



Encana Corporation

Notice annuelle
Le 23 février 2012

Table des matières

Table des matières	1
Introduction	2
Structure de l'entreprise.....	3
Développement général de l'activité	4
Description de l'activité	7
Division canadienne.....	8
Division des États-Unis	12
Optimisation des marchés.....	15
Activités antérieures.....	16
Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz	16
Acquisitions, sorties d'actifs et dépenses en immobilisations	17
Concurrence.....	18
Protection de l'environnement	19
Politiques sociales et environnementales.....	19
Employés	21
Activités à l'étranger.....	21
Administrateurs et dirigeants	22
Information sur le comité d'audit.....	25
Description du capital-actions.....	27
Évaluations de crédit	28
Marché pour la négociation des titres	30
Dividendes	30
Procédures judiciaires.....	30
Facteurs de risque.....	31
Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres.....	38
Experts intéressés	38
Renseignements supplémentaires.....	38
Remarque concernant les déclarations prospectives.....	39
Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz	40
Annexe A - Protocole canadien de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.....	A-1
Annexe B - Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (Protocole canadien)	B-1
Annexe C - Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information (Protocole canadien).....	C-1
Annexe D - Protocole américain de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.....	D-1
Annexe E - Mandat du comité d'audit.....	E-1

Introduction

Le présent document constitue la notice annuelle d'**Encana Corporation** (« Encana » ou la « société ») pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011. 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.

Dans la présente notice annuelle, les volumes quotidiens de gaz naturel sont exprimés en milliers de pieds cubes (« kpi³ ») par jour (« kpi³/j »), en millions de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j ») ou en milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») par jour (« Gpi³/j »). Le terme « liquides » sert à représenter le pétrole, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les condensats. Les volumes de liquides quotidiens sont exprimés en barils (« b ») par jour (« b/j »), en milliers de barils (« kb ») par jour (« kb/j ») ou en millions de barils (« Mb ») par jour (« Mb/j »).

Certains volumes de liquides ont été convertis en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi^{3e} »), en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi^{3e} ») ou en milliards de pieds cubes équivalents (« Gpi^{3e} ») à raison de un b pour six kpi³. En outre, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») dans la même proportion. Les kpi^{3e}, Mpi^{3e}, Gpi^{3e} et bep peuvent être trompeurs, particulièrement s'ils sont pris isolément. Le ratio de conversion de un b pour six kpi³ d'un kpi^{3e}, d'un Mpi^{3e} ou d'un Gpi^{3e} est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Compte tenu que le ratio de la valeur fondé sur le prix actuel du pétrole par rapport à celui du gaz naturel est très différent de l'équivalence énergétique de 6:1, l'utilisation d'un taux de conversion de 6:1 peut donner une indication trompeuse de la valeur.

Le 1^{er} janvier 2011, Encana a adopté les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») aux fins de la communication de son information provisoires en utilisant la 1^{er} janvier 2010 comme date de transition. Les états financiers consolidés audités annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris des renseignements comparatifs requis de 2010, ont été dressés conformément aux IFRS, telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Avant 2011, la société dressait ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (le « référentiel comptable antérieur »).

À moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers inclus dans la présente notice annuelle sont déterminés selon les IFRS, qui sont différentes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). La note 27 afférente aux états financiers consolidés audités annuels d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 présente un exposé des principales différences entre les résultats financiers d'Encana calculés selon les IFRS et ceux calculés selon les PCGR des États-Unis.

Les lecteurs sont priés de se reporter aux rubriques « Remarque concernant les déclarations prospectives » et « Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ».

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars américains et par « dollars », « \$ » ou « \$ US », on entend des dollars américains et par « \$ CA », on entend des dollars canadiens. Tous les produits des sorties d'actifs sont indiqués avant impôt.

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.

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 publiques – Encana et Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »), une société pétrolière intégrée. Dans le contexte de l'opération de scission, 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 2011, 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 des activités ordinaires annuels dépassant 10 pour cent des produits des activités ordinaires annuels consolidés globaux d'Encana au 31 décembre 2011.

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 des activités ordinaires 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 des activités ordinaires consolidés d'Encana au 31 décembre 2011.

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 Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et PanCanadian Energy Corporation (« PanCanadian »). Le 30 novembre 2009, Encana a réalisé l'opération de scission dans le cadre de laquelle Encana a été divisée en deux sociétés d'énergie indépendantes cotées en bourse – Encana et Cenovus.

Encana est un producteur d'énergie chef de file d'Amérique du Nord dont les activités sont axées sur la constitution d'un solide portefeuille de diverses zones de ressources produisant du gaz naturel, du pétrole et des LGN. Les autres activités d'Encana englobent le transport et la commercialisation de gaz naturel, de pétrole et de LGN. Toutes les réserves et la production d'Encana sont situées en Amérique du Nord.

Divisions d'exploitation

Encana a recours à une structure de prise de décision décentralisée, et ses activités sont actuellement divisées en deux divisions d'exploitation :

- la **division canadienne** comprend l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada. Quatre zones de ressources clés sont comprises dans la division : i) Greater Sierra, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris Horn River, ii) Cutbank Ridge en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris Montney, iii) Bighorn au centre ouest de l'Alberta et iv) le méthane de houille dans le sud de l'Alberta. La division canadienne comprend également le projet de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse.
- la **division des États-Unis** comprend l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes 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) Haynesville située en Louisiane et iv) le Texas, y compris East Texas et North Texas.

La production exclusive d'Encana est pour l'essentiel vendue par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales qui vise l'amélioration du prix net de la société. Cette équipe gère les activités d'optimisation du marché d'Encana, qui comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'améliorer la latitude opérationnelle pour ce qui est des engagements de transport, du type de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

L'équipe Économie du gaz naturel d'Encana met l'accent sur la poursuite de l'expansion des marchés du gaz naturel en Amérique du Nord, particulièrement dans les domaines de la production d'électricité, du transport et des applications industrielles. En raison des percées techniques qui ont amélioré l'extraction du gaz naturel, la ressource commerciale en Amérique du Nord a connu une croissance et atteint 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 2011, aux fins 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 des activités non sectorielles et autres ne constitue pas un secteur opérationnel et comprend surtout les motifs ou pertes latents comptabilisés sur les instruments dérivés financiers. Une fois que les instruments sont réglés, les profits et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés se rapportent.

