



NOTICE ANNUELLE

Le 20 février 2009

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 2008. 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 que détiennent EnCana Corporation et ses filiales.

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars américains et par « dollars » ou « \$ US », 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	3
REMARQUE CONCERNANT LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	4
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	5
Dénomination sociale et constitution	5
Liens intersociétés	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	10
Division des plaines canadiennes	11
Division des contreforts canadiens	14
Division des États-Unis	16
Division des activités pétrolières intégrées	19
Optimisation des marchés	23
RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	24
Données sur les quantités des réserves	24
Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz	27
Volumes de production et résultats par éléments	31
Activités de forage	44
Emplacement des puits	46
Participation dans des actifs importants	47
Acquisitions, désinvestissements et dépenses en immobilisations	49
Engagements de livraison	50
GÉNÉRALITÉS	50
Concurrence	50
Protection de l'environnement	50
Politiques sociales et environnementales	50
Employés	52
Activités à l'étranger	52
Restructurations	52
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	53
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION	56
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	59
ÉVALUATIONS DE CRÉDIT	60
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	61
DIVIDENDES	61
PROCÉDURES JUDICIAIRES	61
FACTEURS DE RISQUE	62
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	67
EXPERTS INTÉRESSÉS	67
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	67
ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	68
ANNEXE B – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations	70
ANNEXE C – Mandat du comité de vérification	71

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 : l'opération d'arrangement proposée et les caractéristiques prévues futures d'EnCana et de Cenovus Energy Inc. après cette opération, la stratégie relative au bitume et les avantages à en tirer, les projets de forage et de mise en valeur 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 de production prévue du projet de gaz naturel de Deep Panuke, le calendrier de réalisation des agrandissements à Foster Creek et à Christina Lake, les capacités prévues et le calendrier des extensions de la capacité de la raffinerie de Wood River et les dépenses en immobilisations à l'égard de ces extensions, 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, y compris les coûts éventuels du carbone, 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 et les flux de trésorerie nets.

Les lecteurs ne doivent pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, étant donné qu'aucune garantie ne peut être donnée quant à la concrétisation des projets, des intentions ou des prévisions sur lesquels reposent les énoncés prospectifs. Par essence, les énoncés prospectifs comportent de nombreuses hypothèses ainsi que des risques et des incertitudes connus et inconnus, tant généraux que particuliers, qui augmentent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas. Même si EnCana croit que les attentes représentées par les énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne permet de garantir qu'elles se révéleront exactes. Parmi les risques et autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats soient considérablement différents de ceux indiqués dans les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle, on trouve notamment les suivants : les risques associés à la capacité d'obtenir les approbations, les renoncements, les consentements et les ordonnances de tribunaux nécessaires et les autres exigences nécessaires ou souhaitables pour permettre ou faciliter l'opération d'arrangement proposée (y compris les approbations des organismes de réglementation et des actionnaires), le risque qu'une condition applicable à l'opération d'arrangement proposée puisse ne pas être remplie, la volatilité des prix du pétrole, du gaz naturel et des produits raffinés 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 des activités pétrolières intégrées nord-américaine et la capacité des parties à 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 et l'application de cette technologie à l'entreprise d'EnCana et de Cenovus Energy Inc. après l'opération d'arrangement proposée, 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 à faire appel à des sources externes de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres, la conjoncture économique et commerciale générale, la capacité d'EnCana à conclure ou à reconduire des baux, le calendrier et le coût de la construction des 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 hypothèses, 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 des États-Unis (la « SEC »). 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 déclarations prospectives concernant l'opération d'arrangement proposée se fondent sur l'hypothèse voulant que les marchés des capitaux et autres marchés se stabiliseront. Les hypothèses concernant les déclarations prospectives comprennent généralement les attentes et les projections actuelles au sujet d'EnCana faites par la société en tenant compte de son expérience antérieure et de sa perception des tendances antérieures, et sont généralement conformes à celles-ci, ainsi que les attentes concernant les taux de progression et d'innovation, et sont généralement conformes à son expérience antérieure et informée, qui sont toutes soumises aux facteurs de risque indiqués ailleurs dans le présent document.

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 actuelles 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 existantes, 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 (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes d'équivalent (« kpi³e ») à raison de un baril (« b ») pour six mille pieds cubes (« kpi³ »). En outre, certains volumes ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») selon la même formule. Les mesures bep, Mpi³e et kpi³e peuvent être trompeuses, particulièrement si on les emploie de façon isolée. Le taux de conversion de six kpi³ pour un baril est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas l'équivalence de la valeur à la tête du puits.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Dénomination sociale et constitution

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

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

Liens intersociétés

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2008, 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 leur territoire de constitution, de prorogation ou de formation. 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 2008 et pour l'exercice terminé à cette date.

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
EnCana Oil & Gas Partnership	100	Alberta
EnCana USA Holdings	100	Delaware
3080763 Nova Scotia Company	100	Nouvelle-Écosse
Alenco Inc.	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware
FCCL Oil Sands Partnership	50	Alberta
EnCana Downstream Holdings ULC	100	Alberta
EnCana US Refinery Holdings	100	Delaware
WRB Refining LLC	50	Delaware
EnCana US Refineries, LLC	100	Delaware
EnCana USA Investment Holdings	100	Delaware

Note :

1) Comprend une participation indirecte.

Le tableau précédent ne comprend pas toutes les filiales et sociétés de personnes d'EnCana. Les actifs et les produits d'exploitation des filiales et des sociétés de personnes dont les noms ne sont pas mentionnés ne dépassaient pas globalement 20 pour cent du total des actifs consolidés ou des produits d'exploitation consolidés d'EnCana au 31 décembre 2008 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 LGN 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 en Amérique du Nord.

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.

En janvier 2007, EnCana, de concert avec ConocoPhillips, a mené à terme la création d'une entreprise des activités pétrolières intégrées, qui procure une certitude accrue quant à la réalisation de projets d'extraction sur place d'EnCana et lui a permis de participer immédiatement à l'industrie du raffinage en Amérique du Nord.

EnCana est structurée en divisions d'exploitation et en groupes de l'entreprise. Les divisions d'exploitation sont les suivantes :

- la division des plaines canadiennes, qui comprend les actifs de production de gaz naturel dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan ainsi que les actifs de mise en valeur et de production de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan. Trois zones de ressources clés sont situées dans cette division : i) Shallow Gas dans le sud-est de l'Alberta et en Saskatchewan, ii) Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta et iii) Weyburn en Saskatchewan;
- la division des contreforts canadiens, qui comprend les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés en Alberta et en Colombie-Britannique et la gestion du projet de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse. Quatre zones de ressources clés sont comprises dans la division : i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ii) Cutbank Ridge à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, iii) Bighorn au centre ouest de l'Alberta et iv) Coalbed Methane (« CBM ») en Alberta;
- la division des États-Unis, qui comprend les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés aux États-Unis. Quatre zones de ressources clés sont comprises dans la division : i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming, ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado, iii) East Texas et iv) Forth Worth;
- la division des activités pétrolières intégrées, qui comprend la totalité des actifs canadiens en amont et des actifs américains en aval faisant partie de l'entreprise des activités pétrolières intégrées avec ConocoPhillips ainsi que d'autres participations dans des actifs de bitume et des actifs de gaz naturel de l'Athabasca. Deux zones de ressources de pétrole brut clés font partie de la division des activités pétrolières intégrées : i) Foster Creek et ii) Christina Lake.

En 2008, aux fins de la communication de l'information financière, les secteurs isolables d'EnCana sont les suivants : i) le Canada, ii) les États-Unis, iii) le raffinage en aval, iv) l'optimisation des marchés et v) les activités non sectorielles et autres. Le secteur isolable du Canada englobe la division des plaines canadiennes, la division des contreforts canadiens et les activités en amont canadiennes de la division des activités pétrolières intégrées. Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par le groupe expansion de l'entreprise, commercialisation du gaz canadien et énergie et par des groupes de commercialisation divisionnaires. L'optimisation des marchés est axée sur l'amélioration du prix net de la production exclusive de la société. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits avec des tiers afin de procurer une souplesse d'exploitation en ce qui concerne les engagements de transport, le type de produits, les points de livraison et la diversification de la clientèle.

Le 11 mai 2008, EnCana a annoncé ses plans de scission en deux sociétés énergétiques indépendantes : une société de gaz naturel nord-américaine et une société pétrolière pleinement intégrée ayant des terrains pétroliers et des raffineries sur place auxquels s'ajoutent diverses zones de ressources de gaz naturel et de pétrole brut.

La restructuration proposée de l'entreprise (l'« arrangement ») serait mise en œuvre au moyen d'un plan d'arrangement approuvé par un tribunal et soumis à l'approbation des actionnaires. L'arrangement entraînerait la création de deux entités cotées en bourse dont les dénominations seraient Cenovus Energy Inc. (« Cenovus ») (nom de travail antérieur « IOCo ») et EnCana Corporation (nom de travail antérieur « GasCo »). Chaque actionnaire d'EnCana recevrait une action de chaque entité en échange de chaque action ordinaire d'EnCana détenue. Le 15 octobre 2008, EnCana a annoncé que l'arrangement proposé serait retardé jusqu'à ce que les marchés des capitaux redeviennent stables.

Les divisions d'exploitation d'EnCana, après l'arrangement, comprendraient la division des contreforts canadiens et la division des États-Unis. Les divisions en exploitation de Cenovus, après l'arrangement, comprendraient la division des plaines canadiennes et la division des activités pétrolières intégrées.

Le texte qui suit fait état des événements marquants de l'évolution de l'entreprise d'EnCana au cours des trois dernières années. Dans la présente section, à moins d'indication contraire, tout le produit des désinvestissements est donné avant impôts.

Projets en 2008 :

- Au troisième trimestre de 2008 la raffinerie de Wood River a reçu les approbations des organismes de réglementation donnant le feu vert à la construction du projet d'agrandissement de l'usine de cokéfaction et de la raffinerie (le « projet CORE »). La participation de 50 pour cent d'EnCana dans ce projet devrait coûter environ 1,8 milliard de dollars, et le projet devrait être achevé et pleinement opérationnel d'ici 2011. Il est prévu que l'agrandissement augmentera la capacité de raffinage de pétrole brut de 50 000 barils par jour pour la porter à environ 356 000 barils par jour (à la pleine capacité) et devrait plus que doubler la capacité de raffinage de brut lourd pour la porter à environ 240 000 barils par jour.

Acquisitions en 2008 :

- En 2008, EnCana a acquis, dans plusieurs opérations, certains terrains et certaines participations minières dans la formation de schistes argileux de Haynesville en Louisiane et au Texas en contrepartie d'environ 1 010 millions de dollars nets pour EnCana. Ces acquisitions ont augmenté le portefeuille foncier d'EnCana qui atteint environ 435 000 acres nettes, y compris environ 63 000 acres nettes de terrains miniers. Parmi ces opérations, la plus importante a été l'achat effectué le 23 juillet 2008 qui a permis à EnCana d'acquérir certaines participations foncières et minières en Louisiane en contrepartie d'environ 457 millions de dollars, avant les rajustements de clôture. Le 12 novembre 2008, une partie non apparentée a levé une option en vue de l'achat de certaines participations dans le cadre de cette acquisition en contrepartie d'environ 157 millions de dollars, ce qui a réduit la quote-part totale d'EnCana dans le prix d'achat à environ 300 millions de dollars.

Désinvestissements en 2008 :

- En 2008, EnCana a réalisé le désinvestissement d'actifs de pétrole et de gaz naturel classiques non essentiels parvenus à maturité dont le produit est ainsi réparti : environ 39 millions de dollars pour la division des plaines canadiennes, environ 400 millions de dollars pour la division des contreforts canadiens et environ 251 millions de dollars pour la division des États-Unis.
- En septembre 2008, EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations restantes au Brésil et a réalisé un produit net d'environ 164 millions de dollars, avant les rajustements de clôture, qui s'est traduit par un gain après impôt sur la vente d'environ 99 millions de dollars. Les participations d'EnCana au Brésil comprenaient dix blocs d'exploration extracôtiers.
- En 2008, EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations en France et s'est retirée du Qatar.

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 des ententes avec ConocoPhillips en vue de la création d'une entreprise des activités pétrolières intégrées en copropriété constituée d'actifs en amont et en aval. L'entreprise des activités

pétrolières intégrées procure une plus grande certitude quant à l'exécution des projets d'extraction de bitume sur place d'EnCana et qui lui permet de participer à l'industrie du raffinage en Amérique du Nord.

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 à l'extraction 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 à terre par un pipeline sous-marin et EnCana prévoit le transporter sur le pipeline des Maritimes et du Nord-Est jusqu'à un point de livraison de l'est du Canada.

Acquisitions en 2007 :

- En novembre 2007, une filiale d'EnCana a fait l'acquisition de la totalité des participations foncières et en gaz naturel 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 a porté la participation d'EnCana dans le champ Amoruso à 100 pour cent et a entraîné une production supplémentaire de 75 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel en 2007.

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.

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 en 2006.

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.
- 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 prévoit ne plus avoir d'obligations 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 destinés au 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 stockage de Wild Goose en Californie.

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 2008. 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. Toutes les réserves prouvées et la production d'EnCana proviennent de terrains nord-américains.

Au 31 décembre 2008, EnCana avait des réserves prouvées nettes d'environ 13,7 billions de pieds cubes de gaz naturel et de 1,0 milliard de barils de pétrole brut, de bitume et de LGN, selon une estimation faite par des évaluateurs de

réerves qualifiés indépendants. Les réerves mises en valeur prouvées comprennent environ 63 pour cent du total des réerves de gaz naturel, environ 72 pour cent des réerves de pétrole brut et de LGN, à l'exclusion du bitume, et environ 19 pour cent des réerves de bitume. Veuillez vous reporter à la rubrique « Réerves 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 21,0 millions d'acres brutes (environ 18,3 millions d'acres nettes, dont environ 9,3 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur). Les droits miniers sur environ 41 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 2008, EnCana a réalisé des investissements en capitaux dans l'Ouest canadien d'environ 3 737 millions de dollars et a foré environ 2 578 puits nets.

Aux États-Unis, les avoirs fonciers d'EnCana représentent environ 5,4 millions d'acres brutes (4,4 millions d'acres nettes, dont environ 3,9 millions d'acres nettes ne sont pas mises en valeur), la majorité étant située au Texas, au Colorado, au Wyoming et en Louisiane. En 2008, EnCana a réalisé des investissements en capitaux d'environ 2 615 millions de dollars, sans compter les raffineries, et a foré environ 750 puits nets inclus dans la division des États-Unis.

Le texte suivant décrit chaque division d'EnCana plus en détail.

Division des plaines canadiennes

La division des plaines canadiennes englobe les activités de production de gaz naturel traditionnelles dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan ainsi que les activités de mise en valeur et de production de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan. Trois zones de ressources clés font partie de la division des plaines canadiennes : i) Shallow Gas, ii) Pelican Lake et iii) Weyburn. La zone de ressources clé de Shallow Gas fait partie des régions de Suffield, de Brooks North et de Langevin.

En 2008, la division des plaines canadiennes a réalisé des investissements en capitaux d'environ 847 millions de dollars et a foré environ 1 476 puits nets. Les travaux prévus en 2009 comprennent la poursuite du forage intercalaire, des reconditionnements et des optimisations de puits ainsi que des initiatives de récupération assistée du pétrole et les investissements dans les infrastructures d'installations nécessaires pour la progression continue des plans de mise en valeur.

Au 31 décembre 2008, la division des plaines canadiennes avait un portefeuille foncier établi d'environ 6,9 millions d'acres brutes (6,5 millions d'acres nettes). Environ 2,6 millions d'acres brutes (2,5 millions d'acres nettes) ne sont pas mises en valeur. Les droits miniers sur environ 48 pour cent de la superficie totale nette sont détenus en propriété inconditionnelle par EnCana.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des plaines canadiennes au 31 décembre 2008.

