

ENCANA CORPORATION

Notice annuelle
Le 18 février 2010



Table des matières

Introduction	3
Structure de l'entreprise	4
Développement général de l'activité.....	5
Description de l'activité	8
Division canadienne	9
Division des États-Unis.....	12
Autres activités	15
Optimisation des marchés	16
Information sur les quantités des réserves et autres données sur le pétrole et le gaz	16
Réserves prouvées nettes.....	17
Volumes de production.....	20
Résultats par éléments.....	21
Activités de forage	27
Emplacement des puits	28
Participation dans des actifs importants.....	29
Acquisitions, désinvestissements et dépenses en immobilisations	30
Engagements de livraison	31
Généralités	31
Concurrence	31
Protection de l'environnement.....	31
Politiques sociales et environnementales	32
Employés.....	33
Activités à l'étranger	33
Administrateurs et dirigeants	34
Renseignements sur le comité de vérification.....	36
Description du capital-actions.....	39
Évaluations de crédit	40
Marché pour la négociation des titres.....	41
Dividendes	41
Procédures judiciaires	42
Facteurs de risque	42
Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres	46
Experts intéressés	46
Renseignements supplémentaires	47
Remarque concernant les déclarations prospectives.....	47
Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz.....	48
Annexe A – Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz	50
Annexe B – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	55
Annexe C – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations	57
Annexe D – Mandat du comité de vérification	59

Introduction

Le présent document constitue la notice annuelle d'**EnCana Corporation** (« EnCana » ou la « société ») pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. 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.

Le 30 novembre 2009, EnCana a réalisé une restructuration d'entreprise (l'« opération de scission ») dans le cadre de laquelle EnCana a été divisée en deux sociétés d'énergie indépendantes ouvertes – EnCana Corporation et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). L'opération de scission est décrite plus en détails à la rubrique « Développement général de l'activité ». Sauf indication contraire, les données financières, de production et autres données d'exploitation d'EnCana dans la présente notice annuelle pour les périodes avant l'opération de scission ont été rajustées pour y retrancher les résultats associés aux actifs en amont dont le transfert a été effectué en faveur de Cenovus aux termes de l'opération de scission.

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.

Dans la présente notice annuelle, le terme « liquides » sert à représenter le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (« LGN »). Les liquides comprennent également les volumes de condensats. Certains volumes de liquides ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi³e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi³e ») à raison de un baril (« b ») pour six mille pieds cubes (« kpi³ »). En outre, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») dans la même proportion. Les Mpi³e, kpi³e et bep peuvent être trompeurs, particulièrement s'ils sont pris isolément. Le ratio de conversion de un b pour six kpi³ est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

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.

Les lecteurs sont priés de se reporter aux rubriques intitulées « Remarque concernant les déclarations prospectives » et « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz ».

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.

Dans le contexte de l'opération de scission (décrite à la rubrique « Développement général de l'activité »), les statuts d'EnCana ont été modifiés pour apporter certaines modifications à son capital-actions. La rubrique « Description du capital-actions » donne d'autres renseignements sur la structure du capital de la société.

Liens intersociétés

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2009, 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 de personnes avait des actifs globaux dépassant 10 pour cent des actifs consolidés globaux d'EnCana ou des produits d'exploitation annuels supérieurs à 10 pour cent des produits d'exploitation annuels consolidés globaux d'EnCana au 31 décembre 2009.

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété directe ou indirecte	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
EnCana USA Holdings	100	Delaware
3080763 Nova Scotia Company	100	Nouvelle-Écosse
Alenco Inc.	100	Delaware
EnCana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware
EnCana USA Investment Holdings	100	Delaware

Le tableau précédent ne comprend pas toutes les filiales et sociétés de personnes d'EnCana. Les actifs et les produits d'exploitation annuels 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 2009.

De façon générale, EnCana restructure ses filiales au besoin pour favoriser la concordance de ses structures commerciales, d'exploitation et de gestion.

Développement général de l'activité

EnCana a été formée en 2002 par le regroupement des entreprises d'Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et PanCanadian Energy Corporation (« PanCanadian »). EnCana est actuellement l'un des principaux producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord et, conformément à sa stratégie, est une société d'exploitation de gaz naturel non diversifiée qui privilégie la mise en valeur de ressources non classiques partout en Amérique du Nord. Les autres activités d'EnCana englobent le transport et la commercialisation de gaz naturel et la production de liquides. EnCana tente d'assurer sa croissance rentable 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.

Opération de scission

Le 30 novembre 2009, EnCana a réalisé une restructuration d'entreprise en vue de se scinder en deux sociétés d'énergie ouvertes indépendantes : EnCana Corporation, une société d'exploitation de gaz naturel, et Cenovus Energy Inc., une société pétrolière intégrée.

L'opération de scission a été proposée au départ en mai 2008 dans le but d'améliorer la valeur du placement à long terme des actionnaires par la création de deux sociétés indépendantes et durables, chacune capable de mieux réussir au moyen de stratégies d'exploitation convenant davantage à leurs actifs et plan d'affaires uniques. En octobre 2008, en raison du degré inhabituellement élevé d'incertitude et de volatilité sur les marchés des titres de créances et des actions, EnCana a reporté sa tentative d'obtenir l'approbation de l'opération de scission par les actionnaires et les tribunaux jusqu'à ce que se manifestent des signes très clairs de stabilité sur les marchés mondiaux des capitaux. En septembre 2009, EnCana a annoncé des plans pour mettre en œuvre la scission.

L'opération de scission a été réalisée au moyen d'un arrangement en vertu de la LCSA, aux termes duquel les porteurs d'actions ordinaires d'EnCana ont reçu une nouvelle action ordinaire d'EnCana et une action ordinaire de Cenovus contre chaque action ordinaire d'EnCana qu'ils détenaient auparavant. Les porteurs d'options d'achat d'actions d'EnCana sont devenus des porteurs d'options d'achat d'actions d'EnCana et de Cenovus et les prix d'exercice aux termes des options d'achat d'actions ont été rajustés en fonction des cours relatifs des actions ordinaires d'EnCana et de Cenovus.

À l'occasion de l'opération de scission, EnCana a conclu une convention relative à l'arrangement avec Cenovus et une autre filiale d'EnCana datée du 20 octobre 2009 et une convention de scission et de transition avec Cenovus datée du 20 novembre 2009. La convention relative à l'arrangement énonce les modalités de l'arrangement, y compris le plan d'arrangement. La convention de scission et de transition énonce les modalités de la scission des entreprises, y compris la répartition des actifs, la prise en charge des passifs et les questions régissant certaines relations soutenues entre EnCana et Cenovus, y compris les indemnités réciproques en ce qui concerne les actifs et les passifs conservés par EnCana ou transférés à Cenovus.

Divisions d'exploitation

EnCana a recours à une structure de prise de décision décentralisée composée de divisions d'exploitation. Avant la réalisation de l'opération de scission, les divisions d'EnCana comprenaient la division des contreforts canadiens, la division des plaines canadiennes, la division pétrolière intégrée et la division des États-Unis. Aux termes de l'opération de scission, les actifs associés à la division des plaines canadiennes et à la division pétrolière intégrée ont été transférés à Cenovus.

Les activités d'EnCana sont actuellement divisées en deux divisions d'exploitation :

- la division canadienne, auparavant, la division des contreforts canadiens, qui comprend les actifs de mise en valeur et de production de gaz naturel situés en Colombie-Britannique et en Alberta et le 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, y compris la zone de ressources de schistes Horn River, ii) Cutbank Ridge à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, y compris la formation Montney, iii) Bighorn au centre ouest de l'Alberta et iv) le méthane de houille dans le sud de l'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 situées dans la division : i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming, ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado, iii) East Texas au Texas et iv) Forth Worth au Texas. La division des États-Unis met également l'accent sur la mise en valeur de la zone de ressources de schistes de Haynesville située en Louisiane et au Texas et l'arrivée récente dans la zone de ressources de schistes Marcellus située en Pennsylvanie.

La production exclusive d'EnCana est pour l'essentiel vendue par l'équipe Commercialisation du secteur intermédiaire et données fondamentales qui met l'accent sur l'amélioration du prix de valorisation de la société. Cette équipe gère les activités d'optimisation du marché d'EnCana, ce qui comprend les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'améliorer la souplesse d'exploitation aux fins des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

En 2009, la société a formé l'équipe Économie du gaz naturel afin de poursuivre l'expansion des marchés du gaz naturel en Amérique du Nord, particulièrement dans les domaines de la production et du transport de l'électricité. En raison des percées techniques en ce qui concerne l'extraction du gaz naturel non classique, la ressource commerciale en Amérique du Nord a connu une croissance et atteint maintenant des records. Cette abondance améliore la capacité de payer le gaz naturel et sa fiabilité à long terme pour ces marchés éventuels. En outre, une utilisation accrue du gaz naturel présente une possibilité de diminution des émissions de gaz à effet de serre et de composés organiques volatils comparativement à d'autres combustibles fossiles.

En 2009, aux fins de la communication de l'information financière, les secteurs isolables d'EnCana étaient les suivants : i) le Canada, ii) les États-Unis, iii) l'optimisation des marchés et iv) les activités non sectorielles et autres. Le secteur du Canada englobe les résultats de la division canadienne et du secteur Canada – Autres. Le secteur Canada – Autres comprend les résultats de l'ancienne division des plaines canadiennes et de l'ancien secteur Activités pétrolières intégrées – Canada dont le transfert a été effectué en faveur de Cenovus à l'occasion de l'opération de scission.

Les données financières, de production et autres données d'exploitation d'EnCana pour les périodes antérieures à l'opération de scission du 30 novembre 2009 n'ont pas été rajustées pour y retrancher les résultats associés aux actifs du secteur Canada – Autres qui ont été transférés à Cenovus. Les résultats du secteur Canada – Autres sont comptabilisés en tant qu'activités poursuivies conformément aux règles de la méthode de la capitalisation du coût entier. Les résultats des activités de raffinage en aval aux États-Unis avant l'opération de scission du 30 novembre 2009 sont comptabilisés en tant qu'activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

Autres événements

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

2009

- EnCana a mené la bien le désinvestissement d'actifs de pétrole et de gaz naturel classiques parvenus à maturité en contrepartie d'un produit d'environ 1 000 millions de dollars dans la division canadienne, 73 millions de dollars dans la division des États-Unis et 17 millions de dollars dans le secteur Canada – Autres.

2008

- EnCana a acquis, à l'occasion de plusieurs opérations, certains terrains et certaines participations minières dans la formation de schistes de Haynesville au Texas et en Louisiane en contrepartie d'environ 1 010 millions de dollars nets pour EnCana. Ces acquisitions ont augmenté le portefeuille foncier d'EnCana dans la formation de schistes de Haynesville qui atteint environ 435 000 acres nettes, y compris environ 63 000 acres nettes de superficie minière.

- 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 400 millions de dollars dans la division canadienne, 251 millions de dollars dans la division des États-Unis et 47 millions de dollars dans le secteur Canada – Autres.
- EnCana a réalisé la vente de la totalité de ses participations en France et au Brésil et s'est retirée du Qatar.
- Au troisième trimestre de 2008, la raffinerie de Wood River a reçu les approbations des organismes de réglementation pour le début de la construction du projet relatif à l'usine de cokéfaction et à l'agrandissement de la raffinerie (le projet CORE). La raffinerie de Wood River faisait partie des actifs de raffinage en aval transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

2007

- EnCana, avec ConocoPhillips, a mené à bien une opération en vue de la création d'une entreprise pétrolière intégrée, qui englobait deux entités d'exploitation à égalité de parts, une entreprise en amont canadienne exploitée par EnCana et une entreprise en aval américaine exploitée par ConocoPhillips. L'entreprise pétrolière intégrée a été transférée par la suite à Cenovus à l'occasion de l'opération de scission.
- Une filiale d'EnCana a mené à bien la vente de la totalité de ses participations au Tchad.
- EnCana a réalisé la vente des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow en contrepartie d'environ 57 millions de dollars. Dans le cadre de cette opération, EnCana, à titre de locataire, a signé un bail de 25 ans. EnCana a sous-loué environ 50 pour cent de l'espace de bureaux The Bow à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- Le conseil d'administration d'EnCana a autorisé un financement pour la mise en valeur du projet de gaz naturel de Deep Panuke situé au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.
- Une filiale d'EnCana a fait l'acquisition de la totalité des participations foncières et de 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 auprès de Leor Energy d'une participation de 30 pour cent 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.

Description de l'activité

La carte suivante indique l'emplacement des avoirs fonciers et des zones de ressources clés d'EnCana en Amérique du Nord en date du 31 décembre 2009.



Les activités d'EnCana se concentrent sur l'exploitation de formations de gaz naturel non classiques de longue durée en Amérique du Nord, y compris la formation de gaz étanche, de schiste et de méthane de houille. EnCana tente de repérer les formations de réservoirs de gaz à un stade peu avancé d'exploitation et susceptibles de prendre de l'expansion géographique, et définit ensuite une importante position foncière pour tenter de tirer parti de la ressource. EnCana se concentre alors sur la détermination d'un moyen économique pour extraire le gaz naturel par un examen détaillé des réservoirs et des essais pilotes ainsi que des nouvelles techniques de forage et de complétion de puits. La méthode de mise en valeur industrielle d'EnCana s'étend sur de nombreuses années. EnCana tente toujours d'atteindre une certaine efficacité sur le plan du capital et de l'exploitation, et ce, pour son portefeuille grandissant.

Les activités d'EnCana sont principalement exercées au Canada et aux États-Unis. Les réserves prouvées et la production actuelles d'EnCana proviennent de terrains nord-américains.