Événements récents

Le texte qui suit présente certains des événements marquants ayant contribué à l'évolution de l'entreprise d'Encana au cours des trois derniers exercices.

2011

- Acquisition de terrains et de propriétés d'exploration et d'évaluation stratégiques qui complète les actifs existants du portefeuille d'Encana, totalisant 515 millions de dollars. Les terrains acquis comprenaient une superficie supplémentaire renfermant possiblement des gisements de pétrole, de gaz naturel et les liquides associés.
- Réalisation des sorties d'actifs prévues pour un produit total de 891 millions de dollars, soit la participation d'Encana dans l'usine de traitement de gaz naturel de Cabin, en Colombie-Britannique, de l'usine de traitement de gaz naturel de Fort Lupton, au Colorado, et des actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance, au Colorado
- Clôture de la majeure partie de la vente des actifs de production de gaz naturel dans la zone North Texas pour un produit de 836 millions de dollars. Le 7 février 2012, Encana a reçu un produit additionnel de 91 millions de dollars. Le reste de la vente, pour un produit d'environ 24 millions de dollars, est sous réserve du respect de certaines conditions de clôture supplémentaires et devrait se réaliser au premier trimestre de 2012.
- Accord en vue de la vente de deux usines de traitement de gaz naturel dans la région de Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique, en contrepartie d'environ 920 millions de dollars canadiens. La clôture de la vente a eu lieu le 9 février 2012 et son produit a été versé.
- Début des négociations avec Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi ») en vue du développement conjoint de certains terrains non développés dont Encana est propriétaire. Le 17 février 2012, Encana a annoncé que la société et Mitsubishi avaient conclu une convention de société en vue du développement de terrains à Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique. Aux termes de la convention, Mitsubishi investira environ 2,9 milliards de dollars canadiens pour obtenir une participation de 40 pour cent dans la société. La clôture de l'opération devrait avoir lieu d'ici la fin de février 2012.
- Conclusion d'ententes de traitement en coupes profondes qui permettront à la société d'extraire des volumes supplémentaires de LGN à partir de ses flux de gaz naturel en 2012 aux usines Musreau et Gordondale dans la région Deep Basin de l'Alberta.
- Acquisition d'une participation de 30 pour cent dans le terminal prévu d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) de Kitimat, en Colombie-Britannique.
- Conclusion d'un accord en vue d'être le seul fournisseur de GNL à un parc de 200 camions de gros tonnage alimentés au GNL situé en Louisiane au moyen de ses installations de ravitaillement mobiles et permanentes en GNL et ouverture de quatre installations de ravitaillement en gaz naturel comprimé.
- Fin des négociations avec PetroChina International Investment Company, une filiale de PetroChina Company Limited (« PetroChina »), qui visaient un projet de coentreprise concernant une participation de 50 pour cent dans les actifs commerciaux d'Encana à Cutbank Ridge après que les parties n'eurent pas réussi à conclure un accord important en ce qui concerne des éléments clés de l'opération proposée. Ces négociations avaient débuté en 2010.

2010

- Conclusion de contrats d'amodiation avec Kogas Canada Ltd., une filiale de Korea Gas Corporation (« Kogas »), qui a convenu d'investir environ 565 millions de dollars canadiens sur trois ans pour acquérir une participation de 50 pour cent dans environ 154 000 acres de terrains situés à Horn River et à Montney dans les zones de ressources clés de Greater Sierra et de Cutbank Ridge. En 2011, Encana a prolongé le contrat

d'amodiation conclu avec Kogas en contrepartie d'un investissement supplémentaire de 185 millions de dollars canadiens visant environ 20 000 acres additionnelles.

- Acquisition de divers terrains et propriétés stratégiques qui complètent les actifs existants du portefeuille d'Encana. En 2010, les acquisitions se sont chiffrées à 592 millions de dollars pour la division canadienne et à 141 millions de dollars pour la division des États-Unis.
- Réalisation de la sortie d'actifs non essentiels pour un produit d'environ 288 millions de dollars pour la division canadienne et de 595 millions de dollars pour la division des États-Unis.