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	
Suffield	924	910	70	69	994	979	98 %
Brooks North	560	558	9	9	569	567	100 %
Langevin	1 215	1 096	853	773	2 068	1 869	90 %
Drumheller	363	351	16	13	379	364	96 %
Pelican Lake	133	133	280	266	413	399	97 %
Weyburn	95	83	393	386	488	469	96 %
Autres	973	909	1 013	934	1 986	1 843	93 %
Total des plaines canadiennes	4 263	4 040	2 634	2 450	6 897	6 490	94 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Suffield	231	245	12 971	15 563	309	338
Brooks North	273	271	838	742	278	275
Langevin	203	219	9 111	9 542	258	277
Drumheller	93	97	2 276	2 190	107	110
Pelican Lake	1	1	21 975	23 253	132	141
Weyburn	—	—	14 056	14 774	84	89
Autres	41	42	6 111	6 136	78	78
Total des plaines canadiennes	842	875	67 338	72 200	1 246	1 308

Note :

- 1) La zone de ressources clé de Shallow Gas, qui fait partie des régions de Suffield, de Brooks North et de Langevin, a représenté une production moyenne d'environ 700 millions de pieds cubes par jour en 2008 (726 millions de pieds cubes par jour en 2007). En conséquence de l'approbation des organismes de réglementation, qui a été obtenue à la fin de 2006, les volumes produits et les puits nets forés de Shallow Gas sont comptabilisés avec les volumes mélangés provenant de plusieurs zones de ressources dans la même région géographique.

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs de la division des plaines canadiennes au 31 décembre 2008. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2008.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Suffield	9 989	9 971	725	725	10 714	10 696
Brooks North	7 123	7 018	53	53	7 176	7 071
Langevin	6 791	6 216	244	238	7 035	6 454
Drumheller	1 547	1 487	97	94	1 644	1 581
Pelican Lake	7	7	453	453	460	460
Weyburn	—	—	773	485	773	485
Autres	1 177	1 153	660	622	1 837	1 775
Total des plaines canadiennes	26 634	25 852	3 005	2 670	29 639	28 522

Note :

- 1) Au 31 décembre 2008, la zone de ressources clé de Shallow Gas comptait environ 23 903 puits de gaz productifs bruts (23 205 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 canadiennes.

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 de Shallow Gas. 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 en collaboration avec les Forces armées canadiennes selon les principes directeurs définis par les accords présentement conclus avec le gouvernement du Canada. Le 6 octobre 2008 débutait une audience en comité mixte de la ERCB dans le cadre de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* relativement à la demande courante d'EnCana visant à poursuivre le forage intercalaire de puits de gaz à faible profondeur dans la réserve faunique nationale. L'audience a pris fin à la fin d'octobre. Le 27 janvier 2009, le comité mixte a publié un rapport faisant part de ses conclusions. Dans ce rapport, le comité conjoint est venu à la conclusion que le projet pourrait aller de l'avant si deux conditions préalables essentielles étaient respectées, la première condition étant la finalisation des évaluations d'habitats indispensables à l'égard de certaines espèces particulières de plantes et d'animaux, la deuxième étant la clarification du rôle du comité environnemental consultatif de Suffield et la dotation de ressources adéquates à ce comité afin d'assurer une bonne supervision réglementaire du projet. EnCana travaillera maintenant avec les parties intéressées nécessaires pour passer à l'étape suivante de ce projet.

En 2008, environ 516 puits nets ont été forés dans la région de Suffield, et la production s'est établie en moyenne à environ 231 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour et à environ 12 971 barils de pétrole brut par jour.

Brooks North

EnCana produit du gaz naturel, du pétrole brut et des LGN à partir d'horizons du Crétacé et a entrepris la mise en valeur des charbons de la formation du Crétacé de Belly River dans la région de Brooks North, dans le sud de l'Alberta. Cette région est une autre région prioritaire de la zone de ressources clé de Shallow Gas et se compose en grande partie de terrains en propriété inconditionnelle. La mise en valeur dans la région est axée sur le forage intercalaire, les reconditionnements et l'optimisation des puits existants. En 2008, environ 481 puits nets ont été forés dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 273 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Langevin

EnCana produit du gaz à faible profondeur principalement à partir de formations du Crétacé supérieur de la région de Langevin dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan et a entrepris la mise en valeur des charbons de la formation du Crétacé de Belly River. La production de gaz naturel 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 Shallow Gas d'EnCana. La production de pétrole brut dans la région provient principalement de terrains en propriété inconditionnelle situés dans le sud de l'Alberta. La mise en valeur dans cette région est axée sur le forage intercalaire, les reconditionnements et l'optimisation des puits existants. En 2008, EnCana a foré environ 271 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 203 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour et à environ 9 111 barils de pétrole brut 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 naturel classique et englobe en grande partie des terrains en propriété inconditionnelle. En 2008, environ 174 puits nets ont été forés dans la région, et la production s'est établie en moyenne à 93 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 à partir de la formation du Crétacé Wabiskaw dans le nord-est de l'Alberta. L'expansion de l'infrastructure des installations dans cette région s'est poursuivie en 2008 pour traiter les volumes totaux accrus de production de fluides associés à ses projets d'injection d'eau et de polymères. Le projet d'injection de polymères a été augmenté de 35 puits d'injection au cours de 2008.

Outre le pétrole brut lourd de la formation de Wabiskaw, d'importants gisements de bitume ont été découverts dans la formation du Crétacé de Grand Rapids et dans la formation du Dévonien de Grosmont dans la région de Pelican Lake, gisements qu'EnCana continue d'évaluer.

EnCana détient 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.

En août 2008, EnCana a conclu une entente avec Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») en vue du transport de pétrole brut lourd mélangé à partir d'Utikuma, en Alberta, jusqu'à Edmonton, en Alberta, sur le pipeline de Pembina d'une capacité de 100 000 barils par jour. Ce pipeline servira à transporter le pétrole brut à partir de la propriété d'EnCana à Pelican Lake aux marchés du pétrole brut. Les parties ont également convenu de transporter des condensats, qui servent de diluants pour le transport du pétrole lourd, à partir de Whitecourt, en Alberta, jusqu'à Utikuma, en Alberta, sur un pipeline d'une capacité de 22 000 barils par jour. La durée initiale de l'entente est de dix ans à partir de la mise en service qui, selon des estimations, devrait se produire au milieu de 2011.

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 augmente la récupération finale dans la zone de récupération assistée du pétrole du champ au moyen d'un projet d'injection de dioxyde de

carbone (« CO₂ ») miscible. Weyburn est actuellement reconnue comme le plus important projet de séquestration du CO₂ au monde. Le CO₂ est acheminé par pipeline directement à l'installation de Weyburn en provenance d'un projet de gazéification du charbon situé au Dakota du Nord. Le programme de mise en valeur de 2008 comprenait un programme de forage intercalaire qui s'est traduit par 34 nouveaux puits bruts dans l'unité, l'ajout de huit nouvelles configurations d'injection de CO₂ et les installations connexes à la création des configurations. Au 31 décembre 2008, 46 configurations étaient achevées alors que 8 autres étaient en attente d'injection de CO₂ sur un total prévu actuel de 75 configurations. En 2009, EnCana envisage de mettre l'accent sur l'augmentation des injections avec le déploiement de configurations de CO₂ supplémentaires ainsi que les conversions d'injecteurs de CO₂ et le réaligement des configurations d'injection d'eau.

Division des contreforts canadiens

La division des contreforts canadiens 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) CBM. La zone de ressources clé de CBM (méthane de houillère de Horseshoe Canyon et gaz à faible profondeur mélangé) est située dans l'unité économique de Clearwater. En outre, EnCana s'est constituée un portefeuille foncier prédominant dans la nouvelle formation de schistes argileux du Dévonien de Horn River adjacente à la zone de ressources clé de Greater Sierra. À la fin de 2008, la gestion du projet de gaz naturel extracôtier Deep Panuke du Canada atlantique a été transférée à la division des contreforts canadiens.

En 2008, la division des contreforts canadiens a réalisé des investissements en capitaux dans l'Ouest canadien d'environ 2 234 millions de dollars et foré environ 1 064 puits nets.

Au 31 décembre 2008, la division des contreforts canadiens avait un portefeuille foncier établi dans l'Ouest canadien représentant environ 12,1 millions d'acres brutes (10,2 millions d'acres nettes); de cette superficie, environ 6,8 millions d'acres brutes (5,8 millions d'acres nettes) n'étaient pas mises en valeur. Les droits miniers à l'égard d'environ 43 pour cent de la superficie nette totale appartiennent à EnCana en propriété inconditionnelle.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des contreforts canadiens au 31 décembre 2008.

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	641	599	1 718	1 428	2 359	2 027	86 %
Cutbank Ridge	341	264	957	860	1 298	1 124	87 %
Bighorn	304	179	509	324	813	503	62 %
Clearwater	3 540	3 127	2 783	2 613	6 323	5 740	91 %
Autres	461	292	847	554	1 308	846	65 %
Total des contreforts canadiens ¹⁾	5 287	4 461	6 814	5 779	12 101	10 240	85 %

Note :

1) À l'exclusion des terrains extracôtiers.

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Greater Sierra	220	211	1 044	852	226	216
Cutbank Ridge ¹⁾	296	258	617	457	300	261
Bighorn ¹⁾	167	126	3 734	2 123	189	139
Clearwater ²⁾	495	497	10 777	10 595	560	561
Autres	122	163	3 808	4 245	145	188
Total des contreforts canadiens	1 300	1 255	19 980	18 272	1 420	1 365

Notes :

1) L'information sur la production des zones de ressources clés dans le cas de Cutbank Ridge et de Bighorn a été retraitée pour tenir compte de l'ajout de nouvelles régions et zones qui peuvent maintenant faire partie d'une zone de ressources clés selon les critères internes d'EnCana.

2) La zone de ressources clé de CBM de la région de Clearwater a affiché en 2008 une production moyenne d'environ 304 millions de pieds cubes par jour (259 millions de pieds cubes par jour en 2007).

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2008. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2008.

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	1 006	970	3	3	1 009	973
Cutbank Ridge ¹⁾	693	599	16	2	709	601
Bighorn ¹⁾	435	303	8	4	443	307
Clearwater ²⁾	8 976	8 188	151	109	9 127	8 297
Autres	595	461	243	153	838	614
Total des contreforts canadiens	11 705	10 521	421	271	12 126	10 792

Notes :

- 1) L'information sur la production des zones de ressources clés dans le cas de Cutbank Ridge et de Bighorn a été retraitée pour tenir compte de l'ajout de nouvelles régions et zones qui peuvent maintenant faire partie d'une zone de ressources clés en fonction des critères internes d'EnCana.
- 2) Au 31 décembre 2008, la zone de ressources clé de méthane de houillère comptait environ 5 426 puits de gaz productifs bruts (5 072 puits de gaz nets).

Le texte qui suit présente une description des principales activités ou régions productives de la division des contreforts canadiens.

Greater Sierra

La région Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique constitue l'une des zones de ressources clés en gaz naturel d'EnCana. Dans cette région, l'accent est mis surtout sur la mise en valeur continue de la formation du Dévonien Jean Marie et la démonstration pilote de la viabilité de la mise en valeur de la formation schisteuse du Dévonien de Horn River.

En 2008, EnCana a foré environ 106 puits de gaz naturel nets dans la région et la production de gaz naturel dans la région s'est établie en moyenne à environ 220 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel. La production est demeurée relativement constante au cours des quatre dernières années.

Au 31 décembre 2008, EnCana détenait une participation moyenne de 99 pour cent dans 13 installations de production dans la région, qui étaient en mesure de traiter environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. EnCana détenait 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.

Au 31 décembre 2008, EnCana contrôlait environ 436 000 acres brutes non mises en valeur (260 000 acres nettes) dans la nouvelle formation de schistes argileux du Dévonien du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les schistes du bassin (Muskwa, Otter Park et Evie) situés dans la zone prioritaire d'EnCana ont plus de 500 pieds d'épaisseur. Au 31 décembre 2008, ces schistes ont été évalué au moyen de 15 puits (cinq puits verticaux et dix puits horizontaux) dont neuf ont été placés en production à long terme (un puits vertical et huit puits horizontaux). En 2009, EnCana et son partenaire envisagent de mener un programme plus ambitieux de forage de puits horizontaux dans la région de Two Island Lake et de construire une station de compression et un gazoduc de transport de gaz non épuré d'un diamètre de 24 pouces.

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 clés dans Cutbank Ridge comprennent les zones Montney, Cadomin et Doig. La majeure partie des terrains de la société dans cette région ont été achetés en 2003. Les formations de Montney et de Cadomin 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 2008, EnCana a foré environ 82 puits de gaz naturel nets dans la région, et la production moyenne s'est établie à environ 296 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

EnCana détient environ 731 000 acres nettes couvrant la formation de Montney dans le bassin profond non classique avec environ 244 000 acres nettes situées dans la zone de mise en valeur principale d'EnCana à proximité de Dawson Creek,

en Colombie-Britannique. EnCana a procédé à de nombreux essais dans la zone de ressources de Montney dans le bassin profond au cours des quelques dernières années et, par l'application d'une technologie évoluée, a grandement réduit les coûts de mise en valeur d'ensemble et a obtenu une réduction de plus de 70 pour cent des coûts à intervalle complet au cours des deux dernières années.

L'usine Steeprock d'EnCana avait une capacité d'environ 70 millions de pieds cubes par jour à la fin de 2007. Un agrandissement a été réalisé en juillet 2008 pour porter la capacité de traitement totale à environ 175 millions de pieds cubes par jour

Bighorn

La région de Bighorn, dans le centre ouest de l'Alberta, est une autre des zones de ressources clés en gaz naturel d'EnCana où l'accent est mis sur l'exploitation de sables créacés empilés en zones multiples dans la formation Deep Basin. Les principaux terrains productifs dans la région de Bighorn sont Resthaven, Kakwa, Wild River, Berland et Aurora. En 2008, EnCana a foré environ 64 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 167 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel non corrosif.

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 60,8 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 60 millions de pieds cubes par jour. EnCana possède 75 pour cent de cette usine et dispose d'une capacité de traitement ferme pour les 25 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.

Clearwater

La région de Clearwater s'étend de la frontière des États-Unis jusqu'au centre de l'Alberta. Clearwater met principalement l'accent sur la zone de ressources clé en gaz naturel de CBM; toutefois, Clearwater est également chargée de la mise en valeur de la zone utile de méthane de houillère dans la formation de Mannville et de réservoirs en profondeur du Crétacé. Dans la région de Clearwater, EnCana détient environ 5,7 millions d'acres nettes et environ 2,1 millions d'acres nettes dans l'axe préférentiel de Horseshoe Canyon. Environ 77 pour cent du total des avoirs fonciers nets sont détenus en propriété inconditionnelle. En 2008, EnCana a foré environ 698 puits de méthane de houillère nets, et la production s'est établie en moyenne à quelque 304 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de la zone de ressources clé de CBM.

Canada atlantique

Au 31 décembre 2008, EnCana détenait une participation dans environ 76 000 acres brutes (31 000 acres nettes) dans le Canada atlantique, y compris la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. EnCana exploite cinq de ses huit concessions dans ces régions et possède une participation moyenne d'environ 40 pour cent.

EnCana est l'exploitant du champ de gaz naturel Deep Panuke situé au large de la Nouvelle-Écosse et possédait presque tout le champ Deep Panuke au 31 décembre 2008 après avoir fait l'acquisition de toutes les participations dans une des licences visant le champ Deep Panuke en août 2008. EnCana s'apprête actuellement à poursuivre l'aménagement du projet de gaz naturel Deep Panuke. Les travaux progressent dans le respect du budget et de l'échéancier et la première production est attendue au cours du quatrième trimestre de 2010.