Division canadienne

La division canadienne, autrefois la division des contreforts canadiens, comprend les actifs de gaz naturel d'EnCana en Colombie-Britannique et en Alberta et le projet de gaz naturel Deep Panuke situé au large de la Nouvelle-Écosse. Elle englobe quatre zones de ressources clés : i) Greater Sierra, ii) Cutbank Ridge, iii) Bighorn et iv) la zone de méthane de houille. La zone de ressources clé de méthane de houille (le méthane de houille de Horseshoe Canyon et le gaz à faible profondeur mélangé) est située dans la région de Clearwater. En outre, EnCana s'est constituée un portefeuille foncier prédominant dans la nouvelle formation de schistes du Dévonien de Horn River qui fait actuellement partie de la zone de ressources clé Greater Sierra et la formation Montney, qui elle-même fait partie de la zone de ressources clé Cutbank Ridge. La division canadienne gère également le projet de gaz naturel Deep Panuke dans la région du Canada atlantique.

En 2009, la division canadienne a réalisé des investissements en capitaux au Canada d'environ 1 869 millions de dollars et a foré environ 699 puits nets. Au 31 décembre 2009, la division canadienne avait un portefeuille foncier établi au Canada représentant environ 11,0 millions d'acres brutes (9,3 millions d'acres nettes); de cette superficie, environ 6,0 millions d'acres brutes (5,0 millions d'acres nettes) n'étaient pas mises en valeur. Les droits miniers à l'égard d'environ 44 pour cent de la superficie nette totale appartiennent à EnCana en propriété inconditionnelle, ce qui signifie qu'EnCana détient des droits miniers à perpétuité et que la production est assujettie à un impôt minier qui est généralement moindre que la redevance de la Couronne imposée sur la production tirée de terrains où le gouvernement est propriétaire des droits miniers. La production de la division canadienne en 2009 s'est établie en moyenne à 1 319 millions de pieds cubes équivalents par jour. Les volumes de production moyens en 2009 ont connu une réduction d'environ 120 millions de pieds cubes équivalents par jour, en raison des fermetures de puits et de la réduction de la production, ainsi que des retards dans la complétion et le raccordement de puits en conséquence des faibles prix du gaz naturel.

Les tableaux suivants résument les avoirs fonciers de la division canadienne, la production quotidienne ainsi que les puits productifs pour les périodes indiquées.

Avoirs fonciers	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
<i>(en milliers d'acres au 31 décembre 2009)</i>							
Greater Sierra	617	590	1 420	1 168	2 037	1 758	86 %
Cutbank Ridge	369	282	884	780	1 253	1 062	85 %
Bighorn	256	167	394	292	650	459	71 %
Clearwater	3 367	2 959	2 302	2 163	5 669	5 122	90 %
Canada atlantique	-	-	76	32	76	32	42 %
Autres	416	247	938	574	1 354	821	61 %
Division canadienne	5 025	4 245	6 014	5 009	11 039	9 254	84 %

Production

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Liquides (b/j)		Total (Mpi ³ e/j)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<i>(moyenne annuelle)</i>						
Greater Sierra	199	220	871	1 044	204	226
Cutbank Ridge	310	296	591	617	313	300
Bighorn	159	167	2 719	3 734	175	189
Clearwater ¹⁾	453	495	9 192	10 777	508	560
Autres	103	122	2 507	3 808	119	145
Division canadienne	1 224	1 300	15 880	19 980	1 319	1 420

Note :

- 1) La zone de ressources clé de méthane de houille située dans la région de Clearwater a affiché une production moyenne d'environ 316 millions de pieds cubes par jour en 2009 (304 millions de pieds cubes par jour en 2008).

Puits productifs

	Gaz naturel		Pétrole brut		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<i>(nombre de puits au 31 décembre 2009)¹⁾</i>						
Greater Sierra	1 037	998	3	3	1 040	1 001
Cutbank Ridge	760	654	8	1	768	655
Bighorn	359	272	10	5	369	277
Clearwater ²⁾	8 771	8 157	149	98	8 920	8 255
Autres	475	380	104	54	579	434
Division canadienne	11 402	10 461	274	161	11 676	10 622

Notes :

- 1) Les chiffres excluent les puits en mesure de produire mais non productifs au 31 décembre 2009.
- 2) Au 31 décembre 2009, la zone de ressources clé de méthane de houille comptait environ 6 243 puits de gaz productifs bruts (5 866 puits de gaz nets).

Zones de ressources clés et activités de la division canadienne

Greater Sierra

La région Greater Sierra est une zone de ressources clé située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. L'accent est mis surtout sur la mise en valeur continue de la formation du Dévonien Jean Marie et de la formation de schistes du Dévonien de Horn River. En 2009, EnCana a foré environ 57 puits nets dans la région, et la production de gaz naturel s'est établie en moyenne à environ 199 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. La production est demeurée relativement constante au cours des cinq dernières années même si EnCana a réduit les dépenses en immobilisations.

Au 31 décembre 2009, EnCana détenait une participation moyenne de 94 pour cent dans 14 installations de production dans la région, qui étaient en mesure de traiter environ 525 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. EnCana détenait également une participation directe 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 2009, EnCana contrôlait environ 440 000 acres brutes non mises en valeur (256 000 acres nettes) dans la formation de schistes du Dévonien du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de schistes de Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie) située dans la zone prioritaire d'EnCana ont plus de 500 pieds d'épaisseur. Au 31 décembre 2009, ces schistes ont été évalués au moyen de 60 puits (5 puits verticaux et 55 puits horizontaux) dont 13 ont été placés en production à long terme (1 puits vertical et 12 puits horizontaux). En 2009, EnCana et son partenaire ont mené un programme plus ambitieux de forage de puits horizontaux dans la région de Two Island Lake et ont construit une station de compression et un gazoduc de transport de gaz non épuré d'un diamètre de 24 pouces.

EnCana est l'exploitant du projet d'usine de gaz de Cabin destiné à traiter le gaz de schistes de Horn River. EnCana continue de faire progresser le projet et, le 31 décembre 2009, les délais établis par les organismes de réglementation étaient respectés. L'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique a donné sa recommandation favorable au projet au cabinet du gouvernement de la Colombie-Britannique en décembre 2009. La demande vise une capacité de traitement d'environ 800 millions de pieds cubes par jour, dans laquelle EnCana a une participation de 30 pour cent dans la première phase du projet, qui représente environ 400 millions de pieds cubes par jour. En janvier 2010, EnCana a reçu un certificat d'évaluation environnementale du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique à l'égard du projet d'usine de gaz de Cabin. EnCana prévoit que la première phase de la capacité de traitement sera mise en service d'ici septembre 2012. D'autres approbations de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique sont encore requises et devraient être obtenues d'ici la fin de premier trimestre de 2010.

Cutbank Ridge

La région de Cutbank Ridge est une zone de ressources clé 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 formations Montney, Cadomin et Doig. Les formations de Montney et de Cadomin sont mises en valeur presque exclusivement au moyen de puits horizontaux. 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 2009, EnCana a foré environ 71 puits nets dans la région, et la production moyenne s'est établie à environ 310 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

EnCana détient environ 720 000 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 l'ensemble des coûts de mise en valeur et a obtenu une réduction de plus de 80 pour cent des coûts à intervalle complet au cours des trois dernières années.

Les usines en propriété exclusive d'EnCana à Hythe et Steeprock ont une capacité de traitement de gaz acide d'environ 380 millions de pieds cubes par jour.

Bighorn

La région de Bighorn est une zone de ressources clé dans le centre ouest de l'Alberta où l'accent est mis sur l'exploitation de sables du Crétacé empilés en zones multiples dans la formation Deep Basin. Les principaux terrains dans la région de Bighorn sont Resthaven, Kakwa, Redrock et Berland. En 2009, EnCana a foré environ 69 puits nets dans la région, et la production s'est établie en moyenne à environ 159 millions de pieds cubes de gaz naturel non corrosif par jour.

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 d'environ 70 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 50 pour cent de cette usine et dispose d'une capacité de traitement ferme pour les 50 pour cent restants. EnCana possède une participation directe de 24 pour cent dans l'usine de Berland River, qui a une capacité d'environ 165 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. Dans la région de Clearwater, on met principalement l'accent sur la zone de ressources clé en gaz naturel de méthane de houille qui comporte la formation houillère de Horseshoe Canyon intégrée à des sables à plus faible profondeur. Dans la région de Clearwater, EnCana détient environ 5,1 millions d'acres nettes et environ 2,1 millions d'acres nettes dans l'axe préférentiel de Horseshoe Canyon. Environ 80 pour cent du total des avoirs fonciers nets sont détenus en propriété inconditionnelle. En 2009, EnCana a foré environ 490 puits de méthane de houille nets, et la production s'est établie en moyenne à quelque 316 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de la zone de ressources clé de méthane de houille.

Canada atlantique

Au 31 décembre 2009, EnCana détenait une participation dans environ 76 000 acres brutes (32 000 acres nettes) dans le Canada atlantique, ce qui comprend la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. EnCana exploite cinq de ses huit licences dans ces régions et possède une participation directe moyenne d'environ 42 pour cent.

EnCana est l'exploitant du champ de gaz Deep Panuke situé au large de la Nouvelle-Écosse et possédait et exploitait tout le champ au 31 décembre 2009 après avoir fait l'acquisition de toutes les participations dans les licences visant le champ en juillet 2009. Le projet de gaz naturel Deep Panuke comprend la mise en place des installations requises pour produire du gaz naturel à partir du champ, situé à environ 250 kilomètres au sud-est d'Halifax (sur la Plate-forme Scotian). Le gaz produit sera transporté à la côte au moyen d'un gazoduc sous-marin, et EnCana le transportera sur le Maritimes & Northeast Pipeline à un point de livraison situé dans l'est du Canada. Les travaux progressent, et la première production est attendue d'ici le milieu de 2011.

Division des États-Unis

La division des États-Unis comprend les actifs de gaz naturel d'EnCana dans le champ Jonah, situé dans le sud-ouest du Wyoming, dans le bassin Piceance, situé dans le nord-ouest du Colorado et dans les bassins East Texas et Fort Worth, au Texas. La division des États-Unis met également l'accent sur l'exploration et la mise en valeur de la formation de schistes de Haynesville au Texas et en Louisiane et celle de Marcellus en Pennsylvanie. 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.

En 2009, la division des États-Unis a réalisé au total des investissements en capitaux d'environ 1 821 millions de dollars et a foré environ 390 puits nets. Au 31 décembre 2009, les avoirs fonciers d'EnCana aux États-Unis étaient d'environ 4,3 millions d'acres brutes (3,5 millions d'acres nettes). Environ 3,5 millions d'acres brutes (2,9 millions d'acres nettes) n'étaient pas mises en valeur, la plupart étant situées au Texas, au Colorado, en Louisiane et au Wyoming. En 2009, la production de la division de États-Unis s'est établie en moyenne à environ 1 684 millions de pieds cubes équivalents par jour. Les volumes moyens de production en 2009 ont connu une baisse d'environ 200 millions de pieds cubes équivalents par jour en raison de fermetures de puits et de la réduction de la production, ainsi que des retards dans la complétion et le raccordement des puits en conséquence des faibles prix du gaz naturel.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des États-Unis, la production quotidienne ainsi que les puits productifs pour les périodes indiquées.

Avoirs fonciers	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
<i>(en milliers d'acres au 31 décembre 2009)</i>							
Jonah	18	16	125	111	143	127	89 %
Piceance	253	235	699	634	952	869	91 %
East Texas	102	71	224	196	326	267	82 %
Fort Worth	63	58	29	18	92	76	83 %
Formation de schistes de Haynesville	71	50	570	379	641	429	67 %
Autres	242	153	1 881	1 539	2 123	1 692	80 %
Division des États-Unis	749	583	3 528	2 877	4 277	3 460	81 %

Production

	Gaz naturel		Liquides		Total	
	(Mpi ³ /j)		(b/j)		(Mpi ³ e/j)	
(moyenne annuelle)	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Jonah	571	603	5 067	5 273	601	635
Piceance	362	385	1 760	2 513	373	400
East Texas	324	334	57	134	324	335
Fort Worth	136	142	435	500	139	145
Formation de schistes de Haynesville	70	9	132	64	71	10
Autres	153	160	3 866	4 866	176	188
Division des États-Unis	1 616	1 633	11 317	13 350	1 684	1 713

Puits productifs

	Gaz naturel		Pétrole brut		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
(nombre de puits au 31 décembre 2009) ¹⁾						
Jonah	1 127	992	-	-	1 127	992
Piceance	2 921	2 557	3	-	2 924	2 557
East Texas	724	454	3	1	727	455
Fort Worth	774	652	15	14	789	666
Formation de schistes de Haynesville	226	102	3	1	229	103
Autres	1 953	1 379	12	7	1 965	1 386
Division des États-Unis	7 725	6 136	36	23	7 761	6 159

Note :

- 1) Les chiffres excluent les puits en mesure de produire mais non productifs au 31 décembre 2009.

Zones de ressources clés et activités de la division des États-Unis

Jonah

Le champ Jonah est une zone de ressources clé situé dans le bassin Green River, dans le sud-ouest du Wyoming. 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 principale à pression anormale du champ. En 2008 et 2009, EnCana a mis en valeur les terrains adjacents présentant une pression normale. Au 31 décembre 2009, EnCana contrôlait une superficie d'environ 125 000 acres brutes non mises en valeur (111 000 acres nettes).