2009

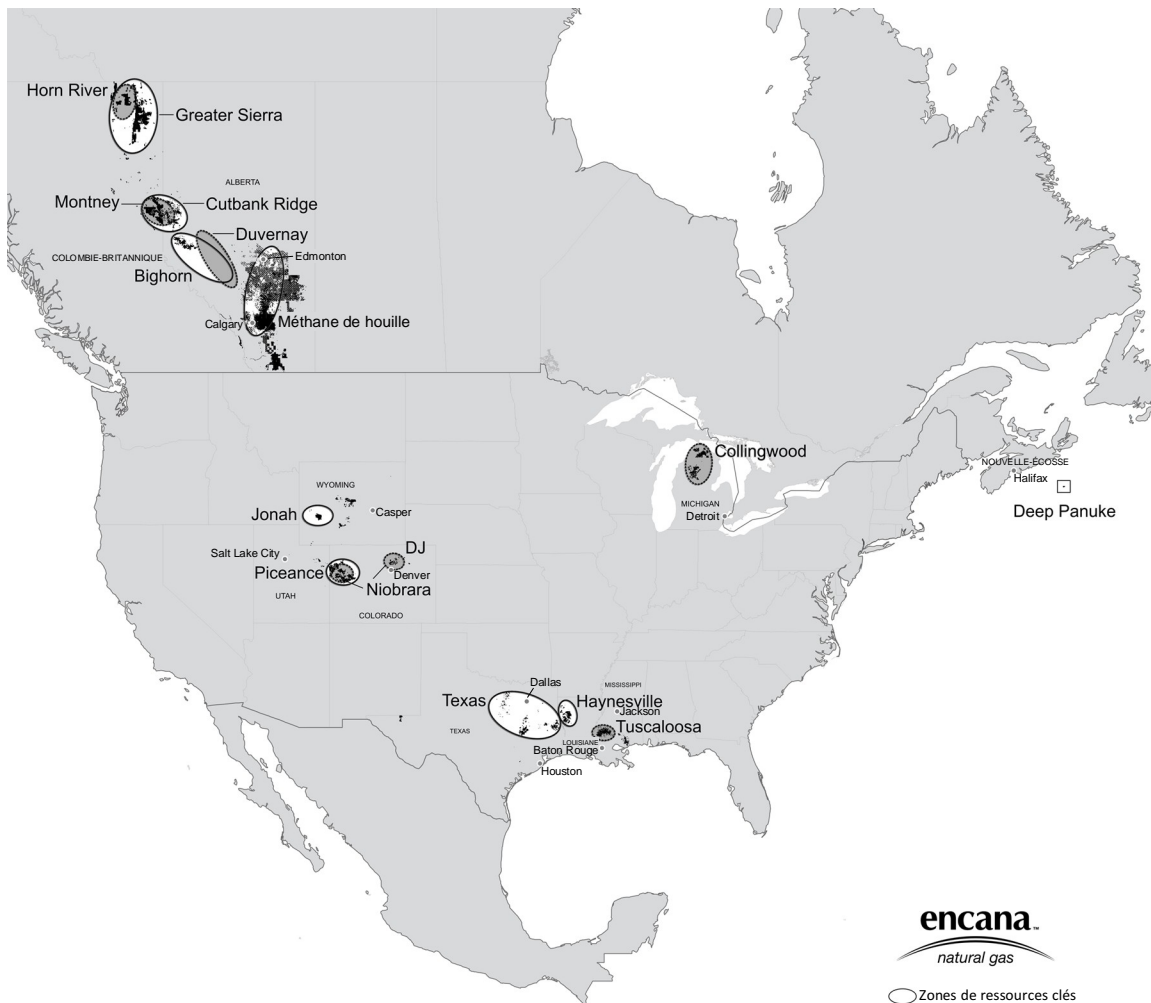
- Réalisation de l'opération de scission dont sont issues Encana et Cenovus, le 30 novembre 2009. L'opération de scission a été proposée au départ en mai 2008 dans le but d'améliorer la valeur du placement à long terme des actionnaires par la création de deux sociétés indépendantes et durables. En octobre 2008, en raison du degré inhabituellement élevé d'incertitude et de volatilité sur les marchés mondiaux 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 clairs de stabilité sur les marchés mondiaux des capitaux. En septembre 2009, Encana a annoncé des plans pour mettre en œuvre la scission.

Dans le cadre de l'opération de scission, Encana a conclu un arrangement avec Cenovus et une autre filiale d'Encana daté du 20 octobre 2009 et une convention de scission et de transition avec Cenovus datée du 20 novembre 2009. L'arrangement énonce les modalités de l'arrangement, y compris son plan. 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 en cours entre Encana et Cenovus, y compris les indemnités réciproques concernant les actifs et les passifs conservés par Encana ou transférés à Cenovus.

- Réalisation de la sortie 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, de 73 millions de dollars dans la division des États-Unis et 17 millions de dollars concernant les actifs en amont canadiens transférés à Cenovus.

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 au 31 décembre 2011.



encana.
natural gas

- Zones de ressources clés
- Nouvelles zones d'intérêt
- Terrains d'Encana

Le présent graphique n'est présenté qu'à des fins d'illustrations.

Terrains au 31 décembre 2011

Les activités d'Encana se concentrent sur l'exploitation de formations de gaz naturel et de pétrole de longue durée en Amérique du Nord. Encana tente de repérer les formations de réservoirs d'hydrocarbures 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 cherche ensuite une façon économique d'extraire le gaz naturel, le pétrole et les LGN au moyen d'une combinaison d'examens détaillés des réservoirs, d'essais pilotes disponibles, de nouvelles technologies de forage et de complétion. La méthode de développement d'Encana s'étend sur de nombreuses années. Encana tente toujours d'atteindre une certaine efficience 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 et la production actuelles d'Encana sont situées en Amérique du Nord.

Division canadienne

La division canadienne comprend l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada. Quatre zones de ressources clés font partie de cette division : i) Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris Horn River; ii) Cutbank Ridge en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris Montney; iii) Bighorn dans le centre ouest de l'Alberta et iv) le méthane de houille dans le sud de l'Alberta. La division canadienne comprend aussi le projet de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse.

En 2011, la division canadienne a engagé des dépenses d'investissement au Canada d'environ 2 022 millions de dollars et a foré environ 727 puits nets. Au 31 décembre 2011, la division canadienne avait au Canada un avoir foncier établi d'environ 10,1 millions d'acres brutes (8,5 millions d'acres nettes), dont environ 5,2 millions d'acres brutes non développées (4,4 millions d'acres nettes). Les droits miniers à l'égard d'environ 42 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 gaz naturel de la division canadienne en 2011, après redevances, s'est établie en moyenne à 1 454 Mpi³/j, une augmentation d'environ 131 Mpi³/j ou de 10 pour cent par rapport à 2010. La production de pétrole et de LGN après redevances s'est établie en moyenne à environ 14,5 kb/j en 2011, une augmentation d'environ 1,3 kb/j ou de 10 pour cent par rapport à 2010. L'augmentation de la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN est principalement attribuable au succès des programmes de forage dans toutes les zones de ressources clés.

Les tableaux suivants résument les avoirs fonciers de la division canadienne, les puits producteurs ainsi que la production quotidienne pour les périodes indiquées. En 2011, Encana a remanié les actifs de producteurs compris dans certaines de ses zones de ressources clés.

Avoirs fonciers	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
<i>(en milliers d'acres au 31 décembre 2011)</i>							
Greater Sierra	557	511	1 264	1 041	1 821	1 552	85 %
Cutbank Ridge	446	358	911	793	1 357	1 151	85 %
Bighorn	257	179	257	205	514	384	75 %
Méthane de houille	3 403	2 931	1 820	1 661	5 223	4 592	88 %
Zones de ressources clés	4 663	3 979	4 252	3 700	8 915	7 679	86 %
Canada atlantique	20	20	56	12	76	32	42 %
Autres	186	86	899	708	1 085	794	73 %
Total de la division canadienne	4 869	4 085	5 207	4 420	10 076	8 505	84 %

Puits producteurs

<i>(nombre de puits au 31 décembre 2011)¹⁾</i>	Gaz naturel		Pétrole		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Greater Sierra	973	907	-	-	973	907
Cutbank Ridge	996	845	20	6	1 016	851
Bighorn	459	366	28	8	487	374
Méthane de houille	11 425	10 448	183	147	11 608	10 595
Zones de ressources clés	13 853	12 566	231	161	14 084	12 727
Autres	19	12	2	1	21	13
Total de la division canadienne	13 872	12 578	233	162	14 105	12 740

Note :

- 1) Les montants excluent les puits en mesure de produire, mais non producteurs.

