté environ 3,0 millions d'actions aux termes du programme en contrepartie d'environ 191 millions de dollars.

En 2007, EnCana a acheté environ 38,9 millions d'actions aux termes du programme à un prix moyen de 52,05 \$ en contrepartie d'environ 2,0 milliards de dollars.

## DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. Au début de 2005, 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). Au cours du premier trimestre de 2007, EnCana a augmenté ses dividendes de 100 pour cent pour les porter à 0,80 \$ par action annuellement (0,20 \$ par action trimestriellement). Le conseil d'administration d'EnCana a déclaré un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action payable le 31 mars 2008 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 14 mars 2008, 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 (y compris le gaz naturel liquéfié). 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, y compris en ce qui concerne les versements de redevances, 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.

Certains gouvernements fédéraux, provinciaux et d'États ont annoncé leur intention de réglementer les gaz à effet de serre (les « GES ») et d'autres polluants. À l'heure actuelle, ces gouvernements élaborent le cadre de réglementation et d'action qui devrait être annoncé. Dans la plupart des cas, il est question de certains détails techniques au sujet de la mise en œuvre et de la coordination

de ces régimes visant à réglementer les émissions. De plus, l'on s'attend à ce que les gouvernements fédéraux, provinciaux et d'États adoptent d'autres modes de réglementation et fassent d'autres annonces pour régler les émissions de polluants.

Ces programmes fédéraux et régionaux étant 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.

### **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. 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 d'un montant de 20 millions de dollars 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.

La société et WD entendent présenter une défense vigoureuse contre les réclamations restantes. Toutefois, la société ne peut pas prévoir le dénouement de ces procédures ni de procédures ultérieures contre elle, si ces procédures exigeront 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  
P.O. Box 7010  
Adelaide Street Postal Station  
Toronto (Ontario) M5C 2W9  
Tél. : 1-800-387-0825  
Site Web : [www.cibcmellon.com/investorinquiry](http://www.cibcmellon.com/investorinquiry)

Aux États-Unis :  
BNY Mellon Shareowner Services  
480 Washington Blvd.  
Jersey City (New Jersey)  
07310  
Tél. : 1-800-387-0825  
Site Web : [www.cibcmellon.com/investorinquiry](http://www.cibcmellon.com/investorinquiry)

### 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 2007 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 22 février 2008 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](http://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 2007.

## 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 2007. Ces données portent notamment sur :
  - i) les quantités estimatives des réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2007, 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 2007.

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 <sup>3</sup> )	(Mb)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. Le 31 janvier 2008	Canada	4 156	772	19 687
GLJ Petroleum Consultants Ltd. Le 30 janvier 2008	Canada	3 136	97	9 501
Netherland, Sewell & Associates, Inc. Le 29 janvier 2008	États-Unis	4 450	54	10 425
DeGolyer and MacNaughton Le 18 janvier 2008	États-Unis	1 558	4	2 875
<b>Totaux</b>		<b>13 300</b>	<b>927</b>	<b>42 488</b>

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. Parce 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. Toutefois, les changements devraient concorder avec le fait que les réserves sont classées en fonction de la probabilité de leur récupération.

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 12 février 2008

## 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 2007, 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 12 février 2008 (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.

Parce 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. Toutefois, les changements devraient concorder avec le fait que les réserves sont classées en fonction de la probabilité de leur récupération.

(signé) Randall K. Eresman  
Président et chef de la direction

(signé) Sherri A. Brillon  
Vice-présidente directrice de la planification stratégique  
et de la gestion de portefeuille

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

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

Le 13 février 2008

## 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.