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. À l'extérieur de la zone à pression anormale, EnCana est propriétaire d'environ 120 000 acres brutes où des forages à espacements de 40 acres voire de 20 acres sont possibles.

En 2009, EnCana a foré environ 100 puits nets dans la région principale et huit puits nets dans les terrains adjacents. Le champ Jonah a produit en moyenne environ 571 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Piceance

Le bassin Piceance est une zone de ressources clé dans le nord-ouest du Colorado. Ce bassin se caractérise par d'épaisses accumulations de gaz naturel, principalement dans la formation Williams Fork. L'acquisition de Tom Brown, Inc. par EnCana en 2004 lui a procuré une importante partie de la superficie actuellement mise en valeur. Au 31 décembre 2009, EnCana contrôlait environ 699 000 acres brutes non mises en valeur (634 000 acres nettes).

Entre 2006 et 2009, EnCana a finalisé huit ententes en vue de la mise en valeur conjointe de parties du bassin Piceance. Au cours de 2009, EnCana a foré environ 91 puits nets avec l'aide de fonds de tiers. Pour la période allant de 2010 à 2013, il est prévu qu'EnCana forera environ 344 puits nets au moyen de fonds provenant de tiers aux termes des toutes les ententes en place.

Les installations de compression et de traitement dans la région du bassin Piceance comprennent environ 2 500 kilomètres de gazoduc et une installation de traitement d'une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. En outre, EnCana a accès à des installations de traitement de tiers dans le bassin Piceance.

En 2009, EnCana a foré environ 129 puits nets et a produit en moyenne environ 362 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

East Texas

East Texas est une zone de ressources clé qui est caractérisée par une formation de gaz étanche dotée de zones cibles multiples dans les régions de Bossier et Cotton Valley. 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. 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. Au 31 décembre 2009, EnCana contrôlait une superficie d'environ 224 000 acres brutes non mises en valeur (196 000 acres nettes).

Au cours de 2009, EnCana a foré environ 38 puits nets dans le bassin, et la production s'est établie en moyenne à environ 324 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Fort Worth

Le bassin Fort Worth est une zone de ressources clé situé dans le nord du Texas qui produit à partir de la prolifique formation de schistes Barnett. Depuis son arrivée dans le bassin en 2003, EnCana a fait appel au forage horizontal et à la stimulation polyétagée du réservoir en vue d'améliorer le rendement de cette zone de ressources. Au 31 décembre 2009, EnCana contrôlait une superficie d'environ 29 000 acres brutes non mises en valeur (18 000 acres nettes).

Au cours de 2009, EnCana a foré environ 26 puits nets, et la production s'est établie en moyenne à environ 136 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour.

Formation de schistes de Haynesville

EnCana s'est constitué un portefeuille foncier et de ressources prédominant dans la formation de schistes de Haynesville au Texas et en Louisiane. EnCana a fait l'acquisition de ses premières concessions en 2005, a foré ses 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 en vue de l'exploration et de la mise en valeur des terrains. En 2008, EnCana a augmenté sa superficie sous concession 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 droits miniers que EnCana a achetées en juillet 2008 en contrepartie d'environ 300 millions de dollars nets. Au 31 décembre 2009, EnCana contrôlait une superficie d'environ 570 000 acres brutes non mises en valeur (379 000 acres nettes), la majorité des concessions en Louisiane du Nord étant situé dans les paroisses DeSoto et Red River. Une certaine partie de la superficie non mise en valeur dans la formation de schistes de Haynesville fait l'objet de concessions qui expireront au cours des quelques prochaines années, à moins que la production ne soit établie dans la superficie détenue. Les projets de forage à court terme d'EnCana mettent l'accent sur la conservation des terrains et l'optimisation des complétions.

À la fin de 2009, EnCana a finalisé une coentreprise avec une partie non apparentée en vue de mettre en valeur une partie de la formation de schistes de Haynesville dans la région East Texas.

En 2009, EnCana a foré environ 49 puits nets et produit en moyenne environ 70 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le taux de sortie de production pour la formation de schistes de Haynesville en décembre 2009 s'établissait à environ 125 millions de pieds cubes par jour.

Formation de schistes de Marcellus

En 2009, EnCana a constitué une position foncière lui permettant de participer à l'exploitation d'environ 19 000 acres nettes non mises en valeur dans la formation de schistes de Marcellus en Pennsylvanie par la conclusion d'une entente de coentreprise avec une partie non apparentée. En 2010, EnCana commencera à évaluer ces terrains.

Autres activités

Canada – Autres

Le secteur Canada – Autres englobe les résultats de l'ancienne division des plaines canadiennes et de l'ancien secteur Activités pétrolières intégrées – Canada dont le transfert a été effectué en faveur de Cenovus dans le cadre de l'opération de scission le 30 novembre 2009. Le secteur Canada – Autres comprenait les activités de mise en valeur et de production de gaz naturel dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, les activités de mise en valeur et de production de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que l'exploration, la mise en valeur et la production de bitume au moyen de méthodes de récupération assistée de pétrole en Alberta. Cinq zones de ressources clés étaient comprises dans le secteur Canada – Autres : i) les zones de gaz à faible profondeur dans le sud-est de l'Alberta et de la Saskatchewan, ii) Pelican Lake dans nord-est de l'Alberta, iii) Weyburn en Saskatchewan, iv) Foster Creek dans le nord-est de l'Alberta et iv) Christina Lake dans nord-est de l'Alberta. Les projets de récupération assistée de pétrole à Foster Creek et à Christina Lake faisaient parti de l'entreprise de pétrolière intégrée créée par EnCana et ConocoPhillips en janvier 2007.

En 2009, le secteur Canada – Autres avait réalisé des investissements en capitaux combinés d'environ 848 millions de dollars (1 500 millions de dollars en 2008) et comptait des forages d'environ 639 puits nets (1 514 puits nets en 2008). La production de gaz naturel en 2009 était d'environ 762 millions de pieds cubes par jour (905 millions de pieds cubes par jour en 2008) et la production de liquides s'établissait à environ 99 900 barils par jour (100 250 barils par jour en 2008).

À moins d'indication contraire, les données financières, de production et autres données d'exploitation pour EnCana figurant dans la présente notice annuelle, à des dates antérieures ou pour des périodes entièrement ou en partie antérieures à l'opération de scission, n'ont pas été rajustées pour y retrancher les résultats associés au secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada) dont le transfert a été effectué en faveur de Cenovus aux termes de l'opération de scission. Les résultats du secteur Canada – Autres sont déclarés comme des activités poursuivies conformément aux exigences de la méthode de la capitalisation du coût entier.

Ancien secteur Raffinage en aval aux États-Unis

Avant l'opération de scission, la division Activités pétrolières intégrées d'EnCana se composait des secteurs Activités pétrolières intégrées – Canada et Raffinage en aval aux États-Unis. Le secteur Raffinage en aval aux États-Unis mettait l'accent sur le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques à la raffinerie de Borger située à Borger, au Texas, et à la raffinerie de Wood River située à Roxana, en Illinois. Les raffineries ont été acquises au moment de la création de l'entreprise pétrolière intégrée par EnCana et ConocoPhillips en janvier 2007. Les raffineries appartenaient à hauteur de 50 pour cent à EnCana et étaient exploitées par ConocoPhillips. Le secteur Raffinage en aval aux États-Unis a été transféré à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission le 30 novembre 2009.

En 2009, le secteur Raffinage en aval aux États-Unis a réalisé des investissements de capitaux d'environ 829 millions de dollars (478 millions de dollars en 2008). Les dépenses engagées concernaient principalement le projet CORE de la raffinerie de Wood River. Au cours de la période terminée le 30 septembre 2009, la capacité de pétrole brut de la raffinerie s'établissait à environ 452 mille barils par jour (452 mille barils par jour pour la période terminée le 31 décembre 2008) et l'utilisation du brut était d'environ 90 pour cent (93 pour cent pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008).

Les activités du secteur Raffinage en aval aux États-Unis avant l'opération de scission sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées aux fins de la communication de l'information financière.

Optimisation des marchés

Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par le groupe Commercialisation du secteur intermédiaire et données fondamentales. Ces activités visent à améliorer le prix de valorisation de la production exclusive de la société. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'améliorer la souplesse d'exploitation aux fins des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Commercialisation du gaz naturel

La production de gaz naturel d'EnCana est principalement commercialisée auprès de sociétés de distribution, de sociétés industrielles et de sociétés de commercialisation de ressources énergétiques locales et d'autres producteurs. Les prix qu'obtient EnCana sont fondés principalement sur les indices de prix en vigueur pour le gaz naturel dans les régions où il est vendu. Les prix du gaz naturel sont tributaires du prix des combustibles concurrents sur ces marchés et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel.

EnCana cherche à atténuer l'incidence du risque associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques visant sa production de gaz naturel. Les détails qui concernent les diverses approches d'EnCana en matière de gestion du risque figurent à la note 20 des états financiers consolidés vérifiés d'EnCana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Autres activités de commercialisation

EnCana vend son pétrole brut, ses condensats et LGN sur des marchés au Canada et aux États-Unis et en gère le transport. En règle générale, les ventes 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/de vente aux prix courants du marché. En outre, EnCana détient des participations dans deux centrales, celles de Cavalier et Balzac, afin d'optimiser ses coûts d'électricité, particulièrement en Alberta.

Information sur les quantités des réserves et autres données sur le pétrole et le gaz

Depuis sa création, EnCana a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») et les a chargés d'évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel et de liquides et de lui présenter des rapports sur celles-ci tous les ans. En 2009, 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.

Le vice-président, Réserves de l'entreprise et analyse de la concurrence, d'EnCana et quatre autres membres du personnel sous sa direction supervisent la préparation des estimations des réserves par les ERQI. Actuellement, ce personnel interne composé de trois ingénieurs, de un technicien en génie et de un analyste commercial cumule une expérience pertinente de plus de 85 ans. Le vice-président et les autres membres du personnel d'ingénierie sont tous membres d'associations professionnelles provinciales ou d'État, ainsi que de diverses associations sectorielles comme la Society of Petroleum Engineers et la Society of Petroleum Evaluation Engineers.

EnCana compte un comité des réserves composé d'administrateurs indépendants, qui passe en revue les compétences et la nomination des ERQI. Ce 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 ERQI.

Les évaluations des ERQI sont effectuées à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Des processus et des procédures existent pour s'assurer que les ERQI reçoivent tous les renseignements pertinents. Les réserves sont estimées en fonction d'analyses du bilan

matière, d'analyses d'épuisements, de calculs volumétriques ou d'une combinaison de ces méthodes, dans chaque cas, en tenant compte des questions économiques. Dans le cas des réserves exploitées, l'accent est mis sur l'analyse de l'épuisement, alors que l'analyse volumétrique sert à contenir les prévisions à des niveaux raisonnables. Les réserves inexploitées sont estimées par analogies avec les compensations de la production en tenant compte des estimations volumétriques des quantités en place.

EnCana fournit l'information sur ses réserves et d'autres données sur le pétrole et le gaz conformément aux exigences d'information des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Remarque concernant les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz ». En 2009, la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») a modifié ses exigences de divulgation de l'information relative au pétrole et au gaz qui entrent en vigueur à compter de l'exercice d'EnCana terminé à la fin de 2009. Le Financial Accounting Standards Board des États-Unis (« FASB ») a également modifié les exigences relatives à l'estimation et à la divulgation des réserves de pétrole et de gaz pour les uniformiser avec les exigences modifiées de la SEC. Les modifications comprenaient le changement du prix utilisé pour calculer les réserves qui est passé d'un prix quotidien unique en fin d'exercice à un prix moyen sur les 12 mois antérieurs et qui permet la communication facultative de la vulnérabilité des réserves par rapport au prix.

Réserves prouvées nettes

En 2009, les réserves de gaz naturel d'EnCana ont diminué d'environ 19 pour cent, en grande partie en raison de la faiblesse des prix moyens sur 12 mois et de l'opération de scission. Environ 75 pour cent de la diminution attribuable à des révisions négatives était le résultat direct de la faiblesse des prix moyens sur 12 mois et environ 80 pour cent de la vente des réserves en place était associée à l'opération de scission. Les révisions techniques n'étaient pas significatives. Les extensions et les découvertes ont représenté 2 132 milliards de pieds cubes, dont environ les deux tiers ont eu lieu aux États-Unis et le reste au Canada.

Au cours de 2008, l'augmentation des réserves de gaz naturel d'EnCana d'environ 3 pour cent découlait 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. 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, les réserves de gaz naturel de la société avaient augmenté principalement en raison des forages de mise en valeur.

En 2009, les réserves de pétrole brut et de liquides de gaz naturel d'EnCana ont diminué d'environ 77 pour cent, et les réserves de bitume d'EnCana ont été cédées, pour l'essentiel en raison de l'opération de scission.

À la fin de 2008, les réserves de pétrole brut et de gaz naturel d'EnCana, y compris le bitume, ont augmenté d'environ 8 pour cent 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 liquides de gaz naturel, y compris le bitume, 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 pétrolière intégrée qui a pris effet le 2 janvier 2007. Après cette opération, les réserves de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, y compris le bitume, 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.