Production (avant redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi³/j)</i>		Pétrole et LGN <i>(kb/j)</i>	
	2011	2010	2011	2010
Greater Sierra	275	239	1,1	1,2
Cutbank Ridge	571	486	3,9	2,7
Bighorn	233	226	4,5	4,4
Méthane de houille	440	401	7,0	6,1
Zones de ressources clés ¹⁾	1 519	1 352	16,5	14,4
Autres	2	29	-	1,3
Total de la division canadienne	1 521	1 381	16,5	15,7

Note :

- 1) Les régions des zones de ressources clés ont fait l'objet d'un réalignement en 2011 et l'information comparative a été retraitée.

Production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi³/j)</i>		Pétrole et LGN <i>(kb/j)</i>	
	2011	2010	2011	2010
Greater Sierra	260	230	0,8	1,0
Cutbank Ridge	529	449	3,2	2,0
Bighorn	230	220	3,5	3,2
Méthane de houille	433	395	7,0	6,0
Zones de ressources clés ¹⁾	1 452	1 294	14,5	12,2
Autres	2	29	-	1,0
Total de la division canadienne	1 454	1 323	14,5	13,2

Note :

- 1) Les régions des zones de ressources clés ont fait l'objet d'un réalignement en 2011 et l'information comparative a été retraitée.

Zones de ressources clés et activités de la division canadienne

Greater Sierra

Greater Sierra est une zone de ressources clé située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. L'accent est mis surtout sur le développement continu de la formation du Dévonien Jean Marie et de la formation de schiste du Dévonien de Horn River. En 2011, Encana a foré environ 34 puits nets dans la région, et la production, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 260 Mpi³/j de gaz naturel et environ 0,8 kb/j de pétrole et de LGN.

Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 373 000 acres brutes non développées (272 000 acres nettes) dans la formation de schiste du Dévonien de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de schiste de Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie) située dans la zone prioritaire d'Encana a plus de 500 pieds d'épaisseur. Au 31 décembre 2011, ces schistes ont été évalués au moyen d'environ 112 puits bruts (11 puits verticaux et 101 puits horizontaux), dont 70 ont été placés en production à long terme (1 puits vertical et 69 puits horizontaux). Au 31 décembre 2011, Encana détenait une participation directe moyenne de 76 pour cent dans 10 installations de production dans la région, qui étaient en mesure de traiter environ 726 Mpi³/j de gaz naturel.

En novembre 2011, Encana a vendu sa participation directe dans le pipeline Ekwan à TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») après que l'Office national de l'énergie eut approuvé le pipeline de TCPL dans la région de Horn River. Le pipeline de TCPL reliera la région de Horn River au réseau de pipelines de l'Alberta. Suivant la convention de transfert intervenue avec TCPL, Encana continuera d'avoir une capacité de collecte dans le pipeline Ekwan.

En décembre 2011, Encana a réalisé la vente de la majeure partie de sa participation dans l'usine de traitement de gaz de Cabin dans la région de Horn River pour un produit d'environ 48 millions de dollars, après déduction des montants recouverts au titre des dépenses en immobilisations engagées avant la vente de l'usine. Encana reste l'exploitant de l'usine de Cabin. Suivant la convention de vente, Encana disposera d'une capacité de traitement à l'usine de Cabin.

Cutbank Ridge

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. Montney et Cadomin sont développées 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 2011, Encana a foré environ 55 puits nets dans la région, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 529 Mpi³/j de gaz naturel et à environ 3,2 kb/j de pétrole et de LGN.

Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 724 000 acres nettes couvrant le bassin profond de la formation de Montney avec environ 252 000 acres nettes situées dans la zone de développement principale d'Encana à proximité de Dawson Creek, en Colombie-Britannique. Encana a procédé à de nombreux essais concernant Montney au cours des dernières années et, par l'application d'une technologie évoluée, a grandement réduit l'ensemble des frais de développement et a réalisé une réduction de plus de 65 pour cent des coûts à intervalle complet au cours des cinq dernières années.

Encana détient une participation directe de 60 pour cent dans l'usine de gaz de Sexsmith, dotée d'une capacité de traitement de gaz corrosif d'environ 125 Mpi³/j et d'une capacité supplémentaire de traitement du gaz non corrosif de 50 Mpi³/j.

En décembre 2011, Encana a annoncé la vente de sa participation dans les usines de traitement de gaz naturel de Hythe et de Steeprock, y compris l'installation de compression et les pipelines de collecte connexes pour un produit d'environ 920 millions de dollars canadiens. Les usines de gaz naturel avaient une capacité de traitement de gaz corrosif d'environ 374 Mpi³/j et une capacité supplémentaire de traitement de gaz non corrosif d'environ 142 Mpi³/j. La clôture de la vente des usines de traitement de gaz naturel a eu lieu le 9 février 2012 et le produit de la vente a été versé. À l'occasion de la vente, Encana a conclu un contrat visant les services de collecte et de traitement garantis dans la région de Cutbank Ridge.

Au cours de 2011, Encana a entrepris des négociations avec Mitsubishi en vue du développement conjoint de certains terrains non développés dont Encana est propriétaire. Le 17 février 2012, Encana a annoncé que la société et Mitsubishi avaient conclu une convention de société en vue du développement de terrains de Cutbank Ridge, en Colombie-Britannique. Aux termes de la convention, Encana sera propriétaire d'une participation directe de 60 pour cent dans la société de personnes et Mitsubishi, de 40 pour cent. Mitsubishi paiera environ 1,45 milliard de dollars canadiens à la clôture et investira environ 1,45 milliard de dollars canadiens en plus de sa part de 40 pour cent des dépenses d'investissement futures de la société de personnes, pendant une période d'engagement qui devrait être d'environ cinq ans, ce qui ramène les engagements de financement des capitaux d'Encana à 30 pour cent des dépenses d'investissement totales prévues au cours de la période. L'opération n'inclut pas la production actuelle d'Encana dans la région de Cutbank Ridge, les usines de traitement, les réseaux de collecte ou les avoirs fonciers de la société en Alberta. La clôture de l'opération devrait avoir lieu d'ici la fin de février 2012.