Division des États-Unis

Les activités d'EnCana aux États-Unis se concentrent sur l'exploitation de formations de gaz naturel non classiques de longue durée dans le champ Jonah, situé dans le sud-ouest du Wyoming, dans le bassin Piceance, situé dans le nord-ouest du Colorado, dans les bassins East Texas et Fort Worth, situés au Texas et dans la formation de schistes argileux de Haynesville au Texas et en Louisiane. La majeure partie de la production aux 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 2008, la division des États-Unis a réalisé des investissements en capitaux d'environ 2 615 millions de dollars et a foré environ 750 puits nets.

Au 31 décembre 2008, les avoirs fonciers d'EnCana aux États-Unis étaient d'environ 5,4 millions d'acres brutes (4,4 millions d'acres nettes), dont environ 4,7 millions d'acres brutes (3,9 millions d'acres nettes) n'étaient pas mises en valeur, la plupart étant situées au Texas, au Colorado et au Wyoming.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des États-Unis au 31 décembre 2008.

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	11	145	131	157	142	90 %
Piceance	261	235	784	686	1 045	921	88 %
East Texas	105	73	290	263	395	336	85 %
Fort Worth	55	52	81	51	136	103	76 %
Haynesville	15	13	585	422	600	435	73 %
Bassin Maverick	106	20	264	235	370	255	69 %
Bassin Delaware	4	2	731	598	735	600	82 %
Autres	157	154	1 794	1 479	1 951	1 633	84 %
Total aux États-Unis	715	560	4 674	3 865	5 389	4 425	82 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ e/j)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
	Jonah	603	557	5 273	5 345	635
Piceance	385	348	2 513	2 755	400	364
East Texas	334	143	134	207	335	145
Fort Worth	142	124	500	497	145	127
Autres	169	173	4 930	5 376	198	205
Total aux États-Unis	1 633	1 345	13 350	14 180	1 713	1 430

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2008. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2008.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets	Bruts
Jonah	655	587	—	—	655	587
Piceance	2 907	2 547	3	1	2 910	2 548
East Texas	739	430	6	3	745	433
Fort Worth	711	613	21	20	732	633
Autres	2 233	1 473	16	10	2 249	1 483
Total aux États-Unis	7 245	5 650	46	34	7 291	5 684

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 de Jonah tire sa production de la formation de Lance, qui contient des formations de sables empilés 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. Par le passé, EnCana menait

ses activités dans la zone à pression anormale du champ. En 2008, EnCana a commencé à mettre en valeur les terrains adjacents présentant une pression normale.

Dans la zone à pression anormale, EnCana envisage de forer le champ à des espacements de dix acres et parfois à des espacements moindres dans certaines zones. Au 31 décembre 2008, environ 300 emplacements nets de dix acres restaient à forer et environ 255 emplacements nets supplémentaires étaient disponibles. À l'extérieur de la zone à pression anormale, EnCana est propriétaire d'environ 55 000 acres brutes où des forages à espacements de 40 acres et possiblement de 20 acres sont possibles.

Au cours de 2008, EnCana a foré 151 puits nets dans la région principale et les taux de production initiaux sur 30 jours se sont établis en moyenne de 3,5 millions à 4,5 millions de pieds cubes par jour et dans le cas de 24 puits nets dans les terrains adjacents, à des taux initiaux s'établissant en moyenne de 0,8 million à 1,3 million de pieds cubes par jour. Au cours de 2008, le champ Jonah a produit en moyenne environ 603 millions de pieds cubes par jour de production de gaz naturel.

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 de Williams Fork. L'acquisition de Tom Brown, Inc. par EnCana en mai 2004 comprenait des terrains et la production de gaz naturel dans le bassin. En 2008, EnCana a foré environ 328 puits nets dans le bassin, et la production de gaz naturel nette s'est établie en moyenne à environ 385 millions de pieds cubes par jour.

En 2006 et en 2007, EnCana a finalisé cinq ententes en vue de la mise en valeur conjointe de parties du bassin Piceance. En 2008, EnCana a finalisé deux autres ententes en vue de la mise en valeur conjointe de deux parties supplémentaires du bassin Piceance qui englobait environ 28 867 acres nettes. Pour la période allant de 2008 à 2011, il est prévu qu'EnCana forera environ 336 puits nets au moyen de fonds provenant de tiers. En 2008, EnCana a foré environ 113 puits nets au moyen de fonds provenant de tiers et ses partenaires ont foré environ 7 puits nets.

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 en 2004 avec l'acquisition de Tom Brown, Inc. En 2005, elle a fait l'acquisition d'une participation de 30 pour cent des actifs de Deep Bossier du groupe Leor Energy accédant ainsi à 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 2008, EnCana a foré environ 78 puits nets dans le bassin et la production s'est établie en moyenne à 334 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, EnCana s'est assurée d'un important portefeuille foncier 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 83 puits nets dans le bassin en 2008, et la production s'est établie en moyenne à 142 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Formation de schistes argileux de Haynesville

EnCana s'est constitué un portefeuille foncier et de ressources dans la formation de schistes argileux de Haynesville au Texas et en Louisiane. EnCana a fait l'acquisition de sa première concession en 2005, a foré les trois premiers puits verticaux en 2006 et a continué d'acquérir des terrains. En 2007, EnCana a signé une entente d'exploration conjointe en parts égales avec une partie non apparentée. Au 31 décembre 2008, les sociétés avaient foré huit puits verticaux et six puits horizontaux et exploient actuellement neuf appareils de forage dans la région. EnCana et son partenaire en coentreprise forent maintenant uniquement des puits horizontaux.

En 2008, EnCana a augmenté sa superficie amodiée dans la zone de ressources de schistes de Haynesville pour la porter à environ 435 000 acres nettes au moyen d'une série d'opérations totalisant environ 1 010 millions de dollars. Ce portefeuille foncier comprend environ 63 000 acres nettes de participations minières que EnCana a achetées en juillet 2008 en contrepartie d'environ 300 millions de dollars nets pour EnCana.

Bassin Maverick

EnCana détient environ 264 000 acres brutes non mises en valeur (235 000 acres nettes) dans le bassin Maverick, dans le sud-ouest du Texas. Cette superficie, acquise en septembre 2005, renferme un potentiel d'exploration dans la formation de 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 partenaire d'EnCana a décidé de poursuivre l'entente de coentreprise et s'est engagé à forer quatre autres puits horizontaux en 2009.

Bassin Delaware

EnCana détient environ 731 000 acres brutes non mises en valeur (598 000 acres nettes) dans le bassin Delaware de l'ouest du Texas. Cette superficie, acquise en septembre 2004, renferme un potentiel d'exploration dans la formation de Barnett et Woodford Shale, en plus d'un potentiel multizone de la section superficielle. En 2007, EnCana a conclu une entente de coentreprise en vue du forage de 12 puits, avec l'option d'en forer plus. Au 31 décembre 2008, 10 puits d'exploration avaient été forés et complétés et deux puits étaient encore en forage en fin d'année.

Axe préférentiel du Jurassique sur la côte du golfe du Mexique

Au cours de 2007 et de 2008, EnCana a fait l'acquisition de terrains présentant environ 470 000 acres nettes dans plusieurs projets dans l'axe préférentiel du Jurassique de la côte du golfe du Mexique située au Texas, en Louisiane et au Mississippi.

Installations de collecte et de traitement

EnCana possède et exploite diverses installations de collecte et de traitement de gaz naturel aux 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 environ 794 kilomètres de gazoducs. 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 550 kilomètres de gazoducs, et d'une installation de réfrigération d'une capacité d'environ 70 millions de pieds cubes par jour. Au cours de 2008, deux gazoducs ont été vendus pour environ 132 millions de dollars.

Division des activités pétrolières intégrées

La division des activités pétrolières intégrées comprend la totalité des actifs de l'entreprise des activités pétrolières intégrées avec ConocoPhillips, ainsi que d'autres participations dans le bitume et les actifs de gaz naturel de l'Athabasca. Aux fins de la communication de l'information financière en 2008, les actifs en amont canadiens de la division des activités pétrolières intégrées sont inclus dans le segment isolable du Canada et les actifs de raffinage en aval américains sont inclus dans le segment isolable de raffinage en aval.

La division des activités pétrolières intégrées englobe deux zones de ressources clés de pétrole brut : i) Foster Creek et ii) Christina Lake. Au 31 décembre 2008, EnCana détenait des droits bitumiers couvrant quelque 1 056 000 acres brutes (761 000 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 2008, la division des activités pétrolières intégrées a réalisé des investissements en capitaux d'environ 1 134 millions de dollars et a foré environ 38 puits nets.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des activités pétrolières intégrées au 31 décembre 2008.

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	
Foster Creek	24	12	48	24	72	36	50 %
Christina Lake	1	—	24	12	25	12	50 %
Athabasca	538	461	383	312	921	773	84 %
Borealis	—	—	37	37	37	37	100 %
Autres	35	16	942	687	977	703	72 %
Total du pétrole intégré	598	489	1 434	1 072	2 032	1 561	77 %

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

Production (moyenne annuelle)	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole brut et LGN (b/j)		Production totale (Mpi ³ /j)	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Foster Creek	—	—	25 947	24 262	156	146
Christina Lake	—	—	4 236	2 552	25	15
Athabasca	63	91	—	—	63	91
Autres	—	—	2 729	2 688	16	16
Total du pétrole intégré	63	91	32 912	29 502	260	268

Le tableau suivant résume les participations d'EnCana dans des puits productifs au 31 décembre 2008. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2008.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de gaz productifs		Puits de pétrole productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	—	—	114	57	114	57
Christina Lake	9	5	16	8	25	13
Athabasca	706	665	—	—	706	665
Autres	2	1	20	17	22	18
Total du pétrole intégré	717	671	150	82	867	753

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

Entreprise des activités pétrolières intégrées

Le 3 janvier 2007, la création de l'entreprise des activités pétrolières intégrées avec ConocoPhillips a été réalisée. L'entreprise des activités pétrolières intégrées comprend les actifs en amont canadiens constituant l'apport d'EnCana et les actifs en aval américains constituant l'apport de ConocoPhillips. L'entreprise englobe deux entités en exploitation en parts égales, une entité en amont canadienne gérée par EnCana et une entité en aval américaine gérée par ConocoPhillips.

L'entité en amont de l'entreprise des activités pétrolières intégrées est actuellement gérée par l'entremise de FCCL Oil Sands Partnership (« FCCL »), qui est propriétaire des projets de récupération de pétrole sur place de Foster Creek et de Christina Lake. EnCana et ConocoPhillips possèdent chacune 50 pour cent de FCCL. Une filiale en propriété exclusive d'EnCana est l'exploitant et le gestionnaire de FCCL. La gestion de l'entité en aval de l'entreprise des activités pétrolières intégrées est assurée 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 une participation inégale dans la raffinerie de Borger de 85 pour cent en 2007 et de 65 pour cent en 2008, avant que cette participation ne redevienne de 50 pour cent en 2009. ConocoPhillips est l'exploitant et le gestionnaire de WRB. FCCL a un comité de gestion, alors que WRB possède un conseil d'administration, tous deux étant composés de trois représentants d'EnCana et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux. L'objectif actuel de FCCL consiste à augmenter la capacité de production pour la porter à environ 218 000 barils de bitume par jour avec l'achèvement des phases d'agrandissement actuelles à Foster Creek et à Christina Lake. L'objectif actuel de WRB consiste à raffiner environ 135 000 barils d'équivalent bitume par jour pour en faire principalement des combustibles à

moteur avec l'achèvement du projet CORE en 2011. Au 31 décembre 2008, WRB avait une capacité de traitement lui permettant de raffiner jusqu'à environ 70 000 barils par jour d'équivalent bitume

Foster Creek

EnCana, par sa participation dans FCCL, a une participation de 50 pour cent dans Foster Creek, une zone de ressources clé en pétrole brut. 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 bitumiers 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 détient les droits exclusifs sur des concessions visant plusieurs centaines de milliers d'acres sous-jacentes à des droits bitumiers dans d'autres régions du polygone de tir aérien de Cold Lake pour son propre compte ou pour le compte de ses concessionnaires. Un projet de récupération sur place de pétrole dans la région de Foster Creek est actuellement exploité 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'un agrandissement qui a permis d'augmenter la capacité de production de 30 000 barils bruts de bitume par jour, portant la capacité de production à Foster Creek à environ 60 000 barils bruts de bitume par jour. D'autres agrandissements qui sont en cours devraient augmenter la capacité de production et la porter à environ 120 000 barils bruts de bitume par jour en 2009.

EnCana effectue des recherches et met au point des technologies en vue d'augmenter la récupération et de diminuer les coûts d'extraction du pétrole. Elle se concentre notamment sur des méthodes de recharge de pompage artificiel pour lesquelles elle utilise des pompes de conception différente qui devraient lui permettre 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 et les charges d'exploitation de l'installation. Au 31 décembre 2008, 83 puits étaient dotés de pompes électriques submersibles à Foster Creek, et EnCana prévoit continuer d'utiliser cette technologie sur les nouveaux puits de DGMV. En outre, EnCana a fait des essais pilotes fructueux relativement à une autre technologie à Foster Creek suivant laquelle un autre puits de production est foré entre deux paires de puits productifs pour produire du bitume qui est réchauffé par sa proximité à une chambre de vapeur, mais qui ne peut être récupéré par les puits de production adjacents. Un certain nombre de ces « puits interposés » (*wedge wells*) (brevet en instance) sont en production et on envisage d'en compléter d'autres et de les mettre en production.

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 les activités de production du bitume. Deux technologies faisant appel à des solvants dans le procédé d'extraction ont fait l'objet d'essais pilotes. Le procédé Vapex, qui utilise des solvants au lieu de la vapeur, a fait l'objet d'essais pilotes à Foster Creek de 2002 à 2005. Les résultats des essais pilotes du procédé 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 exploite 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 actuellement utilisées dans les activités de DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau du Power Pool de l'Alberta.

Christina Lake

Par sa participation dans FCCL, EnCana a une participation de 50 pour cent dans un projet de récupération de pétrole au moyen de la technologie DGMV dans la région de Christina Lake, une zone de ressources clé en pétrole brut. Au cours de 2008, EnCana a réalisé un agrandissement qui a augmenté la capacité de production pour la porter à environ 18 000 barils bruts de bitume par jour. D'autres agrandissements sont actuellement en cours et ils devraient augmenter la production pour la porter à environ 98 000 barils bruts de bitume par jour.

À Christina Lake, EnCana se concentre sur un certain nombre d'innovations, y compris un programme pilote de PAS qu'elle a entrepris en 2004. Au cours de ce procédé, une petite quantité de solvants est mélangée à la vapeur pour améliorer la récupération. EnCana a terminé les essais de la technologie de PAS sur plusieurs puits associé au projet de démonstration initial et a obtenu des résultats prometteurs. Un autre puits pilote de PAS est prévu au cours de la période entre 2009 et 2010. 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. Une autre innovation a été lancée en 2007 suivant laquelle un système d'évacuation des eaux commandé à distance a été utilisé afin de réussir à gérer les pressions d'eau de fond et à améliorer le ratio vapeur/pétrole.

Raffinerie de Borger

Par sa participation dans WRB, EnCana possède une participation de 50 pour cent dans la raffinerie de Borger, située à Borger, au Texas. Au 31 décembre 2008, la raffinerie de Borger avait une capacité de traitement d'environ 146 000 barils de pétrole brut par jour 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 sous 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 des mélanges de pétrole lourd, 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.