Afin de respecter les normes américaines selon lesquelles les réserves et les produits d'exploitation nets futurs connexes doivent être estimés selon la conjoncture économique et les méthodes d'exploitation et la réglementation gouvernementale existantes, les réserves et les produits d'exploitation nets futurs de 2008 et de 2007 ont été calculés en fonction des prix quotidiens uniques en fin d'exercice. Aux termes des règles modifiées de la SEC, les réserves et les produits d'exploitation nets futurs de 2009 ont été calculés en fonction du prix moyen sur 12 mois, soit la moyenne arithmétique non pondérée du prix le premier jour du mois pour chaque mois au cours de la période 12 mois précédant la fin de la période visée. Les prix de référence pour 2009 s'établissait comme suit : gaz naturel – Centre Henry 3,87 \$/MBTU, AECO 3,77 \$ CA/MBTU, des diminutions de 32 pour cent et de 39 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2008, respectivement; pétrole brut – WTI 61,18 \$/b, Edmonton

Light 65,64 \$ CA/b, des augmentations de 37 pour cent et de 48 pour cent par rapport à la fin de l'exercice 2008, respectivement.

Le tableau suivant présente des données sur la continuité des réserves préparées par EnCana conformément aux exigences d'information en vigueur aux États-Unis. 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)			Bitume ³⁾ (en millions de barils)
	Canada	États-Unis	Total	Canada ⁴⁾	États-Unis	Total	Canada
2007							
Début de l'exercice	7 028	5 390	12 418	279,8	54,0	333,8	799,6
Révisions et récupération améliorée	87	78	165	12,8	3,6	16,4	62,7
Extensions et découvertes	949	827	1 776	13,8	5,9	19,7	142,0
Achats de réserves en place	63	211	274	0,2	-	0,2	-
Ventes de réserves en place	(24)	(7)	(31)	(0,2)	-	(0,2)	(398,0) ⁴⁾
Production	(811)	(491)	(1 302)	(33,0)	(5,2)	(38,2)	(10,8)
Fin de l'exercice	7 292	6 008	13 300	273,4	58,3	331,7	595,5
Mises en valeur	4 868	3 368	8 236	217,8	37,0	254,8	71,7
Non mises en valeur	2 424	2 640	5 064	55,6	21,3	76,9	523,8
Total	7 292	6 008	13 300	273,4	58,3	331,7	595,5
2008							
Début de l'exercice	7 292	6 008	13 300	273,4	58,3	331,7	595,5
Révisions et récupération améliorée	148	(166)	(18)	27,9	(3,6)	24,3	84,9
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)	(32,0)	(4,9)	(36,9)	(12,0)
Fin de l'exercice	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
Mises en valeur	4 945	3 720	8 665	208,5	33,9	242,4	125,9
Non mises en valeur	2 902	2 111	5 013	77,1	17,7	94,8	542,5
Total	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
2009⁵⁾							
Début de l'exercice	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
Révisions et récupération améliorée ⁶⁾	(755)	(845)	(1 600)	7,3	(12,6)	(5,3)	(87,6)
Extensions et découvertes	726	1 406	2 132	12,5	6,5	19,0	159,4
Achats de réserves en place	28	-	28	0,5	-	0,5	-
Ventes de réserves en place ⁷⁾	(1 772)	(89)	(1 861)	(243,2)	(0,2)	(243,4)	(725,1)
Production	(725)	(590)	(1 315)	(27,2)	(4,1)	(31,3)	(15,1)
Fin de l'exercice	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7	-
Mises en valeur	2 927	3 571	6 498	25,1	25,8	50,9	-
Non mises en valeur	2 422	2 142	4 564	10,4	15,4	25,8	-
Total	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7	-

Notes :

1) Définitions :

- a. On entend par réserves « nettes », les réserves restantes d'EnCana, après déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
- b. On entend par réserves de pétrole et de gaz « prouvées », les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données techniques et géoscientifiques, pouvoir exploiter de façon rentable à compter d'une date donnée et pouvoir récupérer à partir de réservoirs connus, dans les conditions économiques existantes, selon les méthodes d'exploitation en place et en fonction de la réglementation gouvernementale en vigueur.

- c. On entend par réserves de pétrole et de gaz « mises en valeur », les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en place ou dont le coût du matériel nécessaire est relativement minime par rapport au coût d'un nouveau puits.
 - d. On entend par réserves de pétrole et de gaz « non mises en valeur », les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer par l'entremise de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou par l'entremise de puits existants dont la remise en production nécessite des dépenses relativement considérables.
- 2) EnCana ne dépose pas d'estimations des réserves prouvées nettes totales de liquides et de gaz naturel auprès d'aucune autorité fédérale américaine mise à part la SEC.
 - 3) L'information que donne EnCana sur les volumes des réserves de bitume est conforme aux règles de la SEC en ce qui concerne la communication des produits finis. Le total des volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel en 2008 et en 2007 a été révisé pour exclure des volumes de bitume.
 - 4) L'apport de participations dans les ressources de bitume à l'entreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips.
 - 5) Les estimations des réserves à la fin de l'exercice 2009 diffèrent de celles qui ont été calculées au cours des exercices précédents, lesquelles l'ont été au moyen du prix quotidien unique en fin d'exercice. Les prix d'un seul jour au 31 décembre 2009 s'établissaient ainsi : gaz naturel – Centre Henry 5,78 \$/MBTU et AECO 5,63 \$ CA/MBTU, qui étaient environ 49 pour cent supérieurs aux prix moyens sur 12 mois; pétrole brut – WTI 79,36 \$/b et Edmonton Light 82,69 \$ CA/b, qui étaient environ 30 % et 26 % supérieurs aux prix moyens sur 12 mois, respectivement. Les estimations des réserves en 2009 pour le gaz naturel et le pétrole brut et les liquides de gaz naturel en utilisant le prix quotidien unique en fin d'exercice auraient été supérieurs d'environ 11 pour cent et 7 pour cent, respectivement, par rapport à celles communiquées aux termes des règles modifiées de la SEC qui utilisent le prix moyen sur 12 mois.
 - 6) Le poste Révisions et récupération améliorée comprend les révisions attribuables au prix. Environ 75 pour cent des révisions négatives apportées au gaz naturel en 2009 étaient attribuables aux prix considérablement inférieurs en vigueur aux fins des rapports présentés à la SEC.
 - 7) Le transfert des actifs de la division des plaines canadiennes et de la division Activités pétrolières intégrées en amont à Cenovus à compter du 30 novembre 2009 aux termes de l'opération de scission représente environ 80 pour cent de la vente des réserves en place de gaz naturel et la quasi-totalité des ventes de réserves en place de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de bitume.

Réserves prouvées non mises en valeur

Les réserves de gaz naturel prouvées non mises en valeur d'EnCana ont représenté environ 41 pour cent du total des réserves de gaz naturel prouvées total au 31 décembre 2009, une hausse d'environ 37 pour cent par rapport au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2009, environ 34 pour cent des réserves prouvées de pétrole brut et de liquides étaient des réserves prouvées non mises en valeur, une hausse d'environ 28 pour cent par rapport au 31 décembre 2008. Ces augmentations sont en grande partie le résultat du transfert des actifs comportant des réserves prouvées non mises en valeur inférieures dans le cadre de l'opération de scission.

Au cours de 2009, environ 633 milliards de pieds cubes équivalents de réserves prouvées non mises en valeur ont été convertis en réserves prouvées mises en valeur. Les investissements effectués au cours de 2009 en vue de convertir les réserves prouvées non mises en valeur en réserves prouvées mises en valeur se sont établis à environ 1,2 milliard de dollars. Les réserves prouvées non mises en valeur ont augmenté d'environ 260 milliards de pieds cubes de gaz naturel en raison des modifications des règles de la SEC concernant l'estimation des réserves prouvées non mises en valeur.

Au 31 décembre 2009, les réserves prouvées non mises en valeur qui étaient classées parmi les réserves non mises en valeur pendant une période de cinq ans ou plus, tant au Canada qu'aux États-Unis, n'étaient pas importantes. Toutes les réserves prouvées non mises en valeur au 31 décembre 2009 devraient être mises en valeur au cours des cinq prochaines années au Canada et aux États-Unis.

Vulnérabilité des réserves de 2009 par rapport aux prix

Le tableau suivant résume les estimations d'EnCana de ses réserves prouvées au 31 décembre 2009 en fonction des prix moyens sur 12 mois en 2009 (le « scénario de la SEC ») et des prix indiqués ci-après.

	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	Total
Scénario de prix						
Scénario de la SEC	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7
Analyse de rentabilisation	5 675	6 605	12 280	37,2	45,1	82,3
Écart par rapport au scénario de la SEC	6,1 %	15,6 %	11,0 %	4,9 %	9,5 %	7,4 %

L'analyse de rentabilisation suppose les prix suivants : gaz naturel – Centre Henry 5,50 \$/MBTU en 2010 et 6,50 \$/MBTU par la suite; AECO 5,49 \$ CA/MBTU en 2010 et 6,39 \$ CA/MBTU en 2011 diminuant à 6,04 \$ CA/MBTU en 2014 et par la suite; pétrole brut – WTI 75,00 \$/b et Edmonton Light 76,84 \$ CA/b.

Volumes de production

Les tableaux suivants résument les volumes de production moyens quotidiens nets d'EnCana pour les périodes indiquées.

Volumes de production par divisions actuelles

	Exercice	2009			
		T4	T3	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)					
Division canadienne ¹⁾	1 224	1 071	1 201	1 343	1 281
Division des États-Unis	1 616	1 616	1 524	1 581	1 746
	2 840	2 687	2 725	2 924	3 027
Liquides (<i>b/j</i>)					
Division canadienne ¹⁾	15 880	12 477	15 909	17 624	17 567
Division des États-Unis	11 317	11 586	10 325	11 699	11 671
	27 197	24 063	26 234	29 323	29 238
Total des divisions canadienne et des États-Unis (<i>Mpi³e/j</i>)	3 003	2 831	2 883	3 100	3 203
Total division canadienne ¹⁾ (<i>Mpi³e/j</i>)	1 319	1 145	1 297	1 449	1 387
Total division des États-Unis (<i>Mpi³e/j</i>)	1 684	1 686	1 586	1 651	1 816
	3 003	2 831	2 883	3 100	3 203

Volumes de production par pays

	Exercice	2009			
		T4	T3	T2	T1
Gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)					
Canada ²⁾	1 986	1 588	2 027	2 207	2 123
États-Unis	1 616	1 616	1 524	1 581	1 746
	3 602	3 204	3 551	3 788	3 869
Liquides (<i>b/j</i>)					
Canada ²⁾	115 780	87 859	128 937	123 954	122 609
États-Unis	11 317	11 586	10 325	11 699	11 671
	127 097	99 445	139 262	135 653	134 280
Total EnCana (<i>Mpi³e/j</i>)					
Canada ²⁾	2 681	2 115	2 801	2 951	2 859
États-Unis	1 684	1 686	1 586	1 651	1 816
	4 365	3 801	4 387	4 602	4 675
Total EnCana (<i>bep/j</i>)					
Canada ²⁾	446 780	352 526	466 770	491 787	476 442
États-Unis	280 650	280 919	264 325	275 199	302 671
	727 430	633 445	731 095	766 986	779 113

Notes :

- 1) Exclut les résultats du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- 2) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent la production indiquée pour le secteur Canada – Autres.

Volumes de production par divisions actuelles

	Moyenne annuelle	
	2008	2007
Gaz produit (Mpi³/j)		
Division canadienne ¹⁾	1 300	1 255
Division des États-Unis	1 633	1 345
	2 933	2 600
Liquides (b/j)		
Division canadienne ¹⁾	19 980	18 272
Division des États-Unis	13 350	14 180
	33 330	32 452
Total des divisions canadienne et des États-Unis (Mpi³e/j)	3 132	2 795
Total division canadienne ¹⁾ (Mpi³e/j)	1 419	1 365
Total division des États-Unis (Mpi³e/j)	1 713	1 430
	3 132	2 795

Volumes de production par pays

	Moyenne annuelle	
	2008	2007
Gaz produit (Mpi³/j)		
Canada ²⁾	2 205	2 221
États-Unis	1 633	1 345
	3 838	3 566
Liquides (b/j)		
Canada ²⁾	120 230	119 974
États-Unis	13 350	14 180
	133 580	134 154
Total EnCana (Mpi³e/j)		
Canada ²⁾	2 926	2 941
États-Unis	1 713	1 430
	4 639	4 371
Total EnCana (bep/j)		
Canada ²⁾	487 730	490 141
États-Unis	285 517	238 347
	773 247	728 488

Notes :

- 1) Exclut les résultats du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- 2) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent la production indiquée pour le secteur Canada – Autres.