En 2010, Encana a conclu une convention de traitement en coupes profondes garantissant environ 90 Mpi^3/j de capacité de traitement garanti à Gordondale. La convention permet à la société d'extraire les LGN de ses flux de gaz naturel. L'ajout d'installations en coupes profondes à Gordondale, qui devraient entrer en service en 2012, fournira une capacité supplémentaire pour les LGN extraits par Encana.

Bighorn

Bighorn est une zone de ressources clé dans le centre ouest de l'Alberta où l'accent principal 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 2011, Encana a foré environ 40 puits nets dans la zone, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 230 Mpi^3/j de gaz naturel et à environ 3,5 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 514 000 acres brutes (384 000 acres nettes) dans la zone de ressources.

Encana possède une participation directe dans un certain nombre d'usines de gaz naturel dans Bighorn. L'usine de Resthaven, dans laquelle Encana possède une participation directe d'environ 70 pour cent, a une capacité d'environ 100 Mpi^3/j . En octobre 2011, Encana a signé une entente qui devrait faire en sorte qu'un tiers non apparenté investira environ 230 millions de dollars en vue de l'augmentation de la capacité de traitement et d'extraction des LGN de l'usine de Resthaven. La capacité accrue devrait être mise en service à la fin de 2013.

Encana possède une participation de 50 pour cent dans l'usine de gaz de Kakwa et dispose d'une capacité de traitement garanti pour les 50 pour cent restants. L'usine a une capacité d'environ 60 Mpi^3/j . Encana possède aussi une participation directe de 24 pour cent dans l'usine de Berland River, qui a une capacité d'environ 165 Mpi^3/j .

En 2010, Encana a conclu une convention de traitement en coupes profondes garantissant environ 144 Mpi^3/j de capacité de traitement garanti à Musreau. La convention permet à la société d'extraire les LGN de ses flux de gaz naturel. En 2011, Encana a agrandi ses installations de traitement en coupes profondes à Musreau, et la nouvelle capacité devrait être mise en service au cours du premier trimestre de 2012.

Méthane de houille

La région du méthane de houille est une zone de ressources clé qui s'étend de la frontière des États-Unis au centre de l'Alberta. La priorité principale de la zone de ressources clé de méthane de houille d'Encana est le développement de la formation houillère Horseshoe Canyon intégrée à des sables à plus faible profondeur, ainsi que l'exploitation de cibles situées plus en profondeur au moyen d'une stratégie de sondage intégré. De plus, de multiples horizons pétrolières sont également soumis à des essais sur des terrains au moyen d'ententes d'amodiation conclues avec des tiers. En 2011, Encana a foré environ 596 puits nets dans la zone, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 433 Mpi^3/j de gaz naturel et à 7,0 kb/j de pétrole et de LGN.

Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 4,6 millions d'acres nettes, soit environ 2,1 millions d'acres nettes dans l'axe de Horseshoe Canyon. Environ 77 pour cent de la superficie nette totale des avoirs fonciers sont détenus en propriété inconditionnelle.

Canada atlantique

Encana est le propriétaire et l'exploitant du champ de gaz Deep Panuke situé au large de la Nouvelle-Écosse. 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 pipeline 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 2012.

Au 31 décembre 2011, Encana détenait une participation dans environ 76 000 acres brutes (32 000 acres nettes) dans le Canada atlantique, qui englobe la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. Encana exploite six de ses neuf licences dans ces régions et possède une participation directe moyenne d'environ 42 pour cent.

Autres

Au 31 décembre 2011, Encana détenait une participation dans environ 513 000 acres brutes (373 000 acres nettes) dans la zone de ressources de schiste Duvernay en Alberta se composant d'un potentiel de flux de gaz naturel et de liquides associés. En 2012, la société projette de forer cinq puits d'évaluation nets dans la zone.

Division des États-Unis

La division des États-Unis comprend l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes aux États-Unis. Quatre zones de ressources clés sont font partie de la division : i) Jonah au sud-ouest du Wyoming, ii) Piceance au nord-ouest du Colorado, iii) Haynesville en Louisiane et iv) le Texas, y compris East Texas et North Texas.

En 2011, la division des États-Unis a engagé au total des dépenses d'investissement d'environ 2 423 millions de dollars et a foré environ 402 puits nets. Au 31 décembre 2011, la division des États-Unis avait un avoir foncier établi d'environ 2,8 millions d'acres brutes (2,4 millions d'acres nettes), y compris environ 2,2 millions d'acres brutes non développées (1,9 million d'acres nettes).

En 2011, la production de gaz naturel de la division des États-Unis après redevances s'est établie en moyenne à environ 1 879 Mpi³/j, une augmentation d'environ 18 Mpi³/j par rapport à 2010. L'augmentation était attribuable au succès d'exploitation à Haynesville, résultat neutralisé en partie par le montant net des sorties d'actifs et l'épuisement naturel. En 2011, la production de pétrole et de LGN après redevances de la division des États-Unis s'est établie en moyenne à environ 9,5 kb/j, ce qui se compare aux volumes enregistrés en 2010.

Les tableaux suivants résument les avoirs fonciers de la division des États-Unis, ainsi que les puits producteurs et la production quotidienne pour les périodes indiquées. En 2011, Encana a remanié les actifs producteurs inclus dans certaines de ses zones de ressources clés.