Raffinerie de Wood River

Par sa participation dans WRB, EnCana possède une participation de 50 pour cent dans la raffinerie de Wood River, située à Roxana, en Illinois. Au 31 décembre 2008, la raffinerie de Wood River avait une capacité de traitement 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 pétrochimiques 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 d'extraction du soufre pour la production d'essence à faible teneur en soufre. En septembre 2008, l'approbation des organismes de réglementation a été obtenue afin d'aller de l'avant avec le projet CORE à Wood River, qui augmentera la capacité de raffinage du pétrole brut d'environ 50 000 barils par jour, la capacité de cokéfaction d'environ 65 000 barils par jour, qui fera plus que doubler la capacité de raffinage du pétrole brut lourd pour la porter à environ 240 000 barils par jour, qui augmentera le rendement des combustibles de transport propres d'environ 10 pour cent pour la porter à environ 89 pour cent et qui éliminera une capacité de production d'asphalte d'environ 40 000 barils par jour. Les dépenses en immobilisations pour le projet CORE sont estimées à 3,6 milliards de dollars (1,8 milliard de dollars nets pour EnCana) et le projet devrait être parachevé en 2011.

Le tableau suivant résume les résultats d'exploitation clés des raffineries intégrées pour la période indiquée.

Activités des raffineries ¹⁾	2008	2007
Capacité de pétrole brut (kb/j)	452	452
Livraison de pétrole brut (kb/j)	423	432
Utilisation du pétrole brut	93 %	96 %
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	30	246
Distillats	139	128
Autres	79	83
Total	448	457

Note :

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

Athabasca

EnCana produit du gaz naturel dans la région du polygone de tir aérien de Cold Lake et à partir de plusieurs avoires fonciers voisins situés dans le nord-est de l'Alberta et détient les droits d'accès en surface et les droits de gaz naturel en vue de l'exploration, la mise en valeur et le transport à partir des zones faisant partie du polygone de tir aérien de Cold Lake que le gouvernement du Canada lui a attribués. La majeure partie de la production de gaz naturel d'EnCana dans la région est traitée par l'entremise d'installations de compression détenues en propriété exclusive et exploitées.

En 2008, la production de gaz naturel a été touchée par les décisions du Energy Resource Conservation Board (« ERCB ») de septembre 2003, de juillet 2004, de septembre 2004 et de juillet 2007, de cesser la production de gaz naturel à McMurray, Wabiskaw et Clearwater, décisions qui mettent en péril la récupération des ressources de bitume dans la région. Les décisions se sont traduites par une diminution de la production annualisée de gaz naturel d'environ 26 millions de pieds

cubes par jour en 2008 (20 millions de pieds cubes par jour en 2007). 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 de la perte de flux de trésorerie par suite de la fermeture des puits.

Borealis

EnCana détient une participation directe de 100 pour cent 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 des activités pétrolières intégrées exploitée avec ConocoPhillips. Environ 198 puits de délimitation ont été forés dans la région élargie de Borealis au 31 décembre 2008. Une demande conjointe de mise en valeur a été présentée à l'ERCB et au ministère de l'Environnement de l'Alberta qui permettrait la construction d'une installation de DGMV d'une capacité de production d'environ 35 000 barils de bitume par jour. EnCana continue d'évaluer la région élargie de Borealis. En 2008, sept puits ont été forés afin de procéder à des essais sur des propriétés du réservoir de la formation de McMurray et d'évaluer les zones éventuelles d'évacuation d'eau au soutien de la demande conjointe. Des essais sur l'utilisation d'injection d'azote afin de déplacer l'eau d'entraînement ont été effectués dans le cadre du programme et ont été concluants.

Optimisation des marchés

Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par le groupe expansion de l'entreprise, commercialisation du gaz canadien et énergie d'EnCana et par des groupes divisionnaires de commercialisation. L'optimisation des marchés s'attache à améliorer le prix net de la production de la société. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits par des 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.

EnCana cherche à atténuer le risque associé aux flux de trésorerie prévisionnels en concluant divers contrats de gestion des risques concernant les produits fabriqués. Des renseignements sur ces opérations concernant les diverses positions de gestion des risques à l'égard du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité figurent dans la note 20 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Commercialisation du gaz naturel

En 2008, environ 94 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 six 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 cherche à atténuer l'incidence 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 2009, en tenant compte de ses contrats de gestion des risques, l'exposition d'ensemble d'EnCana aux prix de vente du gaz naturel représentait environ 2,6 milliards de pieds cubes par jour de janvier à octobre 2009 à un prix fixe moyen équivalent à la NYMEX d'environ 9,13 \$ par millier de pieds cubes, le reste de la production étant sans couverture.

Commercialisation du pétrole brut

EnCana vend son pétrole brut de l'Ouest canadien sur des marchés au Canada et aux États-Unis (86 560 barils par jour en 2008 et 95 082 barils par jour en 2007) et en gère le transport. En règle générale, les ventes de pétrole brut sont effectuées suivant des contrats au comptant, des contrats mensuels à tacite reconduction et des contrats à terme 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. Pour donner suite à son approche de portefeuille pour combler ses besoins de transport et de marché, EnCana prévoit augmenter ses ventes à la côte du golfe du Mexique aux États-Unis à l'avenir.

EnCana a également une position dans le flux de pétrole brut que l'on nomme Western Canadian Select (« WCS »), ayant participé à la création du WCS. La participation au WCS est importante si on considère que le WCS sert à créer un

indice de référence transparent pour le pétrole lourd, à améliorer la liquidité du marché du pétrole lourd et comme référence pour calculer les redevances à la Couronne.

Afin de respecter les spécifications de viscosité pour les pipelines, EnCana doit mélanger une certaine partie de sa production de pétrole lourd avec des diluants. La sécurité de l'approvisionnement est cruciale, et EnCana a diverses sources de diluants depuis 2006 qu'elle obtient à la fois au pays et à l'étranger par la côte ouest de la Colombie-Britannique.

EnCana commercialise des mélanges de pétrole au nom de la FCCL par l'entremise d'un contrat d'agence (80 866 barils par jour en 2008 et 71 415 barils par jour en 2007). Ce contrat est entré en vigueur le 2 janvier 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 activités 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 147 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 des activités pétrolières intégrées.

RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Depuis sa création, 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. En 2008, 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 trois pour cent enregistrée en 2008 découle principalement de la réussite des forages d'exploration et de mise en valeur qui ont entraîné des extensions et des découvertes représentant 1 966 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 négatives, se situant à 18 milliards de pieds cubes, soit moins de un pour cent des réserves de gaz naturel prouvées au début de 2008, principalement en raison des prix du gaz naturel relativement faibles dans la partie américaine des Rocheuses au 31 décembre 2008. Environ les deux tiers des extensions et des découvertes ont eu lieu au Canada et le reste, aux États-Unis. Les achats et les ventes des réserves en place n'ont pas été importants.

Au cours de 2007 et de 2006, 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 avaient augmenté d'environ 8 pour cent à la fin de 2008 par rapport à celles à la fin de 2007, cette augmentation étant en grande partie attribuable aux révisions positives associées aux participations de la société dans Foster Creek et Christina Lake.

Au 31 décembre 2007, les réserves de pétrole brut et de LGN d'EnCana étaient d'environ 18 pour cent inférieures à celles de la fin 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 des activités pétrolières intégrées 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 de réservations à Foster Creek et à 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.

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 2008 s'établissaient comme suit : pétrole brut (WTI) 44,60 \$/b, (Edmonton Light) 44,27 \$ CA/b, des diminutions de 54 pour cent et de 53 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2007, respectivement; dans le champ à Foster Creek, 30,39 \$ CA /b, une diminution de 39 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2007; gaz naturel (Centre Henry) 5,71 \$/Mbtu, une diminution de 16 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2007 et gaz naturel (AECO) 6,22 \$ CA/Mbtu, une diminution de 6 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2007.

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 de calcul du prix du bitume; elle accorde maintenant plus d'importance aux prix du disponible pour le repère de Western Canadian Select. La même méthode a été utilisée à la fin de l'exercice 2008.

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)^{1),2)}

Prix constants

	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)			Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)			
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Équateur ³⁾	Total
2006							
Début de l'exercice	6 517	5 267	11 784	932,5	53,1	135,0	1 120,6
Révisions et récupération améliorée	301	(88)	213	(39,0)	(1,1)	—	(40,1)
Extensions et découvertes	1 014	606	1 620	238,7	6,4	—	245,1
Achats de réserves en place	—	68	68	—	0,3	—	0,3
Ventes de réserves en place	(6)	(32)	(38)	(0,1)	—	(130,6)	(130,7)
Production	(798)	(431)	(1 229)	(52,7)	(4,7)	(4,4)	(61,8)
Fin de l'exercice	7 028	5 390	12 418	1 079,4 ⁴⁾	54,0	—	1 133,4
Mises en valeur	4 718	2 964	7 682	316,9	33,5	—	350,4
Non mises en valeur	2 310	2 426	4 736	762,5	20,5	—	783,0
Total	7 028	5 390	12 418	1 079,4⁴⁾	54,0	—	1 133,4
2007							
Début de l'exercice	7 028	5 390	12 418	1 079,4	54,0	—	1 133,4
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	0,0	—	0,2
Ventes de réserves en place	(24)	(7)	(31)	(398,2) ⁵⁾	(0,0)	—	(398,2)
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
Total	7 292	6 008	13 300	868,9	58,3	—	927,2
2008							
Début de l'exercice	7 292	6 008	13 300	868,9	58,3	—	927,2
Révisions et récupération améliorée	148	(166)	(18)	112,8	(3,6)	—	109,2
Extensions et découvertes	1 311	655	1 966	17,0	3,8	—	20,8
Achats de réserves en place	32	7	39	0,2	0,0	—	0,2
Ventes de réserves en place	(129)	(75)	(204)	(0,9)	(2,0)	—	(2,9)
Production	(807)	(598)	(1 405)	(44,0)	(4,9)	—	(48,9)
Fin de l'exercice	7 847	5 831	13 678	954,0	51,6	—	1 005,6
Mises en valeur	4 945	3 720	8 665	334,4	33,9	—	368,3
Non mises en valeur	2 902	2 111	5 013	619,6	17,7	—	637,3
Total	7 847	5 831	13 678	954,0	51,6	—	1 005,6

Notes :

- 1) Définitions :
 - a. On entend par réserves « nettes » les réserves restantes d'EnCana après déduction des redevances estimatives, y compris les intérêts sur les redevances.
 - b. On entend par réserves « prouvées » les quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN qui, d'après des données techniques et géologiques raisonnablement concluantes, seront récupérables au cours des années futures à partir des réservoirs connus, dans les conditions économiques et d'exploitation existantes, c'est-à-dire aux prix et aux coûts en vigueur à la date de l'estimation.
 - c. On entend par réserves « prouvées mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables au moyen des puits existants et du matériel et des méthodes d'exploitation existants.
 - d. On entend par réserves « prouvées non mises en valeur » les réserves qui devraient être récupérables au moyen de nouveaux puits dans des endroits n'ayant pas encore été l'objet de forages ou de puits existants pouvant être remis en production moyennant des investissements relativement importants.
- 2) EnCana ne dépose des estimations de ses réserves prouvées nettes totales de pétrole brut et de gaz naturel auprès d'aucune autorité fédérale américaine mise à part la SEC.
- 3) La société a procédé au désinvestissement de ses activités en Équateur en 2006.
- 4) 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.
- 5) Comprend environ 398 millions de barils attribuables à l'apport de participations à FCCL.
- 6) Les estimations de réserve au 31 décembre 2008 pour les terrains situés en Alberta ont été rédigées en utilisant la structure de redevances de l'Alberta qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2009.

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 de prix et de coûts constants en fin d'exercice à la production annuelle future qu'elle prévoit tirer de ses réserves prouvées. Les coûts de production et de mise en valeur futurs sont fondés sur des hypothèses de 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 dans la mesure prévue par les ententes contractuelles, comme les activités de gestion des risques liés aux prix en vigueur à la fin de l'exercice et pour tenir compte des 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 la variation 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		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)					
Encaissements futurs	64 308	95 778	72 262	26 620	38 398	27 165
Moins les charges futures suivantes :						
Coûts de production	23 017	25 089	20 471	6 079	5 869	4 123
Coûts de mise en valeur	9 800	10 171	9 355	5 227	6 943	4 715
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 995	3 320	2 397	488	532	396
Impôts sur les bénéfices	5 746	12 871	8 816	2 961	7 375	5 349
Flux de trésorerie nets futurs	22 750	44 327	31 223	11 865	17 679	12 582
Moins l'écart d'actualisation de l'échéance estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %	10 036	21 663	14 627	5 218	8 196	6 128
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	12 714	22 664	16 596	6 647	9 483	6 454
	Total					
	(en millions de dollars)					
Encaissements futurs				90 928	134 176	99 427
Moins les charges futures suivantes :						
Coûts de production				29 096	30 958	24 594
Coûts de mise en valeur				15 027	17 114	14 070
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations				3 483	3 852	2 793
Impôts sur les bénéfices				8 707	20 246	14 165
Flux de trésorerie nets futurs				34 615	62 006	43 805
Moins l'écart d'actualisation de l'échéancier estimatif des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 %				15 254	29 859	20 755
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs				19 361	32 147	23 050

**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		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)					
Solde en début d'exercice	22 664	16 596	20 137	9 483	6 454	11 472
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(7 346)	(6 055)	(5 970)	(4 125)	(3 281)	(2 373)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	2 031	3 632	2 429	904	1 591	877
Achats de réserves prouvées en place	58	120	—	14	372	69
Ventes de réserves prouvées en place	(321)	(1 283)	(19)	(197)	(15)	(85)
Variation nette des prix et des coûts de production	(14 632)	9 671	(6 260)	(4 204)	4 818	(7 636)
Révisions aux estimations de quantités	1 736	603	1 486	667	830	265
Accroissement de l'écart d'actualisation	2 905	2 087	2 809	1 346	924	1 714
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	1 923	(259)	(910)	315	(907)	(350)
Autres facteurs	321	(341)	(782)	88	(113)	(381)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	3 375	(2 107)	3 676	2 356	(1 190)	2 882
Solde en fin d'exercice	12 714	22 664	16 596	6 647	9 483	6 454

	Équateur			Total		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)					
Solde en début d'exercice	—	—	1 568	32 147	23 050	33 177
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	—	—	(142)	(11 471)	(9 336)	(8 485)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	—	—	—	2 935	5 223	3 306
Achats de réserves prouvées en place	—	—	—	72	492	69
Ventes de réserves prouvées en place	—	—	(1 359)	(518)	(1 298)	(1 463)
Variation nette des prix et des coûts de production	—	—	—	(18 836)	14 489	(13 896)
Révisions aux estimations de quantités	—	—	—	2 403	1 433	1 751
Accroissement de l'écart d'actualisation	—	—	—	4 251	3 011	4 523
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	—	—	(46)	2 238	(1 166)	(1 306)
Autres facteurs	—	—	—	409	(454)	(1 163)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	—	—	(21)	5 731	(3 297)	6 537
Solde en fin d'exercice	—	—	—	19 361	32 147	23 050

Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

Résultats d'exploitation

	Canada			États-Unis			Équateur ¹⁾		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	8 848	7 361	7 190	5 127	4 065	3 096	—	—	190
Moins :									
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	1 502	1 306	1 220	1 002	784	723	—	—	48
Amortissement et épuisement	2 198	2 298	2 146	1 691	1 181	869	—	—	84
Bénéfice (perte) d'exploitation	5 148	3 757	3 824	2 434	2 100	1 504	—	—	58
Impôts sur les bénéfices	1 502	1 114	1 235	937	809	556	—	—	21
Résultats d'exploitation	3 646	2 643	2 589	1 497	1 291	948	—	—	37

	Autres pays			Total					
	2008	2007	2006	2008	2007	2006			
	(en millions de dollars)								
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente				2	—	2	13 977	11 426	10 478
Moins :									
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations				(2)	19	11	2 502	2 109	2 002
Amortissement et épuisement				39	69	10	3 928	3 548	3 109
Bénéfice (perte) d'exploitation				(35)	(88)	(19)	7 547	5 769	5 367
Impôts sur les bénéfices				—	—	—	2 439	1 923	1 812
Résultats d'exploitation				(35)	(88)	(19)	5 108	3 846	3 555

Note :

- La vente des activités d'EnCana en Équateur a été réalisée en février 2006 et une perte à la vente d'environ 279 millions de dollars, y compris des indemnités, a été constatée. L'amortissement et l'épuisement en 2006 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.