Résultats par éléments

Les tableaux suivants résument les résultats nets par éléments d'EnCana pour les périodes précisées. Les résultats excluent l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Revenu net par divisions actuelles

	Exercice	T4	2009		
			T3	T2	T1
Gaz produit (\$/kp²)					
Division canadienne ¹⁾					
Prix	3,71	4,21	2,92	3,19	4,58
Taxe à la production et impôts miniers	0,03	-	0,02	0,04	0,03
Transport et vente	0,33	0,40	0,35	0,30	0,30
Charges d'exploitation	1,13	1,43	1,09	1,02	1,04
	2,22	2,38	1,46	1,83	3,21

Revenu net par divisions actuelles

	2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Division des États-Unis					
Prix	3,75	4,64	3,41	3,01	3,88
Taxes à la production et impôts miniers	0,17	0,23	0,08	0,08	0,27
Transport et vente	0,90	0,96	0,99	0,87	0,78
Charges d'exploitation	0,55	0,61	0,56	0,54	0,51
	2,13	2,84	1,78	1,52	2,32
Total divisions canadienne et des États-Unis					
Prix	3,73	4,47	3,19	3,09	4,18
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,14	0,06	0,06	0,17
Transport et vente	0,66	0,74	0,71	0,61	0,58
Charges d'exploitation	0,80	0,93	0,79	0,76	0,74
	2,16	2,66	1,63	1,66	2,69
Liquides (\$/b)					
Division canadienne ¹⁾					
Prix	47,86	60,37	52,48	45,86	36,51
Taxes à la production et impôts miniers	0,45	0,34	0,48	0,47	0,47
Transport et vente	1,06	0,49	1,41	0,62	1,61
Charges d'exploitation	3,62	3,25	3,04	4,09	3,94
	42,73	56,29	47,55	40,68	30,49
Division des États-Unis					
Prix	48,56	64,39	55,60	47,27	27,43
Taxes à la production et impôts miniers	4,39	5,84	5,12	4,18	2,48
Transport et vente	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation	-	-	-	-	-
	44,17	58,55	50,48	43,09	24,95
Total divisions canadienne et des États-Unis					
Prix	48,15	62,31	53,71	46,42	32,88
Taxes à la production et impôts miniers	2,09	2,99	2,31	1,95	1,27
Transport et vente	0,62	0,26	0,85	0,38	0,96
Charges d'exploitation	2,11	1,68	1,84	2,46	2,37
	43,33	57,38	48,71	41,63	28,28
Revenu net total (\$/kp³e)					
Division canadienne ¹⁾					
Prix	4,02	4,59	3,36	3,51	4,70
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,01	0,02	0,04	0,04
Transport et vente	0,32	0,38	0,34	0,28	0,30
Charges d'exploitation	1,09	1,37	1,05	0,99	1,01
	2,58	2,83	1,95	2,20	3,35
Division des États-Unis					
Prix	3,92	4,89	3,64	3,21	3,91
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,26	0,11	0,10	0,28
Transport et vente	0,86	0,92	0,95	0,83	0,75
Charges d'exploitation	0,53	0,58	0,54	0,52	0,49
	2,34	3,13	2,04	1,76	2,39
Total divisions canadienne et des États-Unis					
Prix	3,96	4,77	3,51	3,35	4,25
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,16	0,07	0,08	0,17
Transport et vente	0,63	0,70	0,68	0,58	0,56
Charges d'exploitation	0,78	0,90	0,76	0,74	0,72
	2,43	3,01	2,00	1,95	2,80

Note :

- 1) Exclut les résultats du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Revenu net par pays

	2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (\$/kp³)					
Canada ¹⁾					
Prix	3,64	4,02	2,89	3,20	4,51
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,03	0,03	0,05	0,04
Transport et vente	0,26	0,31	0,26	0,23	0,24
Charges d'exploitation	0,98	1,17	0,96	0,89	0,94
	2,36	2,51	1,64	2,03	3,29
États-Unis					
Prix	3,75	4,64	3,41	3,01	3,88
Taxes à la production et impôts miniers	0,17	0,23	0,08	0,08	0,27
Transport et vente	0,90	0,96	0,99	0,87	0,78
Charges d'exploitation	0,55	0,61	0,56	0,54	0,51
	2,13	2,84	1,78	1,52	2,32
Total EnCana					
Prix	3,69	4,34	3,11	3,12	4,23
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,13	0,05	0,06	0,14
Transport et vente	0,55	0,64	0,58	0,50	0,49
Charges d'exploitation	0,79	0,89	0,78	0,75	0,75
	2,25	2,68	1,70	1,81	2,85
Liquides (\$/b)					
Canada ¹⁾					
Prix	49,75	61,96	57,54	49,31	32,48
Taxes à la production et impôts miniers	0,63	0,55	0,62	0,57	0,77
Transport et vente	1,53	1,14	1,66	1,69	1,50
Charges d'exploitation	9,21	9,56	8,96	9,16	9,29
	38,38	50,71	46,30	37,89	20,92
États-Unis					
Prix	48,56	64,39	55,60	47,27	27,43
Taxes à la production et impôts miniers	4,39	5,84	5,12	4,18	2,48
Transport et vente	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation	-	-	-	-	-
	44,17	58,55	50,48	43,09	24,95
Total EnCana					
Prix	49,65	62,25	57,40	49,14	32,03
Taxes à la production et impôts miniers	0,97	1,18	0,95	0,88	0,92
Transport et vente	1,39	1,01	1,54	1,55	1,36
Charges d'exploitation	8,39	8,43	8,30	8,38	8,46
	38,90	51,63	46,61	38,33	21,29
Revenu net total (\$/kp³e)					
Canada ¹⁾					
Prix	4,84	5,59	4,78	4,47	4,74
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,04	0,05	0,06	0,06
Transport et vente	0,26	0,28	0,27	0,25	0,24
Charges d'exploitation	1,12	1,27	1,11	1,05	1,09
	3,41	4,00	3,35	3,11	3,35
États-Unis					
Prix	3,92	4,89	3,64	3,21	3,91
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,26	0,11	0,10	0,28
Transport et vente	0,86	0,92	0,95	0,83	0,75
Charges d'exploitation	0,53	0,58	0,54	0,52	0,49
	2,34	3,13	2,04	1,76	2,39
Total EnCana					
Prix	4,49	5,28	4,36	4,02	4,42
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,14	0,07	0,08	0,15
Transport et vente	0,49	0,57	0,52	0,46	0,44
Charges d'exploitation	0,89	0,97	0,90	0,86	0,86
	3,00	3,60	2,87	2,62	2,97

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent la production du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Revenu net par divisions actuelles

Moyenne annuelle

2008 2007

	2008	2007
Gaz produit (\$/kpi³)		
Division canadienne ¹⁾		
Prix	8,12	6,30
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,08
Transport et vente	0,42	0,42
Charges d'exploitation	1,15	1,05
	6,49	4,75
Division des États-Unis		
Prix	7,89	5,38
Taxes à la production et impôts miniers	0,56	0,34
Transport et vente	0,84	0,62
Charges d'exploitation	0,59	0,65
	5,90	3,77
Total des divisions canadienne et des États-Unis		
Prix	7,99	5,82
Taxes à la production et impôts miniers	0,34	0,21
Transport et vente	0,66	0,53
Charges d'exploitation	0,84	0,84
	6,15	4,24
Liquides (\$/b)		
Division canadienne ¹⁾		
Prix	85,12	61,73
Taxes à la production et impôts miniers	0,63	0,47
Transport et vente	1,64	1,43
Charges d'exploitation	5,41	4,88
	77,44	54,95
Division des États-Unis		
Prix	83,18	59,83
Taxes à la production et impôts miniers	7,25	4,28
Transport et vente	-	0,01
Charges d'exploitation	-	-
	75,93	55,54
Total des divisions canadienne et des États-Unis		
Prix	84,38	60,90
Taxes à la production et impôts miniers	3,27	2,12
Transport et vente	0,98	0,81
Charges d'exploitation	3,40	3,08
	76,73	54,89
Revenu net total (\$/kpi³e)		
Division canadienne ¹⁾		
Prix	8,63	6,62
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,08
Transport et vente	0,41	0,40
Charges d'exploitation	1,13	1,03
	7,03	5,11
Division des États-Unis		
Prix	8,17	5,65
Taxes à la production et impôts miniers	0,59	0,36
Transport et vente	0,80	0,59
Charges d'exploitation	0,56	0,62
	6,22	4,08
Total des divisions canadienne et des États-Unis		
Prix	8,38	6,12
Taxes à la production et impôts miniers	0,35	0,22
Transport et vente	0,62	0,50
Charges d'exploitation	0,82	0,82
	6,59	4,58

Note :

- 1) Exclut les résultats du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Revenu net par pays**Moyenne annuelle****2008** **2007****Gaz produit (\$/kpi³)****Canada ¹⁾**

Prix	7,97	6,20
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,09
Transport et vente	0,35	0,35
Charges d'exploitation	1,03	0,92

6,51 **4,84****États-Unis**

Prix	7,89	5,38
Taxes à la production et impôts miniers	0,56	0,34
Transport et vente	0,84	0,62
Charges d'exploitation	0,59	0,65

5,90 **3,77****Total EnCana**

Prix	7,94	5,89
Taxes à la production et impôts miniers	0,28	0,18
Transport et vente	0,56	0,45
Charges d'exploitation	0,84	0,82

6,26 **4,44****Liquides (\$/b)****Canada ¹⁾**

Prix	75,85	48,92
Taxes à la production et impôts miniers	1,01	0,72
Transport et vente	1,70	1,68
Charges d'exploitation	10,57	9,47

62,57 **37,05****États-Unis**

Prix	83,18	59,83
Taxes à la production et impôts miniers	7,25	4,28
Transport et vente	-	0,01
Charges d'exploitation	-	-

75,93 **55,54****Total EnCana**

Prix	76,58	50,05
Taxes à la production et impôts miniers	1,63	1,08
Transport et vente	1,53	1,51
Charges d'exploitation	9,55	8,57

63,87 **38,89****Revenu net total (\$/kpi³e)****Canada ¹⁾**

Prix	9,13	6,69
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,09
Transport et vente	0,33	0,33
Charges d'exploitation	1,21	1,08

7,49 **5,19****États-Unis**

Prix	8,17	5,65
Taxes à la production et impôts miniers	0,59	0,36
Transport et vente	0,80	0,59
Charges d'exploitation	0,56	0,62

6,22 **4,08****Total EnCana**

Prix	8,77	6,35
Taxes à la production et impôts miniers	0,28	0,18
Transport et vente	0,50	0,42
Charges d'exploitation	0,97	0,93

7,02 **4,82**

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent la production du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Les tableaux suivants résument l'incidence des opérations de couverture réalisées sur les revenus nets d'EnCana.

Incidences des opérations de couverture réalisées sur les revenus nets des divisions canadienne et des États-Unis d'EnCana ¹⁾

	2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,30	1,97	4,25	3,93	3,04
Liquides (\$/b)	(0,01)	-	-	-	(0,03)
Total (\$/kpi ³ e)	3,12	1,87	4,02	3,70	2,87
				Moyenne annuelle	
				2008	2007
Gaz naturel (\$/kpi ³)				0,07	1,55
Liquides (\$/b)				(3,65)	(1,90)
Total (\$/kpi ³ e)				0,03	1,42

Incidences des opérations de couverture réalisées sur les revenus nets totaux d'EnCana ²⁾

	2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,33	2,11	4,20	3,87	2,99
Liquides (\$/b)	0,83	(0,14)	(0,01)	1,09	2,21
Total (\$/kpi ³ e)	2,77	1,78	3,39	3,21	2,55
				Moyenne annuelle	
				2008	2007
Gaz naturel (\$/kpi ³)				(0,02)	1,33
Liquides (\$/b)				(5,46)	(3,05)
Total (\$/kpi ³ e)				(0,17)	0,99

Notes :

- 1) Exclut les résultats du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- 2) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent la production du secteur Canada – Autres.

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 ^(1,2)

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2009											
Division canadienne	34	24	1	1	-	-	35	25	25	60	25
Division des États-Unis	8	4	-	-	1	-	9	4	-	9	4
	42	28	1	1	1	-	44	29	25	69	29
Canada – Autres ³⁾	-	-	4	4	-	-	4	4	8	12	4
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	42	28	5	5	1	-	48	33	33	81	33
2008											
Division canadienne	70	54	8	5	-	-	78	59	69	147	59
Division des États-Unis	26	14	-	-	-	-	26	14	-	26	14
	96	68	8	5	-	-	104	73	69	173	73
Canada – Autres ³⁾	5	3	1	1	2	1	8	5	34	42	5
Autres	-	-	-	-	3	1	3	1	-	3	1
Total	101	71	9	6	5	2	115	79	103	218	79
2007											
Division canadienne	116	92	4	3	-	-	120	95	91	211	95
Division des États-Unis	2	2	-	-	-	-	2	2	-	2	2
	118	94	4	3	-	-	122	97	91	213	97
Canada – Autres ³⁾	4	4	3	3	-	-	7	7	89	96	7
Autres	-	-	-	-	4	3	4	3	-	4	3
Total	122	98	7	6	4	3	133	107	180	313	107

Notes :

- 1) On entend par puits « bruts », le nombre total de 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) Comprend les puits forés du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

Puits de mise en valeur forés ^(1,2)

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts
2009 ³⁾											
Division canadienne	731	672	3	2	-	-	734	674	143	877	674
Division des États-Unis	495	382	-	-	5	4	500	386	55	555	386
	1 226	1 054	3	2	5	4	1 234	1 060	198	1 432	1 060
Canada – Autres ⁴⁾	560	507	144	120	8	8	712	635	255	967	635
Total	1 786	1 561	147	122	13	12	1 946	1 695	453	2 399	1 695
2008											
Division canadienne	1 088	989	17	16	-	-	1 105	1 005	329	1 434	1 005
Division des États-Unis	904	736	-	-	-	-	904	736	378	1 282	736
	1 992	1 725	17	16	-	-	2 009	1 741	707	2 716	1 741
Canada – Autres ⁴⁾	1 502	1 385	146	113	11	11	1 659	1 509	544	2 203	1 509
Total	3 494	3 110	163	129	11	11	3 668	3 250	1 251	4 919	3 250
2007											
Division canadienne	1 528	1 425	20	18	1	1	1 549	1 444	325	1 874	1 444
Division des États-Unis	809	641	-	-	1	1	810	642	36	846	642
	2 337	2 066	20	18	2	2	2 359	2 086	361	2 720	2 086
Canada – Autres ⁴⁾	2 221	2 117	216	167	10	7	2 447	2 291	509	2 956	2 291
Total	4 558	4 183	236	185	12	9	4 806	4 377	870	5 676	4 377

Notes :

- 1) On entend par puits « bruts », le nombre total de 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 2009, EnCana procédait au forage des puits d'exploration et de mise en valeur suivants : environ 5 puits bruts (5 puits nets) au Canada et environ 60 puits bruts (48 puits nets) aux États-Unis.
- 4) Comprend les puits forés du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces actifs ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

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 2009.