Avoirs fonciers

<i>(en milliers d'acres au 31 décembre 2011)</i>	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Jonah	19	19	117	104	136	123	90 %
Piceance	258	240	638	589	896	829	92 %
Texas	109	73	238	171	347	244	70 %
Haynesville	154	88	201	121	355	209	59 %
Zones de ressources clés	540	420	1 194	985	1 734	1 405	81 %
Autres	106	82	980	932	1 086	1 014	93 %
Total division des États-Unis	646	502	2 174	1 917	2 820	2 419	86 %

Puits producteurs

<i>(nombre de puits au 31 décembre 2011)¹⁾</i>	Gaz naturel		Pétrole		Total	
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette
Jonah	1 371	1 194	-	-	1 371	1 194
Piceance	3 602	3 056	3	-	3 605	3 056
Texas	774	494	-	-	774	494
Haynesville	409	216	-	-	409	216
Zones de ressources clés	6 156	4 960	3	-	6 159	4 960
Autres	1 660	1 123	5	3	1 665	1 126
Total division des États-Unis	7 816	6 083	8	3	7 824	6 086

Note :

- 1) Les montants excluent les puits en mesure de produire, mais non producteurs.

Production (avant redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi³/j)</i>		Pétrole et LGN <i>(kb/j)</i>	
	2011	2010	2011	2010
Jonah	602	674	5,5	5,9
Piceance	507	521	2,2	2,2
Texas	499	655	0,4	0,3
Haynesville	635	357	-	-
Zones de ressources clés ¹⁾	2 243	2 207	8,1	8,4
Autres	109	135	3,6	3,5
Total division des États-Unis	2 352	2 342	11,7	11,9

Note :

- 1) Les régions des zones de ressources clés ont fait l'objet d'un réalignement en 2011, et les données comparatives ont été retraitées.

Production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi³/j)</i>		Pétrole et LGN <i>(kb/j)</i>	
	2011	2010	2011	2010
Jonah	471	531	4,3	4,6
Piceance	435	446	1,9	2,0
Texas	376	487	0,3	0,2
Haynesville	508	287	-	-
Zone de ressources clé ¹⁾	1 790	1 751	6,5	6,8
Autres	89	110	3,0	2,8
Total division des États-Unis	1 879	1 861	9,5	9,6

Note :

- 1) Les régions des zones de ressources clés ont fait l'objet d'un réalignement en 2011, et les données comparatives ont été retraitées.

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

Jonah

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. En 2011, Encana a foré environ 71 puits nets dans la zone principale, et la production, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 471 Mpi³/j de gaz naturel et à environ 4,3 kb/j de pétrole et de LGN.

En 2011, Encana a finalisé une convention de coentreprise aux termes de laquelle elle a foré environ 19 puits nets au moyen de fonds appartenant à des tiers. Pour la période de 2012 à 2015, Encana prévoit forer environ 59 puits nets qui seront financés en partie par des tiers aux termes d'ententes en vigueur.

Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait une superficie d'environ 117 000 acres brutes non développées (104 000 acres nettes). Par le passé, Encana menait ses activités dans la zone à pression anormale du champ. Le développement dans les terrains adjacents à pression normale a commencé en 2008 et s'est poursuivi au cours de 2011. Dans la zone à pression anormale, Encana prévoit 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 114 000 acres brutes où des forages à espacements de 40 acres voire de 20 acres sont possibles.

Piceance

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. En plus de Williams Fork, Encana a entrepris le forage d'exploration dans la formation Niobrara, une épaisse formation de schiste qui prédomine à travers le bassin. En 2011, Encana a foré environ 141 puits nets, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 435 Mpi³/j de gaz naturel et à environ 1,9 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 638 000 acres brutes non développées (589 000 acres nettes).

Entre 2006 et 2011, Encana a finalisé 11 ententes en vue du développement conjoint de parties de Piceance. Au cours de 2011, Encana a foré environ 120 puits nets, en utilisant principalement des fonds provenant de tiers. Pour la période allant de 2012 à 2017, il est prévu qu'Encana forera environ 703 puits nets qui seront partiellement financés par des tiers aux termes d'ententes en vigueur.

Au cours de 2011, Encana a réalisé la vente d'actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance pour un produit d'environ 547 millions de dollars. Aux termes de la convention de vente, Encana continuera d'avoir accès à des services de collecte. Le reste des installations de compression et de traitement de la société dans Piceance comprend environ 1 444 kilomètres de pipelines et une installation de traitement d'une capacité d'environ 60 Mpi³/j. En outre, à Piceance, Encana a accès à des installations de traitement appartenant à des tiers.

Texas

Le Texas est une zone de ressources clé où les activités actuelles sont principalement menées dans la région East Texas. Les activités à East Texas sont caractérisées comme formation de gaz étanche renfermant des cibles multiples dans les zones de Bossier et de Cotton Valley, ainsi que du gaz de schiste dans les horizons Haynesville et Mid-Bossier.

En décembre 2011, Encana a procédé à la clôture de la majeure partie de la vente de ses actifs de production de gaz naturel à North Texas, dans la formation de schiste Barnett du bassin Forth Worth, pour un produit de 836 millions de dollars. Le 7 février 2012, Encana a reçu un produit additionnel de 91 millions de dollars. Le reste de la vente, pour un produit d'environ 24 millions de dollars, est sous réserve du respect de conditions de clôture supplémentaires et devrait se réaliser au premier trimestre de 2012.

En 2011, Encana a foré environ 41 puits nets au Texas et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 376 Mpi³/j de gaz naturel et à environ 0,3 kb/j de pétrole et de LGN. En 2011, la production après redevances tirée des actifs de production de North Texas sortis s'est établie au total à environ 90 Mpi³/j de gaz naturel et à environ 0,2 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 238 000 acres brutes non développées (171 000 acres nettes).

Haynesville

La formation de schiste de Haynesville est une zone de ressources clé située en Louisiane. Encana a foré ses premiers puits en 2006 et a continué de développer des terrains au moyen d'une stratégie de plateformes d'exploitation multiples dans les zones clés. Encana a conclu des conventions de coentreprise avec des tiers indépendants en vue de l'exploration et du développement des actifs dans cette région.

En 2011, Encana a foré environ 87 puits nets dans la zone, et la production après redevances s'est établie en moyenne à 508 Mpi³/j de gaz naturel. La majeure partie des activités de développement dans la zone mettent l'accent sur l'optimisation de la récupération de gaz dans les horizons Haynesville et Mid-Bossier.

Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait une superficie d'environ 201 000 acres brutes non développées (121 000 acres nettes), la majorité des concessions en Louisiane du Nord étant situées dans les paroisses DeSoto et Red River. Une certaine partie de la superficie non développée à Haynesville fait l'objet de concessions qui expireront au cours des prochaines années, à moins que la production ne soit établie dans la superficie détenue.

Autres activités

Encana a constitué une position foncière importante dans la zone de ressources des schistes de Collingwood/Utica, au Michigan. Au 31 décembre 2011, Encana contrôlait environ 430 000 acres nettes non développées. Encana a foré avec succès et complété deux puits horizontaux nets en 2011, dont les longueurs de forage horizontal réelles atteignaient entre 5 300 pieds et 7 500 pieds.

En 2011, Encana a constitué une position foncière importante dans la zone des schistes marins pétrolifères de Tuscaloosa située en Louisiane et au Mississippi et détenait une superficie d'environ 212 000 acres nettes dans cette zone de ressources au 31 décembre 2011. Encana a foré avec succès deux puits horizontaux dont les longueurs de forage horizontal réelles atteignaient environ 5 000 pieds et 7 500 pieds, respectivement. En 2012, la société prévoit forer six puits d'évaluation bruts dans la zone.

Encana détient environ 48 000 acres nettes dans le bassin DJ situé dans le nord du Colorado. Les cibles principales de la formation du bassin sont Codell, J-Sand et Niobrara, la dernière se composant d'un potentiel de flux de gaz naturel et de liquides associés. En 2011, Encana a foré avec succès et complété cinq puits horizontaux dans la zone Niobrara en vue de sonder la rentabilité économique de la formation. Des puits supplémentaires sont prévus en 2012 pour aider à délimiter l'orientation latérale et la longueur de la formation. En 2012, la société projette de forer 10 puits d'évaluation bruts dans la zone.

Optimisation des marchés

Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales d'Encana, qui est chargée de la vente de la production exclusive de la société et qui vise à améliorer le prix net de cette production. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'offrir une latitude opérationnelle pour ce qui est des engagements de transport, du type 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 locales, de sociétés industrielles et de sociétés de commercialisation de ressources énergétiques et d'autres producteurs. Les prix qu'obtient Encana sont fondés principalement sur les prix indiciaires en vigueur pour le gaz naturel dans les régions où il est vendu. Les prix du gaz naturel sont tributaires de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel et du prix des combustibles concurrents sur ces marchés.

Encana cherche à atténuer l'incidence du risque associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques liés à sa production de gaz naturel. Les détails des contrats concernant les diverses approches d'Encana en matière de gestion des risques figurent à la note 22 des états financiers consolidés audités d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2011; ceux-ci peuvent être obtenus par l'intermédiaire du Système électronique de données, d'analyse et de recherche canadien (« SEDAR ») au www.sedar.com et du système électronique de collecte de données, d'analyse et de recherche (*Electronic Data Gathering, Analysis and Retrieval System*) (« EDGAR ») au www.sec.gov.

Autres activités de commercialisation

Encana vend son pétrole, ses LGN et ses condensats sur des marchés au Canada et aux États-Unis. 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 de Balzac, afin d'optimiser ses coûts d'électricité, particulièrement en Alberta.

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 majeure partie de sa production est vendue suivant des contrats à court terme, au prix courant du marché au moment où la production est vendue. Au 31 décembre 2011, Encana n'avait aucun contrat de vente physique à long terme ni aucun contrat de livraison d'importance.

Activités antérieures

Les activités antérieures comprennent les actifs en amont canadiens et les actifs de raffinage en aval américains qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission le 30 novembre 2009.

Les actifs en amont canadiens transférés à Cenovus comprenaient les activités de développement et de production de gaz naturel dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, les activités de développement et de production de pétrole en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que l'exploration, le développement et la production de bitume au moyen de méthodes de récupération assistée de pétrole en Alberta. Les cinq zones de ressources clés comprises dans ces actifs étaient : 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 v) Christina Lake dans nord-est de l'Alberta. Les projets de récupération assistée de pétrole à Foster Creek et à Christina Lake faisaient partie d'une entreprise de pétrolière intégrée exploitée avec ConocoPhillips.

Au cours de 2009 et avant l'opération de scission, Encana a foré environ 639 puits nets sur les terrains en amont canadiens transférés à Cenovus. La production de gaz naturel après redevances s'établissait à environ 762 Mpi³/j, et la production de pétrole et de LGN après redevances, à environ 99,9 kb/j.

Les actifs de raffinage en aval américains transférés à Cenovus mettaient l'accent sur le raffinage de pétrole 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 faisaient partie d'une entreprise pétrolière intégrée exploitée avec ConocoPhillips. Les raffineries appartenaient à hauteur de 50 pour cent à Encana et étaient exploitées par ConocoPhillips.

En 2009, aux termes du référentiel comptable antérieur, les actifs en amont canadiens transférés à Cenovus ont été comptabilisés comme activités poursuivies aux termes de la méthode de comptabilisation du coût complet, alors que les résultats attribuables au raffinage en aval aux États-Unis ont été comptabilisée comme activités abandonnées.

Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Encana est tenue de fournir des données relatives aux réserves, préparées conformément aux exigences réglementaires canadiennes en valeurs mobilières, plus particulièrement le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 » et la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec). L'**Annexe A – Protocole canadien de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz** présente, conformément aux exigences d'information canadiennes, des renseignements sur les réserves, le pétrole et le gaz. Les renseignements additionnels requis par le Règlement 51-101 apparaissent dans les rubriques précédentes de la présente notice annuelle et il y est fait référence à cette fin. L'**Annexe D – Protocole américain de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz** présente, conformément aux exigences de communication américaines, des renseignements choisis sur les réserves supplémentaires, le pétrole et le gaz. Se reporter à la rubrique « Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information sur le pétrole et le gaz ».