Coûts capitalisés

	Canada			États-Unis		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)					
Biens pétroliers et gaziers prouvés	33 159	36 780	31 546	15 653	13 738	9 796
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	870	1 380	1 700	3 399	1 852	1 221
Total des coûts en capital	34 029	38 160	33 246	19 052	15 590	11 017
Amortissement cumulé et provision pour épousé	17 434	19 286	14 261	5 511	3 783	2 595
Coûts capitalisés nets	16 595	18 874	18 985	13 541	11 807	8 422

	Autres pays			Total					
	2008	2007	2006	2008	2007	2006			
	(en millions de dollars)								
Biens pétroliers et gaziers prouvés				—	48 812	50 518	41 342		
Biens pétroliers et gaziers non prouvés				122	297	361	4 391	3 529	3 282
Total des coûts en capital				122	297	361	53 203	54 047	44 624
Amortissement cumulé et provision pour épousé				112	160	98	23 057	23 229	16 954
Coûts capitalisés nets				10	137	263	30 146	30 818	27 670

Coûts engagés

	Canada			États-Unis			Équateur		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— Non prouvées	32	28	—	1 006	1 048	278	—	—	—
— Prouvées	119	61	47	17	1 565	6	—	—	—
Total des acquisitions	151	89	47	1 023	2 613	284	—	—	—
Coûts d'exploration	474	427	403	197	48	236	—	—	1
Coûts de mise en valeur	3 328	3 309	3 611	2 418	1 871	1 826	—	—	46
Total des coûts engagés	3 953	3 825	4 061	3 638	4 532	2 346	—	—	47
				Autres pays			Total		
				2008	2007	2006	2008	2007	2006
	(en millions de dollars)								
Acquisitions									
— Non prouvées				—	—	—	1 038	1 076	278
— Prouvées				—	—	—	136	1 626	53
Total des acquisitions				—	—	—	1 174	2 702	331
Coûts d'exploration				17	60	75	688	535	715
Coûts de mise en valeur				—	—	—	5 746	5 180	5 483
Total des coûts engagés				17	60	75	7 608	8 417	6 529

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 — 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada	2 205	2 181	2 243	2 212	2 181
États-Unis	1 633	1 677	1 674	1 629	1 552
Total du gaz produit	3 838	3 858	3 917	3 841	3 733
Pétrole et liquides de gaz naturel ¹⁾ (b/j)					
Canada	120 230	123 019	119 703	114 121	124 056
États-Unis	13 350	12 831	13 853	13 482	13 232
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	133 580	135 850	133 556	127 603	137 288
Total (Mpi^3e/j)					
Canada	2 926	2 919	2 961	2 897	2 926
États-Unis	1 713	1 754	1 757	1 710	1 631
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 639	4 673	4 718	4 607	4 557

	Volumes de production — 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Plaines canadiennes	842	820	831	856	860
Contreforts canadiens	1 300	1 302	1 351	1 289	1 256
États-Unis	1 633	1 677	1 674	1 629	1 552
Pétrole intégré — Autres	63	59	61	67	65
Total du gaz produit	3 838	3 858	3 917	3 841	3 733
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétroles léger et moyen					
Plaines canadiennes	31 128	32 147	30 134	30 479	31 752
Contreforts canadiens	8 473	8 437	8 217	8 376	8 867
Pétrole lourd					
Plaines canadiennes	35 029	32 843	34 655	34 618	38 029
Foster Creek/Christina Lake	30 183	35 068	31 547	24 671	29 376
Pétrole intégré — Autres	2 729	2 133	2 273	3 009	3 514
Liquides de gaz naturel ¹⁾					
Plaines canadiennes	1 181	1 126	1 147	1 189	1 262
Contreforts canadiens	11 507	11 265	11 730	11 779	11 256
États-Unis	13 350	12 831	13 853	13 482	13 232
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	133 580	135 850	133 556	127 603	137 288
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 639	4 673	4 718	4 607	4 557

Note :

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

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
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada	2 221	2 258	2 243	2 203	2 178
États-Unis	1 345	1 464	1 387	1 303	1 222
Total du gaz produit	3 566	3 722	3 630	3 506	3 400
Pétrole et liquides de gaz naturel ¹⁾ (b/j)					
Canada	119 974	121 346	120 805	119 607	118 087
États-Unis	14 180	14 791	15 578	13 809	12 503
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	134 154	136 137	136 383	133 416	130 590
Total (Mpi^3e/j)					
Canada	2 941	2 986	2 968	2 920	2 887
États-Unis	1 430	1 553	1 480	1 386	1 297
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184

	Volumes de production — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Plaines canadiennes	875	876	858	874	891
Contreforts canadiens	1 255	1 313	1 280	1 231	1 196
États-Unis	1 345	1 464	1 387	1 303	1 222
Pétrole intégré — Autres	91	69	105	98	91
Total du gaz produit	3 566	3 722	3 630	3 506	3 400
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétroles léger et moyen					
Plaines canadiennes	32 156	31 706	32 064	31 740	33 129
Contreforts canadiens	8 216	8 441	7 978	7 959	8 489
Pétrole lourd					
Plaines canadiennes	38 784	38 581	38 647	38 408	39 510
Foster Creek/Christina Lake	26 814	27 190	28 740	27 994	23 269
Pétrole intégré — Autres	2 688	3 040	2 235	2 489	2 990
Liquides de gaz naturel ¹⁾					
Plaines canadiennes	1 260	1 422	1 209	1 206	1 203
Contreforts canadiens	10 056	10 966	9 932	9 811	9 497
États-Unis	14 180	14 791	15 578	13 809	12 503
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	134 154	136 137	136 383	133 416	130 590
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 371	4 539	4 448	4 306	4 184

Note :

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

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

	Volumes de production — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Canada	2 185	2 205	2 162	2 192	2 182
États-Unis	1 182	1 201	1 197	1 169	1 161
Total du gaz produit	3 367	3 406	3 359	3 361	3 343
Pétrole et liquides de gaz naturel ¹⁾ (b/j)					
Canada	144 315	142 085	143 410	138 506	153 391
États-Unis	12 958	12 584	13 311	13 353	12 582
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	157 273	154 669	156 721	151 859	165 973
Total (Mpi^3e/j)					
Canada	3 051	3 057	3 022	3 023	3 103
États-Unis	1 260	1 277	1 277	1 249	1 236
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 311	4 334	4 299	4 272	4 339

	Volumes de production — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
<u>Activités poursuivies :</u>					
Gaz produit (Mpi^3/j)					
Plaines canadiennes	906	901	899	894	932
Contreforts canadiens	1 166	1 207	1 155	1 177	1 128
États-Unis	1 182	1 201	1 197	1 169	1 161
Pétrole intégré — Autres	113	97	108	121	122
Total du gaz produit	3 367	3 406	3 359	3 361	3 343
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétroles léger et moyen					
Plaines canadiennes	34 939	32 995	36 948	33 949	35 543
Contreforts canadiens	9 037	8 643	8 717	9 163	9 970
Pétrole lourd					
Plaines canadiennes	40 673	36 572	39 332	39 101	48 356
Foster Creek/Christina Lake	42 768	46 678	43 073	39 215	42 050
Pétrole intégré — Autres	5 185	5 341	3 953	5 471	5 466
Liquides de gaz naturel ¹⁾					
Plaines canadiennes	1 380	1 397	1 326	1 318	1 479
Contreforts canadiens	10 333	10 459	10 061	10 289	10 527
États-Unis	12 958	12 584	13 311	13 353	12 582
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	157 273	154 669	156 721	151 859	165 973
Total des activités poursuivies (Mpi^3e/j)	4 311	4 334	4 299	4 272	4 339
<u>Activités abandonnées :</u>					
Équateur (b/j)					
	11 996	—	—	—	48 650
Total des activités abandonnées (Mpi^3e/j)	72	—	—	—	292
Total (Mpi^3e/j)	4 383	4 334	4 299	4 272	4 631

Note :

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

Résultats par éléments

Les tableaux suivants résument 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 — 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit — Plaines canadiennes (\$/kpi ³)					
Prix	7,77	5,65	8,67	9,50	7,19
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,06	0,17	0,17	0,06
Transport et vente	0,23	0,21	0,24	0,22	0,25
Charges d'exploitation	0,78	0,65	0,59	0,96	0,93
Revenu net	6,64	4,73	7,67	8,15	5,95
Gaz produit — Contreforts canadiens (\$/kpi ³)					
Prix	8,12	5,87	9,03	9,94	7,61
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,03	0,09	0,09	0,03
Transport et vente	0,42	0,37	0,43	0,43	0,47
Charges d'exploitation	1,15	0,98	0,87	1,39	1,41
Revenu net	6,49	4,49	7,64	8,03	5,70
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)					
Prix	7,97	5,78	8,88	9,76	7,44
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,04	0,12	0,12	0,04
Transport et vente	0,35	0,31	0,36	0,35	0,38
Charges d'exploitation	1,03	0,87	0,77	1,23	1,25
Revenu net	6,51	4,56	7,63	8,06	5,77
Gaz produit — États-Unis (\$/kpi ³)					
Prix	7,89	5,01	8,54	9,93	8,19
Taxes à la production et impôts miniers	0,56	0,35	0,56	0,72	0,62
Transport et vente	0,84	0,87	0,86	0,81	0,81
Charges d'exploitation	0,59	0,56	0,38	0,71	0,71
Revenu net	5,90	3,23	6,74	7,69	6,05
Gaz produit — Total (\$/kpi ³)					
Prix	7,94	5,44	8,74	9,83	7,75
Taxes à la production et impôts miniers	0,28	0,17	0,31	0,37	0,28
Transport et vente	0,56	0,55	0,57	0,55	0,56
Charges d'exploitation	0,84	0,74	0,61	1,01	1,02
Revenu net	6,26	3,98	7,25	7,90	5,89
Liquides de gaz naturel — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	78,91	45,13	98,35	96,34	75,09
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	—	—	0,01	—	—
Revenu net	78,91	45,13	98,34	96,34	75,09
Liquides de gaz naturel — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	80,22	42,03	95,49	101,23	80,80
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,33	1,33	1,20	1,73	1,04
Revenu net	78,89	40,70	94,29	99,50	79,76
Liquides de gaz naturel — Canada (\$/b)					
Prix	80,10	42,31	95,74	100,78	80,23
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,21	1,21	1,10	1,57	0,94
Revenu net	78,89	41,10	94,64	99,21	79,29
Liquides de gaz naturel — États-Unis ¹⁾ (\$/b)					
Prix	83,18	45,39	97,63	105,73	82,22
Taxes à la production et impôts miniers	7,25	3,79	8,19	9,75	7,13
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	75,93	41,60	89,44	95,98	75,09

	Résultats par éléments — 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides de gaz naturel — Total (\$/b)					
Prix	81,67	43,88	96,72	103,29	81,24
Taxes à la production et impôts miniers	3,70	1,93	4,25	4,94	3,63
Transport et vente	0,59	0,59	0,53	0,78	0,46
Revenu net	77,38	41,36	91,94	97,57	77,15
Pétrole brut — Léger et moyen — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	84,84	41,60	107,59	107,08	85,90
Taxes à la production et impôts miniers	3,33	2,05	4,70	3,97	2,72
Transport et vente	1,20	0,96	1,41	1,27	1,16
Charges d'exploitation	10,56	8,28	9,40	13,05	11,60
Revenu net	69,75	30,31	92,08	88,79	70,42
Pétrole brut — Léger et moyen — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	91,78	47,51	112,73	114,28	93,42
Taxes à la production et impôts miniers	1,48	1,11	1,65	2,05	1,16
Transport et vente	2,07	1,55	2,12	2,70	1,92
Charges d'exploitation	12,75	11,68	10,02	15,39	13,84
Revenu net	75,48	33,17	98,94	94,14	76,50
Pétrole brut — Lourd — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	74,08	31,30	95,86	98,65	70,44
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,06	0,07	(0,10)	0,07
Transport et vente	1,60	1,13	2,42	1,60	1,29
Charges d'exploitation	9,04	7,17	7,62	11,30	9,93
Revenu net	63,41	22,94	85,75	85,85	59,15
Pétrole brut — Total — sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/b)					
Prix	80,31	37,20	102,66	103,40	78,82
Taxes à la production et impôts miniers	1,56	1,02	2,16	1,81	1,28
Transport et vente	1,52	1,13	2,00	1,61	1,36
Charges d'exploitation	10,43	8,28	8,99	13,00	11,39
Revenu net	66,80	26,77	89,51	86,98	64,79
Pétrole brut — Lourd — Foster Creek/Christina Lake (\$/b)					
Prix ²⁾	62,44	19,86	91,21	93,64	59,67
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	2,36	2,04	2,10	2,77	2,72
Charges d'exploitation	15,53	10,73	15,53	21,41	16,62
Revenu net	44,55	7,09	73,58	69,46	40,33
Pétrole brut — Total³⁾ (\$/b)					
Prix	75,36	31,58	99,39	100,99	74,10
Taxes à la production et impôts miniers	1,13	0,69	1,54	1,36	0,96
Transport et vente	1,75	1,43	2,03	1,90	1,69
Charges d'exploitation	11,84	9,08	10,86	15,08	12,68
Revenu net	60,64	20,38	84,96	82,65	58,77
Total des liquides — Canada (\$/b)					
Prix	75,85	32,63	98,99	100,97	74,69
Taxes à la production et impôts miniers	1,01	0,62	1,37	1,20	0,86
Transport et vente	1,70	1,41	1,93	1,86	1,62
Charges d'exploitation	10,57	8,19	9,68	13,34	11,30
Revenu net	62,57	22,41	86,01	84,57	60,91
Total des liquides (\$/b)					
Prix	76,58	33,81	98,85	101,46	75,44
Taxes à la production et impôts miniers	1,63	0,92	2,09	2,09	1,46
Transport et vente	1,53	1,28	1,72	1,67	1,46
Charges d'exploitation	9,55	7,43	8,66	12,00	10,30
Revenu net	63,87	24,18	86,38	85,70	62,22

	Résultats par éléments — 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/kpi ³ e)					
Prix	8,77	5,48	10,04	11,02	8,61
Taxes à la production et impôts miniers	0,28	0,17	0,32	0,37	0,28
Transport et vente	0,50	0,49	0,53	0,50	0,50
Charges d'exploitation ⁴⁾	0,97	0,83	0,75	1,17	1,15
Revenu net	7,02	3,99	8,44	8,98	6,68

Notes :

- 1) Le revenu net pour les liquides de gaz naturel — États-Unis équivaut au revenu net pour le total des liquides — États-Unis.
- 2) Le prix pour 2008 comprend l'incidence de la réduction de valeur des stocks de condensats à leur valeur réalisable nette (2008 — 4,26 \$/b; T4 2008 — 11,21 \$/b; T3 2008 — 3,07 \$/b).
- 3) Le revenu net pour le pétrole brut — Total équivaut au revenu net pour le pétrole brut — Canada.
- 4) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,01 \$/kpi³e.