(nombre de puits)	Gaz		Pétrole		Total ^(1,2)	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	10 814	9 759	398	225	11 212	9 984
Colombie-Britannique	2 133	1 980	15	11	2 148	1 991
Total Canada	12 947	11 739	413	236	13 360	11 975
Colorado	5 107	4 482	6	2	5 113	4 484
Texas	1 894	1 318	36	25	1 930	1 343
Wyoming	2 067	1 537	1	1	2 068	1 538
Utah	40	37	11	11	51	48
Louisiane	76	47	-	-	76	47
Kansas	1	1	-	-	1	1
Montana	1	1	-	-	1	1
Total États-Unis	9 186	7 423	54	39	9 240	7 462
Total	22 133	19 162	467	275	22 600	19 437

Notes :

- 1) EnCana possède divers droits de redevance dans 8 216 puits de gaz naturel et environ 5 480 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont la complétion s'échelonne sur plusieurs dates : 11 155 puits bruts de gaz naturel (1 744 puits nets) et environ 146 puits bruts de pétrole brut (92 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 2009.

Avoirs fonciers (1,2,3,4,5,6) (en milliers d'acres)		Mis en valeur		Non mis en valeur		Total	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada							
Alberta	– Fief	2 467	2 467	1 611	1 611	4 078	4 078
	– Couronne	1 312	741	1 394	1 098	2 706	1 839
	– Propriété franche	222	127	74	55	296	182
		4 001	3 335	3 079	2 764	7 080	6 099
Colombie-Britannique	– Couronne	1 024	910	2 807	2 201	3 831	3 111
	– Propriété franche	-	-	7	-	7	-
		1 024	910	2 814	2 201	3 838	3 111
Terre-Neuve-et-Labrador	– Couronne	-	-	35	2	35	2
Nouvelle-Écosse	– Couronne	-	-	41	30	41	30
Territoires du Nord-Ouest	– Couronne	-	-	45	12	45	12
Total au Canada		5 025	4 245	6 014	5 009	11 039	9 254
États-Unis							
Colorado	– Terres fédérales/d'État	197	183	615	561	812	744
	– Propriété franche	105	96	131	120	236	216
	– Fief	3	3	31	31	34	34
		305	282	777	712	1 082	994
Texas	– Terres fédérales/d'État	7	4	67	65	74	69
	– Propriété franche	229	170	987	793	1 216	963
	– Fief	-	-	4	2	4	2
		236	174	1 058	860	1 294	1 034
Wyoming	– Terres fédérales/d'État	142	83	473	343	615	426
	– Propriété franche	15	8	28	15	43	23
		157	91	501	358	658	449
Louisiane	– Terres fédérales/d'État	-	-	4	4	4	4
	– Propriété franche	28	16	514	325	542	341
	– Fief	13	11	75	51	88	62
		41	27	593	380	634	407
Autres	– Terres fédérales/d'État	9	8	342	329	351	337
	– Propriété franche	1	1	257	238	258	239
	– Fief	-	-	-	-	-	-
		10	9	599	567	609	576
Total aux États-Unis		749	583	3 528	2 877	4 277	3 460
International							
Groenland		-	-	1 700	808	1 700	808
Azerbaïdjan		-	-	346	17	346	17
Australie		-	-	104	40	104	40
Total à l'échelle internationale		-	-	2 150	865	2 150	865
Total		5 774	4 828	11 692	8 751	17 466	13 579

Notes :

- 1) 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 ou iii) une ou plusieurs substances ou un ou plusieurs produits n'ont pas été loués. 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.

- 2) Ce tableau exclut environ 2,9 millions d'acres brutes d'avoires fonciers en fief ayant une ou plusieurs substances ou un ou plusieurs produits sous concessions ou sous-concessions réservant à EnCana des redevances ou d'autres droits.
- 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 gouvernement 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 avoires fonciers dans lesquels EnCana détient une participation.
- 6) Le nombre d'acres nettes correspond à la somme des participations partielles d'EnCana dans des acres brutes.

Acquisitions, 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 peut facilement croître à l'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. Ces occasions d'acquisition portent tant sur des entreprises que des actifs. EnCana pourrait les financer 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 en capital d'EnCana pour 2009, 2008 et 2007.

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008	2007
Dépenses en immobilisations			
Division canadienne	1 869	2 459	2 403
Division des États-Unis	1 821	2 682	1 935
	3 690	5 141	4 338
Optimisation des marchés	2	17	6
Activités non sectorielles et autres	85	165	154
	3 777	5 323	4 498
Acquisitions – Avoirs fonciers			
Division canadienne	190	151	75
Division des États-Unis ¹⁾	46	1 023	2 613
Activités non sectorielles			
Division canadienne ²⁾	24	-	-
Désinvestissements			
Avoirs fonciers			
Division canadienne ³⁾	(1 000)	(400)	(213)
Division des États-Unis	(73)	(251)	(10)
Activités non sectorielles et autres ⁴⁾	(5)	(41)	(47)
Activités non sectorielles			
Activités non sectorielles et autres ⁵⁾	(83)	(165)	(211)
	2 876	5 640	6 705
Autres			
Dépenses en immobilisations - Canada – Autres ⁶⁾	848	1 500	1 238
Acquisitions – Avoirs fonciers - Canada – Autres ⁶⁾	3	-	14
Désinvestissements – Avoirs fonciers - Canada – Autres ⁶⁾	(17)	(47)	-
Investissements nets en capital avant les activités abandonnées	3 710	7 093	7 957
Activités abandonnées ⁷⁾	829	478	220
Investissements nets en capital	4 539	7 571	8 177

Notes :

- 1) En 2008, comprenait principalement les terrains de la formation de schistes de Haynesville. En 2007, comprenait principalement les participations dans les actifs de gaz naturel et les avoirs fonciers de Deep Bossier.
- 2) Acquisition de Kerogen Resources Canada, ULC en mai 2009.
- 3) Comprend principalement le désinvestissement d'actifs de pétrole et de gaz naturel classiques non essentiels.
- 4) En 2007, concernait principalement la vente des actifs du projet d'édifice à bureaux The Bow d'EnCana et la vente d'actifs en Australie.
- 5) En 2009, comprend la vente de Senlac Oil Limited. En 2008, comprenait principalement la vente de participations au Brésil. En 2007, la vente de participations au Tchad et en Oman a été menée à bien.
- 6) Les actifs du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada) ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- 7) Comprend des investissements dans les activités de raffinage en aval aux États-Unis qui sont déclarées comme activités abandonnées puisque ces actifs ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

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 gaz naturel. La société dispose de réserves de gaz naturel suffisantes pour pouvoir livrer les quantités prévues. De plus amples renseignements sur ces engagements sont donnés dans le rapport de gestion de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Généralités

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier et gazier, de sorte qu'EnCana se trouve en concurrence avec des autres sociétés gazières et d'autres sociétés, notamment dans les domaines suivants : i) l'exploration et la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel et de liquides, ii) les acquisitions de réserves et de terrains, iii) le transport et la commercialisation du gaz naturel, des liquides, des diluants et de l'électricité, iv) l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation et v) le recrutement et la fidélisation 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 gaz naturel et de liquides, deux facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'EnCana.

Protection de l'environnement

Les activités qu'exerce EnCana 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.

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 2009, les dépenses engagées à l'égard du respect normal de la réglementation environnementale ainsi que les dépenses pour dépasser ces exigences n'ont pas été importantes. EnCana estime actuellement le coût futur total prévu non actualisé des travaux d'abandon et de remise en état qu'elle devra effectuer au cours de la durée de ses réserves à quelque 3,8 milliards de dollars. Au 31 décembre 2009, EnCana a comptabilisé une charge au titre de la mise hors service de 787 millions de dollars.

Politiques sociales et environnementales

EnCana a adopté une politique de responsabilité d'entreprise (la « politique ») dans laquelle EnCana s'engage à dégager un rendement financier solide et à créer une valeur durable tout en exploitant son entreprise d'une façon éthique et responsable. 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. La coordination et la supervision de la politique relèvent du groupe ESS et Responsabilité d'entreprise faisant partie du service Expansion des affaires, ESS et Réserves.

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.

Parmi certaines des mesures qu'EnCana a prises en vue d'enchâsser 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 2009, EnCana comptait 3 797 employés équivalent temps plein, répartis comme suit :

	Employés ETP
Division canadienne	1 656
Division des États-Unis	1 581
Activités non sectorielles	560
Total	3 797

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

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2009, 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.

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
David P. O'Brien, O.C. ^(5,7,10) Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil EnCana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada
Randall K. Eresman ⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	2006	Président et chef de la direction EnCana Corporation
Claire S. Farley ^(2,3,6) Houston (Texas) États-Unis	2008	Directrice conseil Jefferies Randall & Dewey <i>(Experts-conseils du secteur mondial du pétrole et du gaz)</i>
Fred J. Fowler ⁽³⁾ Houston (Texas) États-Unis	2010	Administrateur de sociétés
Barry W. Harrison ^(2,4,5,9) Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
Suzanne P. Nimocks ⁽²⁾ Houston (Texas) États-Unis	2010	Administrateur de sociétés
Jane L. Peverett ^(2,5,6) West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Administratrice de sociétés
Allan P. Sawin ^(2,3,4) Edmonton (Alberta) Canada	2007	Président Bear Investments Inc. <i>(Société privée d'investissement)</i>
Clayton H. Woitas ^(3,4,6) 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) Membre d'office sans droit de vote de tous les autres comités. En tant que membre d'office sans droit de vote, M. O'Brien assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.
- 8) À ce titre de dirigeant d'EnCana et d'administrateur non indépendant, M. Eresman ne siège à aucun des comités du conseil.
- 9) M. Harrison était administrateur de Gauntlet Energy Corporation en juin 2003 lorsqu'elle a demandé une ordonnance en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) et que celle-ci a été accordée. Le tribunal a confirmé le plan d'arrangement de cette société plus tard au cours de la même année.
- 10) 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 neuf administrateurs. En raison de l'opération de scission le 30 novembre 2009, le conseil d'administration de 13 membres a été divisé entre les sociétés issues de l'opération, six étant devenus membres de Cenovus et sept étant restés administrateurs d'EnCana. Chacun des sept membres restants a été élu à la dernière assemblée annuelle des actionnaires tenue le 22 avril 2009. Après l'opération de scission, deux autres administrateurs ont été nommés par le conseil d'administration (Suzanne P. Nimocks et Fred J. Fowler), et le nombre d'administrateurs, indiqués dans le tableau précédent, est actuellement de neuf. À la prochaine assemblée annuelle et extraordinaire, les actionnaires seront priés d'élire à titre d'administrateurs les neuf particuliers indiqués dans le tableau précédent ainsi qu'un nouveau candidat, M. Peter A. Dea. 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 administrateurs existants 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
Sherri A. Brillon Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice et chef des finances
Michael M. Graham Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (<i>président de la division canadienne</i>)
Robert A. Grant Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise, ESS et réserves
Eric D. Marsh Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur, Économie de gaz naturel
R. William Oliver Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des services généraux
William A. Stevenson Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de la comptabilité
Jeff E. Wojahn Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur (<i>président de la division des États-Unis</i>)
Renee E. Zemljak Denver (Colorado) États-Unis	Vice-présidente directrice, Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales

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^{me} Farley est directrice-conseil de Jefferies Randall & Dewey (experts-conseils du secteur mondial du pétrole et du gaz) depuis août 2008. Elle a été 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 a également été 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. Fowler est président du conseil de Spectra Energy Partners L.P. (une entité ouverte) depuis octobre 2008. Il a été président et chef de la direction de Spectra Energy Corp. (société pétrolière et gazière ouverte) de décembre 2006 à décembre 2008 et a été administrateur de cette société de décembre 2006 à mai 2009. Il a été président et chef de la direction de Duke Energy Gas Transmission, LLC (une filiale de Duke Energy Corporation) d'avril 2006 à décembre 2006. À partir de juin 1997, il a occupé divers postes de haute direction auprès de Duke Energy Corporation (société pétrolière et gazière ouverte), dont celui de président et chef d'exploitation de novembre 2002 à avril 2006.

M^{me} Nimocks a été directrice (associée principale) chez McKinsey & Company (cabinet mondial d'experts-conseils en gestion) de juin 1999 à mars 2010 et a travaillé pour celui-ci à divers autres titres depuis 1989, y compris de directrice des secteurs du pétrole mondial, de l'électricité et du gaz naturel, de l'organisation et de la gestion des risques ainsi que membre des comités du personnel à travers le monde pendant de nombreuses années et à titre de directrice du bureau de Houston pendant huit années.

M^{me} Peverett 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 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. 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 a été président, administrateur et en partie propriétaire de Grizzly Well Servicing Inc. et de sociétés liées.

M. Dea est un candidat à titre d'administrateur qui se présente à l'élection à l'assemblée annuelle extraordinaire des actionnaires d'EnCana le 21 avril 2010. Il est président et chef de la direction de Cirque Resources LP (une société pétrolière et gazière privée) depuis mai 2007. De novembre 2001 jusqu'en août 2006, il a été président et chef de la direction et un administrateur de Western Gas Resources, Inc. (une société d'exploitation de gaz naturel ouverte). Il est entré au service de Barrett Resources Corporation (une société d'exploitation de gaz naturel ouverte) en novembre 1993 et a été chef de la direction de cette société de novembre 1999 et son président du conseil de février 2000 jusqu'en août 2001.