	Résultats par éléments — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit — Plaines canadiennes (\$/kpi ³)					
Prix	6,10	6,21	5,26	6,66	6,25
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,04	0,13	0,14	0,12
Transport et vente	0,26	0,25	0,25	0,26	0,27
Charges d'exploitation	0,69	0,81	0,62	0,69	0,65
Revenu net	5,04	5,11	4,26	5,57	5,21
Gaz produit — Contreforts canadiens (\$/kpi ³)					
Prix	6,30	6,44	5,46	6,86	6,46
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,04	0,08	0,11	0,10
Transport et vente	0,42	0,41	0,41	0,43	0,43
Charges d'exploitation	1,05	1,14	0,96	1,02	1,09
Revenu net	4,75	4,85	4,01	5,30	4,84
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)					
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 ³)					
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 ³)					
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 — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	59,98	73,12	61,29	56,08	46,69
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	59,98	73,12	61,29	56,08	46,69
Liquides de gaz naturel — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	59,26	73,42	63,06	55,10	42,82
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	1,14	1,08	2,02	0,83	0,61
Revenu net	58,12	72,34	61,04	54,27	42,21
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 ¹⁾ (\$/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

	Résultats par éléments — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
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 — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	56,41	68,78	59,68	52,43	44,81
Taxes à la production et impôts miniers	2,37	2,36	2,16	2,37	2,59
Transport et vente	1,33	1,22	1,39	1,27	1,43
Charges d'exploitation	9,20	10,34	8,84	9,10	8,55
Revenu net	43,51	54,86	47,29	39,69	32,24
Pétrole brut — Léger et moyen — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	64,63	81,51	67,07	57,00	52,31
Taxes à la production et impôts miniers	1,05	1,59	0,76	1,47	0,37
Transport et vente	1,77	1,66	2,16	1,79	1,49
Charges d'exploitation	10,84	12,72	11,21	9,31	10,03
Revenu net	50,97	65,54	52,94	44,43	40,42
Pétrole brut — Lourd — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	43,91	49,52	48,22	40,70	37,22
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,07	0,06	0,06	(0,01)
Transport et vente	1,18	1,13	1,36	1,19	1,03
Charges d'exploitation	7,59	9,06	7,27	7,56	6,48
Revenu net	35,09	39,26	39,53	31,89	29,72
Pétrole brut — Total — sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/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
Pétrole brut — Lourd — Foster Creek/Christina Lake (\$/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 ²⁾	14,46	14,05	12,55	14,02	17,12
Revenu net	22,80	28,78	28,21	21,76	13,09
Pétrole brut — Total³⁾ (\$/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
Total des liquides — Canada (\$/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
Total des liquides (\$/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

	Résultats par éléments — 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/kpi ³ e)					
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 ⁴⁾	0,93	1,02	0,83	0,93	0,95
Revenu net	4,82	4,98	4,37	5,14	4,79

Notes :

- 1) Le revenu net pour les liquides de gaz naturel — États-Unis équivaut au revenu net pour le total des liquides — États-Unis.
- 2) Les charges d'exploitation pour le premier trimestre comprennent des charges attribuables à l'exercice précédent d'environ 1,82 \$/b.
- 3) Le revenu net pour le pétrole brut — Total équivaut au revenu net pour le pétrole brut — Canada.
- 4) Les charges d'exploitation de l'exercice comprennent les charges de 0,05 \$/kpi³e relatives aux mesures incitatives à long terme.

	Résultats par éléments — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz produit — Plaines canadiennes (\$/kpi ³)					
Prix	6,11	5,73	5,49	5,61	7,60
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,05	0,11	0,09	0,23
Transport et vente	0,23	0,23	0,26	0,23	0,21
Charges d'exploitation	0,59	0,61	0,54	0,58	0,62
Revenu net	5,17	4,84	4,58	4,71	6,54
Gaz produit — Contreforts canadiens (\$/kpi ³)					
Prix	6,30	5,99	5,68	5,81	7,81
Taxes à la production et impôts miniers	0,09	0,05	0,08	0,07	0,16
Transport et vente	0,44	0,40	0,46	0,45	0,45
Charges d'exploitation	0,92	0,96	0,94	0,89	0,88
Revenu net	4,85	4,58	4,20	4,40	6,32
Gaz produit — Canada (\$/kpi ³)					
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 ³)					
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 ³)					
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 — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	51,10	46,03	57,46	54,24	47,35
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	—	—	—	—	—
Revenu net	51,10	46,03	57,46	54,24	47,35
Liquides de gaz naturel — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	51,12	44,63	55,75	55,31	49,05
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	0,75	0,66	0,84	0,82	0,70
Revenu net	50,37	43,97	54,91	54,49	48,35
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 ¹⁾ (\$/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

	Résultats par éléments — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
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 — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	50,04	42,27	54,56	60,08	42,96
Taxes à la production et impôts miniers	2,39	2,45	2,42	2,73	1,98
Transport et vente	0,88	0,58	1,18	0,59	1,12
Charges d'exploitation	8,18	8,37	9,70	6,74	7,81
Revenu net	38,59	30,87	41,26	50,02	32,05
Pétrole brut — Léger et moyen — Contreforts canadiens (\$/b)					
Prix	57,74	46,27	63,26	68,08	53,43
Taxes à la production et impôts miniers	1,27	0,96	0,83	1,54	1,69
Transport et vente	1,41	0,72	2,05	0,89	1,95
Charges d'exploitation	10,21	11,13	11,85	9,37	8,72
Revenu net	44,85	33,46	48,53	56,28	41,07
Pétrole brut — Lourd — Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	37,20	26,28	54,68	45,98	24,28
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,08	0,06	0,04	0,05
Transport et vente	0,71	(0,30)	1,36	0,65	1,05
Charges d'exploitation	5,99	7,48	5,50	5,70	5,46
Revenu net	30,44	19,02	47,76	39,59	17,72
Pétrole brut — Total — sans tenir compte de Foster Creek/Christina Lake (\$/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
Pétrole brut — Lourd — Foster Creek/Christina Lake (\$/b)					
Prix	36,49	39,32	37,19	46,53	23,08
Taxes à la production et impôts miniers	—	—	—	—	—
Transport et vente	2,64	2,74	2,64	3,38	1,80
Charges d'exploitation	12,38	13,07	14,06	11,78	10,39
Revenu net	21,47	23,51	20,49	31,37	10,89
Pétrole brut — Total²⁾ (\$/b)					
Prix	41,83	36,94	48,74	51,62	30,76
Taxes à la production et impôts miniers	0,77	0,74	0,81	0,88	0,66
Transport et vente	1,40	1,11	1,74	1,54	1,24
Charges d'exploitation	9,09	10,05	10,20	8,34	7,82
Revenu net	30,57	25,04	35,99	40,86	21,04
Total des liquides — Canada (\$/b)					
Prix	42,53	37,55	49,21	51,91	32,17
Taxes à la production et impôts miniers	0,70	0,67	0,73	0,80	0,61
Transport et vente	1,35	1,06	1,67	1,48	1,19
Charges d'exploitation	8,33	9,21	9,39	7,63	7,17
Revenu net	32,15	26,61	37,42	42,00	23,20
Total des liquides (\$/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

	Résultats par éléments — 2006				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/kpi ³ e)					
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 ³⁾	0,86	0,90	0,87	0,84	0,82
Revenu net	5,03	4,46	4,84	5,13	5,69
Activités abandonnées :					
Pétrole brut — Équateur (\$/b)					
Prix	44,35	—	—	—	44,35
Taxes à la production et impôts miniers	5,03	—	—	—	5,03
Transport et vente	2,25	—	—	—	2,25
Charges d'exploitation	5,55	—	—	—	5,55
Revenu net	31,52	—	—	—	31,52

Notes :

- 1) Le revenu net pour les liquides de gaz naturel — États-Unis équivaut au revenu net pour le total des liquides — États-Unis.
- 2) Le revenu net du pétrole brut — Total équivaut au revenu net pétrole brut — Canada.
- 3) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent les charges relatives aux mesures incitatives à long terme représentant 0,02 \$/kpi³e.

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

	2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	(0,02)	1,74	(0,80)	(1,29)	0,27
Liquides (\$/b)	(5,46)	2,35	(7,97)	(10,99)	(5,85)
Total (\$/kpi ³ e)	(0,17)	1,50	(0,89)	(1,38)	0,05
2007					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,33	1,49	1,65	1,24	0,92
Liquides (\$/b)	(3,05)	(8,76)	(4,36)	(1,34)	2,34
Total (\$/kpi ³ e)	0,99	0,96	1,21	0,96	0,82
2006					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Activités poursuivies :					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,47	0,91	0,82	0,66	(0,53)
Liquides (\$/b)	(3,32)	(3,30)	(3,45)	(3,43)	(3,12)
Total (\$/kpi ³ e)	0,25	0,60	0,53	0,40	(0,53)
Activités abandonnées :					
Pétrole de l'Équateur (\$/b)	(0,12)	—	—	—	(0,12)

Activités de forage

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

Puits d'exploration forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Activités poursuivies :											
2008 :											
Canada											
Plaines canadiennes	5	3	1	1	2	1	8	5	34	42	5
Contreforts canadiens	70	54	8	5	—	—	78	59	69	147	59
États-Unis	26	14	—	—	—	—	26	14	—	26	14
Autres	—	—	—	—	3	1	3	1	—	3	1
Total	101	71	9	6	5	2	115	79	103	218	79
2007 :											
Canada											
Plaines canadiennes	4	4	3	3	—	—	7	7	89	96	7
Contreforts canadiens	116	92	4	3	—	—	120	95	91	211	95
États-Unis	2	2	—	—	—	—	2	2	—	2	2
Autres	—	—	—	—	4	3	4	3	—	4	3
Total	122	98	7	6	4	3	133	107	180	313	107
2006 :											
Canada											
Plaines canadiennes	19	18	2	2	—	—	21	20	108	129	20
Contreforts canadiens	262	212	5	5	7	6	274	223	20	294	223
États-Unis	12	7	—	—	2	1	14	8	—	14	8
Autres	—	—	2	1	4	1	6	2	—	6	2
Total	293	237	9	8	13	8	315	253	128	443	253

Puits de mise en valeur forés

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
Activités poursuivies :											
2008 :											
Canada											
Plaines canadiennes	1 489	1 372	105	92	7	7	1 601	1 471	503	2 104	1 471
Contreforts canadiens	1 088	989	17	16	—	—	1 105	1 005	329	1 434	1 005
Pétrole intégré — Canada	13	13	41	21	4	4	58	38	41	99	38
États-Unis	904	736	—	—	—	—	904	736	378	1 282	736
Total	3 494	3 110	163	129	11	11	3 668	3 250	1 251	4 919	3 250
2007 :											
Canada											
Plaines canadiennes	2 215	2 115	161	138	4	3	2 380	2 256	466	2 846	2 256
Contreforts canadiens	1 528	1 425	20	18	1	1	1 549	1 444	325	1 874	1 444
Pétrole intégré — Canada	6	2	55	29	6	4	67	35	43	110	35
États-Unis	809	641	—	—	1	1	810	642	36	846	642
Total	4 558	4 183	236	185	12	9	4 806	4 377	870	5 676	4 377
2006 :											
Canada											
Plaines canadiennes	1 546	1 525	118	88	1	1	1 665	1 614	822	2 487	1 614
Contreforts canadiens	1 187	1 048	13	7	—	—	1 200	1 055	32	1 232	1 055
Pétrole intégré — Canada	66	66	8	8	24	23	98	97	1	99	97
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
Activités abandonnées :											
Équateur – 2006	—	—	7	6	1	1	8	7	—	8	7

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 2008, EnCana travaillait au forage de 26 puits bruts (19 puits nets) au Canada et de 47 puits bruts (38 puits nets) aux États-Unis.

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 2008.

	Gaz		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Activités poursuivies :						
Alberta	40 458	38 224	4 032	3 567	44 490	41 791
Colombie-Britannique	2 023	1 894	17	12	2 040	1 906
Saskatchewan	452	419	917	600	1 369	1 019
Manitoba	—	—	1	1	1	1
Total au Canada	42 933	40 537	4 967	4 180	47 900	44 717
Colorado	4 741	4 159	6	2	4 747	4 161
Texas	1 741	1 213	40	29	1 781	1 242
Wyoming	2 151	1 488	4	3	2 155	1 491
Utah	35	31	12	12	47	43
Louisiane	27	18	—	—	27	18
Kansas	1	1	—	—	1	1
Montana	1	1	—	—	1	1
Total aux États-Unis	8 697	6 911	62	46	8 759	6 957
Total	51 630	47 448	5 029	4 226	56 659	51 674

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevances dans 16 437 puits de gaz naturel et 10 364 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont l'achèvement s'échelonne sur plusieurs dates : 34 582 puits bruts de gaz naturel (32 807 puits nets) et 1 498 puits bruts de pétrole brut (1 345 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 2008.

	Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux		
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	
(en milliers d'acres)							
Activités poursuivies :							
Canada							
Alberta	— Fief	4 524	4 524	2 258	2 258	6 782	6 782
	— Couronne	4 130	3 213	4 148	3 251	8 278	6 464
	— Propriété franche	275	164	163	141	438	305
		8 929	7 901	6 569	5 650	15 498	13 551
Colombie-Britannique	— Couronne	1 005	901	3 095	2 533	4 100	3 434
	— Propriété franche	—	—	7	—	7	—
		1 005	901	3 102	2 533	4 107	3 434
Saskatchewan	— Fief	64	64	447	447	511	511
	— Couronne	133	111	410	352	543	463
	— Propriété franche	14	10	48	46	62	56
		211	185	905	845	1 116	1 030
Manitoba	— Fief	3	3	261	261	264	264
Terre-Neuve-et-Labrador	— Couronne	—	—	35	2	35	2
Nouvelle-Écosse	— Couronne	—	—	41	29	41	29
Territoires du Nord-Ouest	— Couronne	—	—	45	12	45	12
Total au Canada		10 148	8 990	10 958	9 332	21 106	18 322

		Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(en milliers d'acres)							
États-Unis							
Colorado	— Fédéral/État	199	184	668	614	867	798
	— Propriété franche	102	93	166	153	268	246
	— Fief	1	1	4	4	5	5
		302	278	838	771	1 140	1 049
Texas	— Fédéral/État	12	7	460	441	472	448
	— Propriété franche	227	166	1 091	873	1 318	1 039
	— Fief	—	—	4	2	4	2
		239	173	1 555	1 316	1 794	1 489
Wyoming	— Fédéral/État	137	82	546	393	683	475
	— Propriété franche	17	10	31	16	48	26
		154	92	577	409	731	501
Autres	— Fédéral/État	8	7	360	220	368	227
	— Propriété franche	12	10	1 257	1 062	1 269	1 072
	— Fief	—	—	87	87	87	87
		20	17	1 704	1 369	1 724	1 386
Total aux États-Unis		715	560	4 674	3 865	5 389	4 425
Groenland		—	—	1 700	808	1 700	808
Azerbaïdjan		—	—	346	17	346	17
Australie		—	—	104	40	104	40
Qatar ⁷⁾		—	—	—	—	—	—
Brésil ⁸⁾		—	—	—	—	—	—
France ⁹⁾		—	—	—	—	—	—
Total à l'échelle internationale		—	—	2 150	865	2 150	865
Total		10 863	9 550	17 782	14 062	28 645	23 612

Notes :

- 1) Ce tableau exclut environ 4,9 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 octobre 2008, EnCana a abandonné ses participations au Qatar.
- 8) En septembre 2008, EnCana a vendu le reste de ses participations au Brésil.
- 9) En décembre 2008, EnCana a réalisé la vente de l'ensemble de ses participations en France.

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 nombreuses possibilités de croissance interne et continue également d'examiner les occasions d'acquisition particulières qui lui permettront d'agrandir et de mettre en valeur 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 de l'aliénation d'actifs ou d'une combinaison de ces sources.

Le tableau suivant résume les investissements nets d'EnCana pour 2008 et 2007.

	2008	2007
	(en millions de dollars)	
Dépenses en immobilisations		
Canada		
Plaines canadiennes	847	846
Contreforts canadiens	2 299	2 439
Pétrole intégré – Canada	656	451
États-Unis	2 615	1 919
Raffinage en aval	478	220
Optimisations des marchés	17	6
Activités non sectorielles et autres	168	154
Dépenses en immobilisations	7 080	6 035
Acquisitions		
Avoirs fonciers		
Canada		
Contreforts canadiens	151	75
Pétrole intégré – Canada	—	14
États-Unis ¹⁾	1 023	2 613
Désinvestissements		
Avoirs fonciers		
Canada		
Plaines canadiennes	(39)	—
Contreforts canadiens ²⁾	(400)	(213)
Pétrole intégré – Canada	(8)	—
États-Unis	(251)	(10)
Activités non sectorielles et autres ³⁾	(41)	(47)
Activités non sectorielles		
Activités non sectorielles et autres ⁴⁾	(165)	(211)
Activités nettes d'acquisitions et de désinvestissements	270	2 221
Investissements nets en capital	7 350	8 256

Notes :

- 1) En 2008, comprenait principalement les terrains de Haynesville. En 2007, comprenait principalement des participations de gaz naturel et foncières du groupe privé Leor Energy dans la zone Deep Bossier de la région East Texas ont été acquises le 20 novembre 2007.
- 2) En 2007, concernait principalement la vente des actifs du delta de Mackenzie, qui a été réalisée le 30 mai 2007.
- 3) En 2007, concernait principalement la vente des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow d'EnCana, qui a été réalisée le 9 février 2007 et la vente des actifs en Australie qui a été réalisée le 15 août 2007.
- 4) En 2008, comprenait principalement la vente des participations au Brésil qui a été réalisée le 18 septembre 2008. En 2007, la vente des participations au Tchad a été réalisée le 12 janvier 2007 et la vente des participations en Oman a été réalisée le 28 novembre 2007.

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 22 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

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 intègre les coûts éventuels liés du carbone dans sa planification pour le futur. Le comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'EnCana examine les répercussions de divers scénarios tenant compte de l'effet contraignant du carbone sur la stratégie d'EnCana en fonction d'une fourchette de prix allant de 15 \$ à 65 \$ la tonne d'émissions appliquée à un éventail de niveaux de couverture des émissions. L'avantage majeur tiré de l'application d'une fourchette de prix du carbone au niveau stratégique est qu'elle permet de dégager des indications directes sur la répartition des capitaux. EnCana examine également l'incidence de la réglementation en matière de carbone sur ses projets majeurs. Malgré l'incertitude qui entoure l'éventuelle réglementation sur les émissions, EnCana prévoit poursuivre son évaluation du coût du carbone par rapport à ses investissements selon divers scénarios.

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 2008, peu de dépenses allant au-delà du strict respect de la réglementation environnementale n'ont dû être engagées. EnCana ne prévoit pas devoir en engager beaucoup en 2009. 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 6,6 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'ESS, vii) l'engagement envers les parties prenantes et viii) le développement socioéconomique et communautaire.

La politique et ses révisions sont approuvées par l'équipe de haute direction d'EnCana et par le conseil d'administration. 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 de l'entreprise.

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, d'atténuer l'incidence qu'elle a sur l'environnement et 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 au sein desquelles 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 seule responsable de la transformation de la situation économique, environnementale, sociale et fondamentale dans une communauté ou un pays et ii) dans le cadre de ses activités, EnCana favorisera la création de capacités à l'échelle locale et tissera des liens mutuellement avantageux afin de laisser une empreinte positive dans les communautés et les régions où elle exerce des activités.

En ce qui a trait aux droits de la personne, la politique précise qu'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 n'en sera complice.

Par la politique, EnCana est déterminée à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes touchées par ses activités, tant sa main-d'œuvre que le public. EnCana ne compromettra pas la santé et la sécurité des personnes par la conduite de ses activités. EnCana s'efforcera de procurer un environnement de travail sécuritaire et salubre et attend de ses travailleurs qu'ils respectent les pratiques de santé et de sécurité établies pour leur protection et celle du public.

Parmi certaines des mesures qu'EnCana a prises en vue d'enrichir sa vision de responsabilité d'entreprise partout dans son organisation, on compte les suivantes : i) une orientation générale en ce qui a trait à la communication des politiques et des pratiques et à la formation s'y rapportant et l'obligation pour le conseil d'administration et les employés de reconnaître les politiques clés et d'y consentir; ii) un système de gestion de l'ESS; iii) un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les 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 et d'un guide d'engagement spécifique envers les collectivités autochtones; v) des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer les progrès de la société; vi) un programme d'efficacité énergétique privilégiant la réduction de l'utilisation de l'énergie dans les activités d'EnCana et favorisant les initiatives au niveau des collectivités tout en incitant les employés à réduire l'utilisation de l'énergie dans leur maison; vii) 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; viii) 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; ix) 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; x) 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 xi) 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, les conflits d'intérêts et l'utilisation adéquate du matériel et de la technologie d'EnCana d'une façon conforme aux pratiques d'éthique commerciale prépondérantes. 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 2008, EnCana comptait 6 048 employés équivalent temps plein, répartis comme suit :

	Employés ETP
Division des plaines canadiennes	1 101
Division des contreforts canadiens	1 765
Division des États-Unis	1 665
Division intégrée du pétrole	884
Activités non sectorielles	633
Total	6 048

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

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2008, 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'argent. La société a pris l'engagement de limiter ces risques dans les cas où cela est pratique et justifié.

Restructurations

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

De façon générale, EnCana restructure ses filiales au besoin pour maintenir l'orientation judicieuse de ses entreprises et simplifier les acquisitions et les désinvestissements.

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 ¹⁾	Occupation principale
RALPH S. CUNNINGHAM ^(3,4,7,8) 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 ^(2,5,7,8) Calgary (Alberta) Canada	2001	Président et chef de la direction Enbridge Inc. <i>(Livraison de produits énergétiques)</i>
IAN W. DELANEY ^(4,5,7,8) Toronto (Ontario) Canada	1999	Président du conseil et chef de la direction Sherritt International Corporation <i>(Entreprise d'extraction de nickel, de cobalt et de charbon et de production de pétrole, de gaz naturel et d'électricité)</i>
RANDALL K. ERESMAN ^(7,10) Calgary (Alberta) Canada	2006	Président et chef de la direction EnCana Corporation
CLAIRE S. FARLEY ^(3,6,7,9) Houston (Texas) États-Unis	2008	Directrice-conseil Jefferies Randall & Dewey <i>(Experts-conseils du secteur mondial du pétrole et du gaz)</i>
MICHAEL A. GRANDIN ^(4,5,6,7,8,12) Calgary (Alberta) Canada	1998	Administrateur de sociétés
BARRY W. HARRISON ^(2,5,7,9,13) Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
DALE A. LUCAS ^(2,4,7,9) Calgary (Alberta) Canada	1997	Administrateur de sociétés
VALERIE A. A. NIELSEN ^(3,6,7,8) Calgary (Alberta) Canada	1990	Administratrice de sociétés
DAVID P. O'BRIEN, O.C. ^(5,7,9,11,14) Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil EnCana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada
JANE L. PEVERETT ^(2,4,7,9) West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Administratrice de sociétés
ALLAN P. SAWIN ^(2,4,7,9) Edmonton (Alberta) Canada	2007	Président Bear Investments Inc. <i>(Société privée d'investissement)</i>

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Occupation principale
JAMES M. STANFORD, O.C. ^(2,6,7,8) Calgary (Alberta) Canada	2001	Président Stanford Resource Management Inc. <i>(Société privée d'investissement)</i>
WAYNE G. THOMSON ^(3,6,7,8) Calgary (Alberta) Canada	2007	Président Virgin Resources Limited <i>(Société privée d'exploration de gaz et de pétrole à l'échelle internationale)</i>
CLAYTON H. WOITAS ^(3,6,7,9) Calgary (Alberta) Canada	2008	Président du conseil et chef de la direction Range Royalty Management Ltd. <i>(Société privée de pétrole et de gaz)</i>

Notes :

- 1) Indique l'année où chaque particulier est devenu administrateur d'EnCana ou d'une des sociétés qu'elle a remplacées (AEC ou PanCanadian).
- 2) Membre du comité de vérification.
- 3) Membre du comité de responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité.
- 4) Membre du comité des ressources humaines et de la rémunération.
- 5) Membre du comité des candidatures et de gouvernance.
- 6) Membre du comité des réserves.
- 7) Le 4 juin 2008, le conseil d'administration a créé le comité de GasCo et le comité de Cenovus et les a chargés de la supervision de la planification stratégique, de la gouvernance et d'autres questions concernant chacune des deux entités ouvertes distinctes qui seraient issues de la restructuration proposée annoncée le 11 mai 2008.
- 8) Membre du comité Cenovus.
- 9) Membre du comité de GasCo.
- 10) À titre de dirigeant d'EnCana et d'administrateur non indépendant, M. Eresman n'est membre d'aucun des comités du conseil, sauf les comités de GasCo et de Cenovus.
- 11) 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.
- 12) M. Grandin était administrateur de Pegasus Gold Inc. en 1998 lorsqu'elle a déposé volontairement une demande de restructuration aux termes du chapitre 11 du code des États-Unis intitulé *Bankruptcy Code*. Le tribunal a confirmé le plan de liquidation de cette société plus tard au cours de la même année.
- 13) 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 au cours de la même année.
- 14) M. O'Brien a démissionné de son poste d'administrateur d'Air Canada le 26 novembre 2003. Le 1^{er} avril 2003, Air Canada avait obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario lui accordant une protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Air Canada avait déposé en même temps une requête aux termes de l'article 304 du code des États-Unis intitulé *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.

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

À la date de la présente notice annuelle, la société compte 15 administrateurs. Tous les administrateurs actuels ont été nommés à la dernière assemblée annuelle des actionnaires tenue le 22 avril 2008. À la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, la société invitera ceux-ci à élire aux postes d'administrateurs les 13 personnes nommées dans le tableau précédent, à l'exception de MM. Lucas et Stanford, qui se retirent du conseil. 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 l'assemblée annuelle suivant le moment où il a atteint l'âge de 71 ans, tous les candidats peuvent se présenter pour un nouveau mandat.

Hauts dirigeants

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la société (de la division)
RANDALL K. ERESMAN Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la société (de la division)
JOHN K. BRANNAN Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (président de la division des activités pétrolières intégrées)
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 (président de la division des contreforts canadiens)
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, de la commercialisation du gaz canadien et de l'électricité
GERARD J. PROTTI Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des relations d'entreprise
IVOR M. RUSTE Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de la gestion des risques
DONALD T. SWYSTUN Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (président de la division des plaines canadiennes)
HAYWARD J. WALLS Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur des services d'entreprise
JEFF E. WOJAHN Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur (président de la division des États-Unis)

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^{er} 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. Delaney, président du conseil de Sherritt International Corporation, a assumé les responsabilités additionnelles de chef de la direction de cette société le 27 janvier 2009.

M^{me} Farley est devenue directrice-conseil de Jefferies Randall & Dewey (experts-conseils du secteur mondial du pétrole et du gaz) en août 2008. Elle était coprésidente de Jefferies Randall & Dewey de février 2005 à août 2008 et chef de la direction de Randall & Dewey (experts-conseils des opérations sur actifs pétroliers et gaziers) de septembre 2002 jusqu'en février 2005 lorsque Randall & Dewey est devenue le groupe de services bancaires d'investissement en matière de pétrole et de gaz de Jefferies & Company, Inc. Elle était également associée directrice de Castex Energy Partners (société en commandite fermée d'exploration et de production ayant des actifs dans le sud de la Louisiane) d'août 2008 à janvier 2009.

M. Grandin était président du conseil et chef de la direction de la Fiducie houillère canadienne Fording de février 2003 à octobre 2008 lorsque cette entité a été acquise par Teck Cominco Limited. Il a également été doyen de la Haskayne School of Business de la University of Calgary d'avril 2004 à janvier 2006.

M^{me} Peverett était présidente et chef de la direction de BC Transmission Corporation (BCTC) d'avril 2005 à janvier 2009 et était vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de BCTC de juin 2003 à avril 2005. Elle a été présidente de Union Gas Limited d'avril 2002 à mai 2003, ainsi que 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^{er} 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 des activités pétrolières intégrées le 1^{er} janvier 2007 et a été nommé vice-président directeur et chef de la gestion des risques le 1^{er} 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 privée d'investissement. De 1990 jusqu'à la vente de ces sociétés à CCS Income Trust en mai 2006, il était président, administrateur et en partie propriétaire de Grizzly Well Servicing Inc. et de sociétés liées.

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.

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 11 février 2009, directement ou indirectement, de 970 092 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 6 061 293 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'Enerflex Systems Ltd. (fabricant de systèmes de compression) et un administrateur et le président du comité des finances de Synenco Energy Inc. (société d'extraction de sables bitumineux), qui a été acquise par Total E&P Canada Ltd. en août 2008.

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. (société pétrolière et gazière fermée). 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 de ses sociétés liées, 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 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. Il a été président du conseil et administrateur de Petaquilla Copper Ltd. (société minière ouverte) d'avril 2007 jusqu'en septembre 2008 lorsque la société a été acquise par Inmet Mining Corp. Au cours de sa carrière de 45 ans dans le secteur de l'énergie, il a siégé à titre d'administrateur de la New York Mercantile Exchange (NYMEX) pendant le mandat maximal prescrit de 6 ans et a été président de l'Alberta Petroleum Marketing Commission. Il a occupé des postes de haute direction auprès de J. Makowski Canada Ltd. (Calgary), de J. Makowski Associates Inc. (Boston), de BP Canada et de BP Pipelines (San Francisco).

Jane L. Peverett

M^{me} Peverett est titulaire d'un baccalauréat en commerce (McMaster University) et d'une maîtrise en administration des affaires (Queen's University) et a obtenu le titre de comptable en management accréditée ainsi qu'un certificat d'analyste en valeurs mobilières au Canada. Elle est également Fellow de The Society of Management Accountants (FCMA). Elle a été présidente et chef de la direction de BC Transmission Corporation (BCTC) d'avril 2005 à janvier 2009 et a été vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de BCTC (société de transport d'électricité) de juin 2003 jusqu'en avril 2005. Au cours de sa carrière de 15 ans auprès du groupe de sociétés Westcoast Energy Inc./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 ces sociétés 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 que, par ailleurs, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. devrait vraisemblablement fournir. 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 décider si oui ou non 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 président 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 proposés (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 ayant qualité à cette fin 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 2008 et 2007.

(en milliers de dollars)	2008	2007
Honoraires de vérification ⁽¹⁾	4 060	4 038
Honoraires liés à la vérification ⁽²⁾	1 053	153
Honoraires en fiscalité ⁽³⁾	1 408	847
Tous les autres honoraires ⁽⁴⁾	5	35
Total	6 526	5 073

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 2008 et 2007, 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 2008 et 2007, 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 2008 et 2007, les services de cette catégorie ont compris le paiement de frais de tenue de compte 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 2007 ni en 2008.

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 2008, environ 751 millions d'actions ordinaires étaient et en circulation, mais aucune action privilégiée ne l'était.

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 de ses actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre ses affaires, les porteurs des actions ordinaires auront le droit de participer en proportion aux distributions des actifs de la société.

EnCana a mis en place des régimes de rémunération en actions qui permettent aux employés d'acheter des actions ordinaires de la société. Les prix de levée des options correspondent environ au cours du marché des actions ordinaires à la date d'émission 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 liées 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 et la perspective des titres d'emprunt de la société au 31 décembre 2008.