Au 10 février 2010, tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 503 999 actions ordinaires représentant 0,07 pour cent des actions avec droit de vote émises et en circulation d'EnCana, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions. Les administrateurs et les hauts dirigeants d'EnCana détenaient des options visant l'acquisition de 4 381 389 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 D de la présente notice annuelle.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification se compose de cinq membres, qui sont tous indépendants et possèdent tous des compétences financières, conformément aux définitions figurant dans le *Règlement 52-110 sur le comité de vérification* (Norme canadienne 52-110 ailleurs qu'au Québec). La formation et l'expérience pertinentes de chaque membre du comité de vérification figurent ci-après :

Claire S. Farley

M^{me} Farley est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en géologie de prospection (Emory University). Elle est administratrice de FMC Technologies, Inc. (une société mondiale ouverte de matériel et de services au secteur pétrolier et gazier) et siège également au comité de vérification. M^{me} Farley est directrice conseil de Jefferies Randall & Dewey (société d'expertise-conseil du secteur mondial du pétrole et du gaz) depuis août 2008, elle était coprésidente Jefferies Randall & Dewey de février 2005 et 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 dans le pétrole et le gaz de

Jefferies & Company, Inc. Elle était également associée directrice de Castex Energy Partners (société en commandite d'exploration et de production fermée ayant des actifs dans le sud de la Louisiane) d'août 2008 à janvier 2009.

Barry W. Harrison

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 La Compagnie Mutuelle d'Assurance-Vie Wawanesa (compagnie d'assurances de biens et de dommages du Canada) et de ses sociétés liées, La Compagnie Mutuelle d'Assurance-Vie Wawanesa et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Company, basée en Californie. Il a été directeur général de Goepel Shields & Partners Inc. à Calgary.

Suzanne P. Nimocks

M^{me} Nimocks est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie (Tufts University) et d'une maîtrise en administration des affaires (Harvard Graduate School of Business). Elle a été directrice (associée principale) chez McKinsey & Company (cabinet mondial d'experts-conseils en gestion) de juin 1999 à mars 2010 et a occupé divers autres postes au sein du cabinet à compter de 1989, y compris à titre de directrice des secteurs du pétrole mondial, de l'électricité et du gaz naturel, de l'organisation et de la gestion des risques ainsi que membre des comités du personnel à travers le monde pendant de nombreuses années et à titre de directrice du bureau de Houston pendant huit ans.

Jane L. Peverett (présidente du comité de vérification)

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 nommée directrice de la Banque Canadienne Impériale de Commerce en février 2009 et est membre du comité de vérification. 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 a été 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 a également été administrateur et membre du comité de vérification de NQL Drilling Tools Inc. pendant que cette entreprise était inscrite à la Bourse de Toronto.

La liste précédente ne comprend pas 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 n'ont pas par ailleurs été 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 2009 et 2008.

<i>(en milliers de dollars canadiens)</i>	2009	2008
Honoraires de vérification ¹⁾	3 963	4 060
Honoraires liés à la vérification ²⁾	1 076	1 053
Honoraires en fiscalité ³⁾	569	1 408
Tous les autres honoraires ⁴⁾	5	5
Total	5 613	6 526

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 2009 et 2008, les services de cette catégorie ont compris une vérification et des examens des états financiers consolidés détachés de Cenovus et des documents connexes, des examens effectués dans le contexte des acquisitions et des désinvestissements, la recherche portant sur des questions comptables et des questions liées à la vérification et l'examen de l'information sur les réserves et du rapport sur la responsabilité d'entreprise.
- 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 2009 et 2008, les services de cette catégorie ont compris l'aide et les conseils portant sur la préparation des déclarations de revenus des sociétés.
- 4) Au cours des exercices 2009 et 2008, 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 (c7)(i)(C) de la Règle 2-01 du Règlement S-X de la SEC en 2008 ni en 2009.

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 2009, environ 751 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée ne l'était.

Actions ordinaires

Aux termes de l'opération de scission, les porteurs d'actions ordinaires d'EnCana ont reçu une nouvelle action ordinaire d'EnCana et une action ordinaire de Cenovus pour chaque action ordinaire d'EnCana qu'ils détenaient auparavant.

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 à base d'actions qui permettent aux employés d'acheter des actions ordinaires de la société. Les prix d'exercice 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 exercées 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.

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 la série. 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 leur 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, et les actions privilégiées de deuxième rang ont priorité sur 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 2009.

	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	BBB+	Baa2	A (bas)
Perspective	stable	stable	stable
Billets de trésorerie			
Note à court terme	A-1 (bas)	P-2	R-1 (bas)
Perspective	stable	stable	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 BBB+ de S&P fait partie de la quatrième catégorie en importance sur dix, et indique que l'obligation possède des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une situation économique défavorable ou des circonstances en évolution sont plus susceptibles de se traduire par une diminution de la capacité du débiteur à respecter son engagement financier sur l'obligation. 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 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.

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'obligation se place dans la partie supérieure de sa catégorie d'évaluation générique, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 signifie un rang 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 jugées plus 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 habituellement pas 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 certaine influence dans son secteur.

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 2009.

	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)			(millions)	(\$ par action)			(millions)
2009								
Janvier	63,50	51,55	54,57	52,7	53,81	40,95	44,34	79,6
Février	58,65	44,64	50,20	52,6	48,04	35,70	39,37	94,9
Mars	55,71	45,67	51,60	68,2	45,28	35,46	40,61	98,1
Avril	57,75	50,33	54,69	49,3	47,84	39,70	45,73	64,3
Mai	65,71	54,72	60,00	46,8	57,07	46,02	55,43	62,3
Juin	63,35	53,85	57,67	44,4	58,34	46,58	49,47	56,5
Juillet	59,68	51,34	57,78	36,6	54,89	44,01	53,65	50,4
Août	58,92	54,65	57,06	33,9	55,74	49,23	51,99	36,2
Septembre	64,29	54,96	62,00	46,2	59,95	49,71	57,61	59,6
Octobre	65,34	59,00	60,00	37,3	63,19	54,18	55,39	58,0
Novembre	62,90	55,11	56,57	46,4	59,68	51,91	53,88	53,4
Décembre ¹⁾								
Avant la scission	57,87	56,00	56,43	6,1	55,43	50,82	51,09	18,5
Après la scission	34,89	28,62	34,11	46,9	33,61	27,56	32,39	42,6

Note :

- 1) Les actions ordinaires après la scission ont commencé à être négociées à la Bourse de Toronto en vue de leur règlement régulier à l'ouverture de la séance de bourse le 3 décembre 2009 et à la NYSE en vue de leur règlement régulier à l'ouverture de la séance de bourse le 9 décembre 2009.

En décembre 2009, EnCana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal (« OPRCN »). Aux termes du programme renouvelé, EnCana a le droit d'acheter jusqu'à 5 pour cent, soit environ 37,5 millions, de ses actions ordinaires en circulation au 30 novembre 2009. 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 \$ pour une contrepartie totale d'environ 326 millions de dollars. Le 11 mai 2008, EnCana a annoncé qu'elle avait suspendu les achats d'actions ordinaires dans l'attente de la réalisation de l'opération de scission. EnCana n'a acheté aucune action ordinaire aux termes de son OPRCN précédent, qui est venue à expiration le 12 novembre 2009.

Dividendes

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. Au cours de 2007, EnCana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action (0,80 \$ par action annuellement). Du premier trimestre de 2008 jusqu'à la réalisation de l'opération de scission, EnCana a versé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action (1,60 \$ par action annuellement). Le 31 décembre 2009, après l'opération de scission, EnCana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 21 décembre 2009. Le conseil d'administration de Cenovus a également déclaré un dividende de 0,20 \$ par action payable le 31 décembre 2009 aux porteurs d'actions ordinaires de Cenovus inscrits le 21 décembre 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.

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 gaz naturel et des liquides pourrait avoir un effet défavorable important sur EnCana.

La situation financière d'EnCana et son rendement financier dépendent fortement des prix du gaz naturel et des liquides en vigueur. Puisqu'EnCana est principalement une société d'exploitation de gaz naturel, elle est plus gravement touchée par les variations des prix du gaz naturel que par les variations des prix des liquides. Les fluctuations des prix du gaz naturel et des liquides 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 gaz naturel et des liquides fluctuent en réaction à la variation de l'offre et de la demande de gaz naturel et de pétrole brut, à l'incertitude des marchés et à divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société.

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, le charbon, le gaz naturel liquéfié importé et les initiatives concernant les sources d'énergie renouvelable). Toute baisse importante ou prolongée du prix 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 de la société.

Les prix du pétrole brut sont déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale. Parmi les facteurs qui ont une incidence sur les prix du pétrole brut, on compte 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, l'offre étrangère de pétrole brut, le prix des importations étrangères, la disponibilité de sources de combustibles de rechange et les conditions climatiques. Les prix des LGN sont habituellement déterminés en fonction des prix du pétrole brut.

EnCana évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux PCGR du Canada. Si les prix du gaz naturel et des liquides 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, les défaillances de la technologie, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et la qualité des réservoirs.

La reprise hésitante qui fait suite à la récession mondiale crée des défis fiscaux permanents pour l'économie mondiale. 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, y compris les variations volatiles des taux de change, de l'inflation, des taux d'intérêt et des niveaux généraux des activités d'investissement et de consommation.

La société entreprend divers projets, dont des projets d'exploration et de mise en valeur et la construction ou l'agrandissement d'installations et de pipelines. Les délais des projets peuvent retarder la réalisation des produits d'exploitation prévus et des 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 gaz naturel et aux liquides 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 l'utilisation, à la production, à la manipulation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de produits chimiques, de substances et de déchets dangereux associés à la découverte, à la production, à la collecte et à la distribution et au stockage des produits de la société, dont le procédé de fracturation hydraulique des puits, la fermeture d'installations 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 d'extraction de gaz naturel et de pétrole brut. 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, les charges d'exploitation de la société pourraient subir une hausse qui s'inscrit dans le respect de la législation sur les émissions.

Si EnCana ne peut acquérir ou trouver des réserves supplémentaires de gaz naturel, sa production et ses réserves actuelles subiront une baisse importante.

La production et les réserves de gaz naturel et de liquides 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 gaz naturel et de liquides. 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 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 gaz naturel et de liquides, 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 gaz naturel et de liquides 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 gaz naturel et de liquides 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 latentes.

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 gaz naturel et des liquides 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, à des fins comptables sont évalués à leur juste valeur, les variations résultantes 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 gaz naturel ou des liquides 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 entraîner 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 gaz naturel et de liquides et à l'exploitation d'installations médianes. Ces risques comprennent les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de liquides, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les puits de gaz naturel et de pétrole brut, 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 et à la commercialisation de gaz naturel, de liquides et autres produits connexes, au forage et à la complétion de puits de gaz naturel et de pétrole brut, ainsi qu'à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains de gaz naturel et de pétrole brut, 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 gaz naturel, de pétrole brut 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 latentes.

Les prix mondiaux du gaz naturel et du pétrole brut sont fixés en dollars américains. Toutefois, de nombreux frais de la société engagés 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 de 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 latentes 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.

EnCana a certaines obligations d'indemnisation envers Cenovus Energy Inc.

Dans le contexte de l'opération de scission, EnCana et Cenovus ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement à l'égard de certaines responsabilités et obligations associées, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'EnCana, à l'entreprise et aux actifs conservés par EnCana et, dans le cas de l'indemnité de Cenovus, à l'entreprise et aux actifs transférés à Cenovus. EnCana ne peut déterminer si elle devra indemniser Cenovus quant à des responsabilités importantes. De plus, EnCana ne peut être certaine, si Cenovus est tenue d'indemniser EnCana ou ses filiales quant à des obligations importantes, que Cenovus sera en mesure de respecter ces obligations. Toute réclamation d'indemnisation présentée contre EnCana aux termes des conventions relatives à l'opération de scission pourrait avoir un effet défavorable important sur EnCana.

EnCana est soumise au risque associé aux contreparties.

EnCana est soumise aux risques associés au rendement des contreparties, y compris le risque de crédit et le risque associé au rendement. EnCana peut subir d'importantes pertes financières si un client est en situation de défaut de paiement à l'égard de la vente de marchandises ou d'opérations sur instruments financiers dérivés. EnCana peut être touchée par les défauts de partenaires en ce qui concerne le financement de leurs obligations à l'égard de projets d'immobilisations. Le risque associé au rendement peut avoir une incidence sur les activités d'EnCana du fait de la non-livraison des produits ou des services prévus par contrat par les contreparties, ce qui pourrait influencer sur les délais des projets ou les efficacités d'exploitation.

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 peuvent se trouver à l'occasion 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

Aux États-Unis :

BNY Mellon Shareholder Services
480 Washington Blvd.
Jersey City (New Jersey)
07310

Afin de donner suite aux demandes d'information des actionnaires d'EnCana, l'agent des transferts de la société a mis en place une ligne d'information exclusive. Les demandes de renseignements des actionnaires devraient être adressées de la façon suivante :

Actionnaires résidant au Canada ou aux États-Unis, appel au 1-866-580-7145

Actionnaires résidant à l'extérieur de l'Amérique du Nord, appel au 1-416-643-5990

Les actionnaires peuvent également transmettre leur demande par le site Web de l'agent des transferts au 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 17 février 2010 à l'égard des états financiers consolidés de la société aux 31 décembre 2009 et 2008 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2009 et sur le contrôle interne sur l'information financière de la société au 31 décembre 2009. 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 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 1 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 2009.

La convention relative à l'arrangement et la convention de scission et de transition, décrites à la rubrique « Développement général de l'activité – Opération de scission », sont des contrats importants d'EnCana et il est possible de les consulter sur SEDAR.