	Standard & Poor's Ratings Services (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)
Titres de premier rang non garantis Note à long terme	A-/sous observation négative	Baa2/stable	A (bas)/à l'étude pour tenir compte des conséquences
Billets de trésorerie Note à court terme	A-1 (bas)/sous observation négative	P-2/stable	R-1 (bas)/stable

Les notes 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 aux fins de l'achat, de la détention ou de la vente des titres pas plus que les notes ne constituent un commentaire sur les cours des titres ou leur pertinence pour un investisseur particulier. Toute évaluation peut ne pas rester en vigueur pendant toute période ou peut être révisée ou retirée ultérieurement par l'agence de notation si, selon elle, les circonstances le justifient.

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 la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A- de S&P fait partie de la troisième catégorie en importance sur dix, et indique que le débiteur est tout à fait en mesure de respecter ses engagements financiers, mais qu'il peut être davantage touché par les 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 la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance sur huit, et indique que le débiteur devrait être en mesure de s'acquitter de ses engagements financiers. L'indication « sous observation » (*CreditWatch*) souligne la tendance éventuelle d'une note à long terme et la désignation « négative » indique qu'une note peut être diminuée.

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 la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf, 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'ajout d'un indicateur 1, 2 ou 3 après l'évaluation indique sa position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. L'indicateur 1 signifie que l'émission se place dans la partie supérieure de sa catégorie d'évaluation générique, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 signifie que l'émission se classe dans la partie inférieure de sa catégorie d'évaluation générique. Les notes de crédit à court terme de Moody's se situent sur une échelle qui varie de P-1 (meilleure qualité) à NP (moins bonne qualité). La note P-2 correspond à la deuxième de quatre catégories et indique que l'émetteur est tout à fait en mesure de rembourser ses créances à court terme.

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 fait partie de la troisième catégorie en importance sur dix, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une qualité de crédit satisfaisante. La protection de l'intérêt et du capital est importante, mais le niveau de protection est inférieur à celui des entités qui ont reçu une meilleure note. Les entités faisant partie de la catégorie A sont considérées comme davantage susceptibles de subir les contrecoups d'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 qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note R-1 (bas) correspond à la troisième catégorie en importance sur dix, 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. Une note est placée « à l'étude pour tenir compte des conséquences » lorsque l'issue d'un événement comporte des incertitudes. Une note qui est « à l'étude » reste la même; toutefois, l'indicateur signifie que la note attribuée pourrait ne plus être appropriée. Dès qu'une note est placée « à l'étude », la tendance d'évaluation, qu'elle soit stable, positive ou négative, est retirée et lorsque l'indicateur « à l'étude » est retiré, la tendance d'évaluation est rétablie.

Après l'annonce de l'arrangement proposé, S&P a attribué aux évaluations du crédit de la société et aux dettes à long terme « sous observation négative », Moody's a changé sa perspective de « positive » à « stable » et DBRS a placé la société « à l'étude avec évolution des implications » et a confirmé la note à court terme et la perspective stable de l'évaluation à court terme.

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 2008.

	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)
2008								
Janvier	70,90	59,95	66,19	49,8	71,72	58,13	66,06	64,7
Février	77,29	64,39	75,03	48,4	79,38	63,69	76,21	63,0
Mars	79,26	70,60	78,20	61,7	79,75	68,83	75,75	67,1
Avril	88,06	76,41	81,25	49,8	87,69	74,16	80,81	59,8
Mai	97,81	78,09	89,51	60,0	99,36	76,50	90,37	74,6
Juin	97,64	87,34	93,36	55,6	96,60	86,22	90,93	71,3
Juillet	95,91	72,00	73,90	74,8	94,41	70,04	72,19	95,8
Août	79,97	69,02	79,81	58,4	76,42	64,68	74,90	91,1
Septembre	77,15	63,84	67,96	90,1	74,44	61,13	65,73	134,9
Octobre	68,04	41,36	61,23	112,2	64,19	34,53	50,91	174,0
Novembre	62,99	43,86	60,00	70,2	54,76	34,00	46,81	101,8
Décembre	59,87	47,52	56,96	62,7	48,71	36,58	46,48	80,4

En novembre 2008, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal. Aux termes du programme renouvelé, EnCana a le droit d'acheter jusqu'à 10 pour cent de ses actions ordinaires en circulation au 13 novembre 2008. 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 2008, EnCana a acheté environ 4,8 millions d'actions aux termes du programme à un prix moyen de 67,13 \$ en contrepartie d'environ 326 millions de dollars.

Le 11 mai 2008, EnCana a annoncé son projet à l'égard de l'arrangement proposé et, dans le contexte de l'opération proposée, EnCana a suspendu l'achat d'actions ordinaires en vue de leur annulation dans l'attente de la réalisation de l'opération. Dès la réalisation de l'arrangement, et sous réserve de la situation du marché au moment en question, EnCana a l'intention de reprendre les achats d'actions ordinaires.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. Au cours du deuxième trimestre de 2006, EnCana a augmenté ses dividendes de 33 pour cent pour le porter à 0,10 \$ par action trimestriellement (0,40 \$ par action annuellement). Au cours du premier trimestre de 2007, EnCana a augmenté ses dividendes de 100 pour cent pour les porter à 0,20 \$ par action trimestriellement (0,80 \$ par action annuellement). Au cours du premier trimestre de 2008, EnCana a augmenté ses dividendes de 100 pour cent pour les porter à 0,40 \$ par action trimestriellement (1,60 \$ par action annuellement). Le conseil d'administration d'EnCana a déclaré un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action payable le 31 mars 2009 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 16 mars 2009.

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 qu'elles seront résolues en faveur d'EnCana, la société ne croit pas actuellement que l'issue 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 d'EnCana et, dans certains cas, sur sa réputation.

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 et son rendement financier dépendent fortement des prix du pétrole brut et du gaz naturel en vigueur. Les fluctuations des prix du pétrole brut ou du gaz naturel et des produits raffinés 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, le gaz naturel et les produits raffinés, 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 qu'obtient 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 les produits raffinés et le gaz naturel liquéfié importé). 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.

La capacité d'EnCana à exercer ses activités et à réaliser des projets dépend de facteurs indépendants de sa volonté.

La capacité de la société à exercer ses activités, à générer des flux de trésorerie suffisants et à réaliser des projets dépend de bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la société. Outre les prix des marchandises et la demande continue du marché pour ses produits, ces facteurs incontrôlables comprennent les suivants : la conjoncture et les conditions du marché, les récessions économiques et l'agitation des marchés des capitaux, la capacité à obtenir et à conserver un financement selon des modalités efficaces pour ses engagements, les questions d'ordre environnemental et réglementaire, les augmentations inattendues des coûts, les redevances, les taxes et impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres types de matériel, la capacité d'avoir accès à des terrains, les conditions météorologiques, la disponibilité d'une capacité de traitement, la disponibilité et la proximité d'une capacité de transport par pipeline, la disponibilité de diluants pour transporter le pétrole brut, les défaillances de la technologie, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et la qualité des réservoirs.

Les conditions du marché actuelles sont problématiques et la récession à l'échelle mondiale a une incidence défavorable sur les prix des marchandises ainsi que sur l'accès au crédit et aux marchés financiers. Ces conditions ont une incidence sur les clients et les fournisseurs d'EnCana et pourraient transformer ses plans de dépenses et d'exploitation. Cette incertitude des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues.

Les activités en aval d'EnCana sont sensibles aux marges obtenues sur les produits raffinés. La volatilité des marges est elle-même touchée par de nombreuses situations, dont la concurrence pratiquée sur le marché, le coût du pétrole brut, de la main-d'œuvre, de l'électricité, des produits chimiques et d'autres intrants, les frais d'entretien et de redressement, les fluctuations de l'offre et de la demande de produits raffinés, particulièrement les niveaux de production à d'autres raffineries de la région qui ont une incidence sur l'offre de produits et, par conséquent, sur les marges et les prix du craquage dans ces régions, ainsi que les interruptions imprévues de la production en raison de pannes de matériel, de pannes d'électricité et d'autres facteurs, y compris la température. Il est prévu que tous ces facteurs, entre 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.

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 dépassements de coûts des projets pourraient les rendre non rentables.

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. Selon la législation en matière d'environnement, les puits, sites d'installations et autres biens liés aux activités d'EnCana doivent être exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation pertinentes. De plus, aux fins de certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de mise en valeur et les modifications de certains projets existants, il peut être nécessaire que des demandes de permis ou des évaluations des incidences 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, rien ne garantit que la situation ne changera pas ultérieurement.

Certains gouvernements fédéraux, provinciaux et d'État ont annoncé leur intention de réglementer les gaz à effet de serre 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'État adoptent d'autres modes de réglementation et fassent d'autres annonces concernant 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 les charges d'exploitation de la société subissent une hausse afin de respecter la législation sur les émissions.

Si EnCana ne peut acquérir ou trouver des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, sa production et ses réserves actuelles 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 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 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, et peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels. Toutes ces estimations comportent 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 provenant d'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 qui en découlent 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 couverture, ou qui ne sont pas désignés comme couverture, 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; ou 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.

Les activités d'EnCana peuvent être interrompues ou subir 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, les actes de vandalisme et de terrorisme, 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 d'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 la situation financière de la société et son rendement financier.

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; et les pratiques en matière de gestion des risques.

Toutes 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 et à poursuivre l'exploitation des raffineries.

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

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération sur place de bitume consomment beaucoup d'énergie et nécessitent l'utilisation d'importants volumes de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire de la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. Le volume de vapeur requis par le procédé de 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, ce qui pourrait 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 activités 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 des États-Unis d'un montant de 20 millions de dollars et a réglé 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. En outre, sans admettre une responsabilité quelconque, WD a convenu de règlements avec un groupe de demandeurs particuliers en contrepartie de 23,0 millions de dollars.

L'autre action en justice a été entreprise par E. & J. Gallo Winery (« Gallo »). Dans le cadre de cette action, Gallo réclame des dommages supérieurs à 30 millions de dollars. 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 la réclamation. Toutefois, la société ne peut prévoir le dénouement de ces procédures ni de procédures ultérieures contre elle, si ces procédures nécessiteront le versement de dommages pécuniaires qui pourraient avoir un effet défavorable important sur sa situation financière ou si ces allégations donneront lieu à d'autres procédures.

Les activités de la société exercées à l'étranger l'exposeront à des risques propres à l'exploitation à l'étranger, ce qui pourrait 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 nécessiter 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.

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

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

EXPERTS INTÉRESSÉS

Les vérificateurs indépendants de la société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, qui ont remis un rapport des vérificateurs indépendants daté du 19 février 2009 à l'égard des états financiers consolidés de la société aux 31 décembre 2008 et 2007 et pour chacun des exercices au cours de la période de trois exercices terminée le 31 décembre 2008 et sur le contrôle interne sur l'information financière de la société au 31 décembre 2008. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. est d'avis qu'elle est indépendante vis-à-vis de la société au sens des règles de conduite professionnelle (*Rules of Professional Conduct*) de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et des règles de la SEC.

Les données ayant trait aux réserves figurant dans la présente notice annuelle datée du 20 février 2009 ont été calculées par GLJ Petroleum Consultants Ltd., McDaniel & Associates Consultants Ltd., Netherland, Sewell & Associates, Inc. et DeGolyer and MacNaughton qui sont tous des 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 propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de un pour cent de toutes les catégories de titres d'EnCana.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs des titres d'EnCana et les options d'achat de titres, sont donnés dans la circulaire d'information d'EnCana en vue de la dernière assemblée annuelle de ses actionnaires 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 2008.

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 2008. Ces données portent notamment sur :
 - a) les quantités estimatives de réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2008, au moyen de prix et de coûts constants;
 - b) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes reposant sur la mesure normalisée des quantités de 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. Conformément à ces normes, 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. Dans le cadre de l'évaluation, il faut 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 estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes (avant déduction des impôts sur les bénéfices) compte tenu de prix et de coûts constants et calculées au moyen d'un taux d'actualisation de 10 pour cent faisant partie des données sur les réserves de la société que nous avons évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Évaluateur et date de la préparation du rapport	Emplacement des réserves	Quantités estimatives des réserves prouvées		Valeur estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, avant impôts, avec taux d'actualisation de 10 % (M\$ US)
		après les redevances		
		Gaz (Gpi ³)	Liquides (Mb)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. Le 16 janvier 2009	Canada	3 936	847	9 164
GLJ Petroleum Consultants Ltd. Le 23 janvier 2009	Canada	3 911	107	6 863
Netherland, Sewell & Associates, Inc. Le 19 janvier 2009	États-Unis	4 081	49	5 697
DeGolyer and MacNaughton Le 20 janvier 2009	États-Unis	1 750	3	2 499
Totaux		13 678	1 006	24 223

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 10 février 2009

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 de préparer et de communiquer l'information sur les activités pétrolières et gazières de la société, conformément aux exigences de la réglementation en valeurs mobilières. Selon les dispositions réglementaires applicables à la société figurant dans le Règlement 51-101, dans sa version modifiée par une décision datée du 29 septembre 2008, l'information prévue par les exigences d'information en vigueur aux États-Unis (au sens de *US Disclosure Requirements* dans la décision) doit être communiquée et être conforme à celles-ci. L'information exigée comprend les données sur les réserves, c'est-à-dire :

- a) les quantités estimatives de réserves prouvées de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2008, déterminées au moyen de prix et de coûts constants;
- b) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, au moyen de la mesure normalisée des quantités de 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 10 février 2009 (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 de 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 de réserves prouvées de pétrole et de gaz et la mesure normalisée connexe de ces quantités, ainsi que 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 leur probabilité de 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
Administrateur et président du comité des réserves

Le 11 février 2009

ANNEXE C

Mandat du comité de vérification

Dernière mise à jour, le 10 février 2009

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 la définition, 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, selon la décision du conseil, qui sont tous 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, au sens du 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) une autre expérience pertinente, avoir une ou plusieurs des 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;

- 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 celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société inscrite, ou une expérience de supervision active de personnes physiques 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 *affiliated person* définie dans la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 ») et dans les règles adoptées par la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« 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 comité ou la majorité des membres du comité et avoir 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 SEC.

États financiers annuels

1. Examiner les états financiers annuels vérifiés et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion 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. L'examen doit comprendre ce qui suit :
 - a. Les états financiers annuels et les notes y afférentes, y compris les questions d'importance concernant les principes et les conventions comptables et les estimations et les jugements importants de la direction, notamment les changements importants dans le choix ou l'application des principes comptables de la société, les questions importantes quant au caractère adéquat 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 pertinence 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 de toutes les 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 les plus complexes, subjectives ou 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 les 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 pour déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination des travaux de vérification afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci 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 dans ces domaines 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 lacunes et les faiblesses majeures de la conception ou du fonctionnement des contrôles internes et des procédures 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 de 1934 ou des lois et des règlements canadiens fédéraux et provinciaux applicables dans les délais prescrits et ii) toute fraude, importante ou non, impliquant la direction de la société ou d'autres salariés qui ont des rôles importants en ce 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 en ce qui concerne les politiques et les conventions touchant les 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 recommandation ou une liste des écarts non rajustés.
21. Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des vérificateurs externes portant 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 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 autorisés non liés à la vérification permet quand même de conserver 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. Afin de garantir l'indépendance continue des vérificateurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet de vérification externe.
 26. Définir 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 les raisons pour lesquelles les services de cabinets de vérification où ne travaillent pas les principaux vérificateurs externes sont retenus.
 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 devant être apportées à 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'*Institute of Internal Auditors*.

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 aux fins de celle-ci.
- 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 le caractère adéquat 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.