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 », « s'attendre à », « envisager », « avoir l'intention de » ou des mots semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle comprennent notamment des déclarations relatives à ce qui suit : la concrétisation de la stratégie qui consiste à devenir une société d'exploitation de gaz naturel non diversifiée mettant l'accent sur la mise en valeur de ressources non classiques, les plans de forage et de mise en valeur ainsi que leur calendrier et leur emplacement, les capacités et quantités de production et de traitement et le temps nécessaire pour atteindre ces capacités et quantités, la date de production prévue du projet de gaz naturel de Deep Panuke, l'expansion des usines de collecte et de traitement et d'autres installations, les estimations des réserves, y compris les estimations des réserves aux termes de différents scénarios de prix, le montant des dépenses devant être engagées pour respecter les règlements sur l'environnement, y compris les estimations des 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 déclarations prospectives, étant donné qu'aucune garantie ne peut être donnée quant à la concrétisation des projets, des intentions ou des prévisions sur lesquels elles reposent. Par essence, les déclarations prospectives 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 déclarations prospectives 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 déclarations prospectives contenues dans la présente notice annuelle, on trouve notamment les suivants : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides et les hypothèses qui les concernent, les hypothèses fondées sur les orientations actuelles d'EnCana, les fluctuations des taux de change et 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 gaz naturel et aux liquides 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 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 gaz naturel et de liquides, les marges de commercialisation, les interruptions éventuelles ou les difficultés d'ordre technique 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 ou les difficultés d'ordre technique inattendues dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de traitement, les risques associés à la technologie, la capacité d'EnCana à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation suffisants pour remplir ses obligations actuelles et futures, la capacité d'EnCana 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 SEC aux États-Unis. Les déclarations concernant les « réserves » sont réputées des déclarations prospectives, 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 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 déclarations prospectives 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 déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle doivent être expressément lues 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 d'un prix antérieur constant, tandis que le Règlement 51-101 exige la divulgation des réserves et des produits d'exploitation nets futurs connexes estimés en fonction de prix prévisionnels.

EnCana a déclaré les quantités de réserves prouvées suivant les normes contenues dans le Règlement S-K de la SEC, et la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs tirés des réserves de pétrole et de gaz prouvées, conformément aux normes du FASB.

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.

Annexe A

Information supplémentaire sur les activités liées au pétrole et au gaz

Les tableaux de la présente annexe fournissent des données sur les activités liées au pétrole et au gaz qu'a préparées EnCana conformément aux normes du FASB.

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 à la production annuelle future qu'elle prévoit tirer de ses réserves prouvées. Les coûts de production et de mise en valeur futurs 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 des 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

(en millions de dollars)	Canada ^(1,2)			États-Unis ⁽¹⁾		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Encaissements futurs	19 321	64 308	95 778	18 573	26 620	38 398
Moins les charges futures suivantes :						
Coûts de production	6 296	23 017	25 089	4 862	6 079	5 869
Coûts de mise en valeur	4 065	9 800	10 171	4 429	5 227	6 943
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 508	2 995	3 320	640	488	532
Impôts sur les bénéfices	659	5 746	12 871	707	2 961	7 375
Flux de trésorerie nets futurs	6 793	22 750	44 327	7 935	11 865	17 679
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	2 704	10 036	21 663	3 592	5 218	8 196
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	4 089	12 714	22 664	4 343	6 647	9 483

(en millions de dollars)	Total ⁽¹⁾		
	2009	2008	2007
Encaissements futurs	37 894	90 928	134 176
Moins les charges futures suivantes :			
Coûts de production	11 158	29 096	30 958
Coûts de mise en valeur	8 494	15 027	17 114
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 148	3 483	3 852
Impôts sur les bénéfices	1 366	8 707	20 246
Flux de trésorerie nets futurs	14 728	34 615	62 006
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	6 296	15 254	29 859
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	8 432	19 361	32 147

Notes :

- 1) Les flux de trésorerie nets futurs de 2009 ont été calculés en utilisant les prix moyens sur 12 mois suivants : gaz naturel – AECO 3,77 \$ CA/MBTU et Centre Henry 3,87 \$/MBTU; pétrole brut – WTI 61,18 \$/b et Edmonton Light 65,64 \$ CA/b. Les flux de trésorerie nets futurs auraient été de 18 453 millions de dollars (Canada 8 508 millions de dollars – États-Unis 9 945 millions de dollars) si on avait utilisé les prix suivants sur un seul jour du 31 décembre 2009 : gaz naturel – AECO 5,63 \$ CA/MBTU et Centre Henry 5,78 \$/MBTU; pétrole brut – WTI 79,36 \$/b et Edmonton Light 82,69 \$ CA/b. En 2008 et en 2007, les flux de trésorerie nets futurs ont été calculés au moyen du prix en fin d'exercice pour les exercices respectifs.
- 2) Les estimations des flux de trésorerie nets futurs en 2008 et 2007 comprenaient les flux de trésorerie du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada ⁽¹⁾			États-Unis		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Solde en début d'exercice	12 714	22 664	16 596	6 647	9 483	6 454
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(5 609)	(7 346)	(6 055)	(3 442)	(4 125)	(3 281)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	1 294	2 031	3 632	629	904	1 591
Achats de réserves prouvées en place	16	58	120	-	14	372
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(6 492)	(321)	(1 283)	(62)	(197)	(15)
Variation nette des prix et des coûts de production	(1 825)	(14 632)	9 671	(1 446)	(4 204)	4 818
Révisions aux estimations de quantités	(1 242)	1 736	603	(1 567)	667	830
Accroissement de l'écart d'actualisation	1 572	2 905	2 087	827	1 346	924
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	737	1 923	(259)	1 474	315	(907)
Autres facteurs	150	321	(341)	(26)	88	(113)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	2 774	3 375	(2 107)	1 309	2 356	(1 190)
Solde en fin d'exercice	4 089	12 714	22 664	4 343	6 647	9 483

<i>(en millions de dollars)</i>	Total		
	2009	2008	2007
Solde en début d'exercice	19 361	32 147	23 050
Variations résultant des éléments suivants :			
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(9 051)	(11 471)	(9 336)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	1 923	2 935	5 223
Achats de réserves prouvées en place	16	72	492
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(6 554)	(518)	(1 298)
Variation nette des prix et des coûts de production	(3 271)	(18 836)	14 489
Révisions aux estimations de quantités	(2 809)	2 403	1 433
Accroissement de l'écart d'actualisation	2 399	4 251	3 011
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	2 211	2 238	(1 166)
Autres facteurs	124	409	(454)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	4 083	5 731	(3 297)
Solde en fin d'exercice	8 432	19 361	32 147

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent les réserves du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada ¹⁾			États-Unis		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	6 835	8 848	7 361	4 007	5 127	4 065
Moins :						
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	1 226	1 502	1 306	565	1 002	784
Amortissement et épuisement	1 980	2 198	2 298	1 561	1 691	1 181
Bénéfice (perte) d'exploitation	3 629	5 148	3 757	1 881	2 434	2 100
Impôts sur les bénéfices	1 059	1 502	1 114	698	937	809
Résultats d'exploitation	2 570	3 646	2 643	1 183	1 497	1 291

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres			Total		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	-	2	-	10 842	13 977	11 426
Moins :						
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	-	(2)	19	1 791	2 502	2 109
Amortissement et épuisement	28	39	69	3 569	3 928	3 548
Bénéfice (perte) d'exploitation	(28)	(35)	(88)	5 482	7 547	5 769
Impôts sur les bénéfices	-	-	-	1 757	2 439	1 923
Résultats d'exploitation	(28)	(35)	(88)	3 725	5 108	3 846

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent celles du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Coûts capitalisés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada ¹⁾			États-Unis		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Biens pétroliers et gaziers prouvés	21 459	33 466	37 120	19 843	15 755	13 773
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	728	870	1 380	1 178	3 399	1 852
Total des coûts en capital	22 187	34 336	38 500	21 021	19 154	15 625
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	11 586	17 348	19 286	7 092	5 511	3 783
Coûts capitalisés nets	10 601	16 988	19 214	13 929	13 643	11 842

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres			Total		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Biens pétroliers et gaziers prouvés	-	-	-	41 302	49 221	50 893
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	157	122	305	2 063	4 391	3 537
Total des coûts en capital	157	122	305	43 365	53 612	54 430
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	147	112	160	18 825	22 971	23 229
Coûts capitalisés nets	10	10	145	24 540	30 641	31 201

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent les coûts capitalisés du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Coûts engagés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada ¹⁾			États-Unis		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Acquisitions						
Non prouvées	46	32	28	46	1 006	1 048
Prouvées	178	119	61	-	17	1 565
Total des acquisitions	224	151	89	46	1 023	2 613
Coûts d'exploration	129	474	427	133	197	48
Coûts de mise en valeur	2 588	3 485	3 214	1 688	2 485	1 887
Total des coûts engagés	2 941	4 110	3 730	1 867	3 705	4 548

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres			Total		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Acquisitions						
Non prouvées	-	-	-	92	1 038	1 076
Prouvées	-	-	-	178	136	1 626
Total des acquisitions	-	-	-	270	1 174	2 702
Coûts d'exploration	2	14	60	264	685	535
Coûts de mise en valeur	-	-	-	4 276	5 970	5 101
Total des coûts engagés	2	14	60	4 810	7 829	8 338

Note :

- 1) Les résultats avant le 30 novembre 2009 comprennent les coûts engagés du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Annexe B

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 2009. Ces données portent notamment sur :
 - a) les quantités estimatives de réserves prouvées de pétrole et de gaz au 31 décembre 2009, 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 du 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 2009.

Évaluateur et date de la préparation du rapport	Emplacement des réserves	Quantités estimatives des réserves prouvées après les redevances		Valeur estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, avant impôts, taux d'actualisation de 10 % (M\$ US)
		Gaz (Gpi ³)	Liquides (Mb)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. Le 11 janvier 2010	Canada	1 351	9	1 156
GLJ Petroleum Consultants Ltd. Le 12 janvier 2010	Canada	3 998	27	3 018
Netherland, Sewell & Associates, Inc. Le 11 janvier 2010	États-Unis	3 639	38	3 529
DeGolyer and MacNaughton Le 20 janvier 2010	États-Unis	2 074	3	1 022
Totaux		11 062	77	8 725

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 les égards importants.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports mentionnés au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à la date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon 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 9 février 2010

Annexe C

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 un document de décision daté du 29 septembre 2008 (la « décision »), 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 2009, 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 9 février 2010 (le « rapport des ERQI ») 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 restriction;
- c) examiné les données relatives aux réserves avec la direction et chacun des ERQI 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 ERQI;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

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

(signé) Robert A. Grant
Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise,
ESS et réserves

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

(signé) Claire S. Farley
Administratrice et présidente du comité des réserves

Le 10 février 2010

Annexe D

Mandat du comité de vérification

Dernière mise à jour, le 8 décembre 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 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 avec les 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 trois et d'au plus cinq 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'expérience de l'établissement, de la vérification, de l'analyse ou de 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, 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 conseil 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. Se reporter à la rubrique « Quorum » pour obtenir des détails à ce propos.

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 devraient 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 vice-président et le chef de la comptabilité et le vice-président, Conformité financière et vérification doivent 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 fond abordées par le comité. Toutefois, il doit 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 doit être 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 recours à du financement hors 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 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 trimestriels non vérifiés 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 trimestriels non vérifiés 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 avec chaque code d'éthique commercial publié de la société et avec les 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 processus de la direction existants afin d'empêcher et de déceler les fraudes.
16. 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.
17. 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.
18. Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

Vérificateurs externes

19. 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.
20. 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.

21. Examiner au moins une fois par trimestre un rapport des vérificateurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
- L'ensemble des politiques et des conventions comptables cruciales devant être utilisées.
 - 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 que privilégient les vérificateurs externes.
 - Les autres communications écrites importantes échangées entre les vérificateurs externes et la direction, comme une lettre de recommandations ou une liste des écarts non rajustés.
22. Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des vérificateurs externes portant sur les éléments suivants :
- Les procédures de contrôle de la qualité interne des vérificateurs externes.
 - 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.
 - Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les vérificateurs externes et la société.
23. 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 les mesures appropriées en réponse au rapport des vérificateurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des vérificateurs externes.
24. Examiner et évaluer les éléments suivants :
- 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.
 - Les modalités de la mission des vérificateurs externes ainsi que leurs honoraires proposés.
 - Les plans et les résultats de la vérification externe.
 - Toute autre question connexe à la mission de vérification.
 - 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.

25. Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes 21 à 24, 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.
26. 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.
27. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des vérificateurs externes.
28. Analyser avec la direction et les vérificateurs externes les raisons de retenir les services de cabinets de vérification où ne travaillent pas les principaux vérificateurs externes.
29. 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 indépendance

30. Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de la vérification interne.
31. Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de la vérification interne.
32. 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

33. 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).

34. 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.
35. Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes 33 et 34 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.
36. 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 33 à 35. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
37. Le comité peut établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes 33 et 34, 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

38. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
39. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
40. Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
41. 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.
42. 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.
43. Obtenir l'assurance des vérificateurs externes qu'il n'y a pas d'obligation d'information du comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les vérificateurs externes aux termes des dispositions de la Loi de 1934.
44. 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.
45. Le rendement du comité doit être évalué chaque année par le comité des candidatures et de gouvernance du conseil d'administration.
46. Exécuter toute autre fonction requise par la loi, le mandat ou les règlements de la société ou le conseil d'administration.
47. Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui soumet.