Les pratiques concernant la préparation des données relatives à la production et aux quantités de réserves selon les exigences d'information canadiennes (Règlement 51-101) diffèrent des exigences d'information américaines. Voici les principales différences entre les deux :

- les normes canadiennes exigent la communication des réserves prouvées et probables, alors que les normes américaines exigent uniquement la communication des réserves prouvées;
- les normes canadiennes exigent que les réserves soient estimées au moyen de prix prévisionnels, alors que les normes américaines exigent que soient utilisés des prix moyens sur 12 mois que l'on suppose constants;
- les normes canadiennes exigent que les réserves soient communiquées selon un prix brut (avant redevances) et un prix net (après redevances), alors que les normes américaines exigent la communication d'un prix net (après redevances);
- les normes canadiennes exigent la communication de la production selon un prix brut (avant redevances), alors que les normes américaines exigent la communication selon un prix net (après redevances);
- les normes canadiennes exigent que les réserves et les autres données soient communiquées en fonction d'un type de produit plus granulaire que celui requis par les normes américaines.

Depuis sa création en 2002, 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, de pétrole et de LGN et d'établir des rapports sur celles-ci tous les ans. En 2011, 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 du secteur Réserves de l'entreprise et analyse de la concurrence d'Encana et six autres membres du personnel sous sa direction supervisent la préparation des estimations des réserves par les ERQI. Actuellement, ce personnel interne, composé de quatre ingénieurs, de un technicien en génie et de deux analystes commerciaux, cumule une expérience pertinente de plus de 100 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 aux évaluateurs. Toutes les réserves homologuées résultent des évaluations annuelles des ERQI. Chaque année, le comité des réserves recommande la sélection des ERQI et soumet cette sélection à l'approbation du conseil d'administration.

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 développées, 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 non développées sont estimées par analogies avec les compensations de la production en tenant compte des estimations volumétriques des quantités en place.

Acquisitions, sorties d'actifs 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 développer ses zones de ressources clés. Ces occasions d'acquisition portent tant sur des entreprises que sur des actifs. Encana pourrait les financer au moyen de capitaux d'emprunt, de capitaux propres, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du produit de l'aliénation d'actifs ou d'une combinaison de l'une ou l'autre de ces sources.

Le tableau suivant résume les dépenses d'investissement nettes d'Encana pour 2011 et 2010. Le produit des sorties d'actifs qui faisaient toujours l'objet du respect de conditions de clôture additionnelles au 31 décembre 2011 n'est pas inclus.

<i>(en millions de dollars)</i>	2011	2010
Dépenses d'investissement		
Division canadienne	2 022	2 206
Division des États-Unis	2 423	2 495
	4 445	4 701
Optimisation des marchés	2	2
Activités non sectorielles et autres	131	61
	4 578	4 764
Acquisitions		
Terrains		
Division canadienne	410	592
Division des États-Unis	105	141
Sorties d'actifs		
Terrains		
Division canadienne	(350)	(288)
Division des États-Unis	(1 730)	(595)
Acquisitions et sorties d'actifs, montant net	(1 565)	(150)
Dépenses d'investissement, montant net	3 013	4 614

Les dépenses d'investissement au cours de 2011 mettaient l'accent sur la poursuite du développement des zones de ressources clés d'Encana. Les acquisitions incluent principalement l'achat de divers terrains d'exploration et d'évaluation stratégiques qui complètent les actifs existants du portefeuille d'Encana.

Les sorties d'actifs en 2011 dans la division canadienne comprenaient le produit de la vente de la participation de la société dans l'usine de traitement de gaz naturel de Cabin. Le produit des sorties d'actifs de la division des États-Unis découlait principalement de la vente de la participation de la société dans l'usine de traitement de gaz naturel de Fort Lupton, des actifs de collecte de gaz naturel de South Piceance et des terrains producteurs de gaz naturel de North Texas.

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier et gazier, de sorte qu'Encana se trouve en concurrence avec d'autres sociétés en amont, gazières ou autres, et notamment dans les domaines suivants :

- exploration et développement de nouvelles sources de réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN;
- acquisitions de réserves et de terrains;
- transport et commercialisation du gaz naturel, du pétrole, des LGN, des diluants et de l'électricité;
- accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de développement et d'exploitation;
- recrutement et fidélisation d'employés du secteur expérimentés.

Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à d'autres industries orientées vers la fourniture de sources d'énergie de substitution aux consommateurs. Les forces concurrentielles peuvent provoquer des

augmentations des coûts ou entraîner un surapprovisionnement de gaz naturel, de pétrole ou de LGN, facteurs qui pourraient tous 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 ainsi que 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 la 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. Des 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 des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes environnementales et réglementaires. Des plans d'urgence ont été élaborés afin de pouvoir intervenir rapidement dans les 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 surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et étudie les coûts associés au carbone dans sa planification stratégique. 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 d'environ 10 \$ à 50 \$ la tonne d'émissions, appliqués 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 gazières sont abandonnés et doivent être remis en état. En 2011, 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 4,4 milliards de dollars. Au 31 décembre 2011, Encana a comptabilisé une charge au titre des obligations liées à la mise hors service de 1 043 millions de dollars.

Politiques sociales et environnementales

Encana a adopté une politique de responsabilité d'entreprise, une politique environnementale et une politique de santé et de sécurité (les « politiques ») qui exposent l'engagement d'Encana à l'égard du développement responsable. Les politiques visent toute activité entreprise par Encana ou en son nom, partout dans le monde, en ce qui a trait à la découverte, au développement, 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 de responsabilité d'entreprise énonce l'engagement d'Encana à mener ses activités de façon éthique, légale ainsi que responsable sur le plan fiscal, environnemental et social, tout en procurant un solide rendement financier. La politique de responsabilité d'entreprise présente des exigences précises dans les domaines liés à la gouvernance, aux gens, à l'environnement, à la santé et la sécurité, à l'engagement et à l'engagement communautaire.

Quant à la relation d'Encana avec les communautés là où elle exerce ses activités, la politique de la responsabilité d'entreprise énonce qu'Encana s'efforcera d'être un bon voisin en contribuant au bien-être des communautés là où elle exerce ses activités, reconnaissant leurs priorités et leurs besoins différents, qu'elle tendra la main aux parties prenantes, les écouterait et travaillera avec elles en temps utile, de manière respectueuse et constructive, et harmonisera ses investissements liés aux communautés avec sa stratégie d'entreprise et s'efforcera d'entretenir des relations mutuellement avantageuses avec les communautés et les organisations non gouvernementales.

En ce qui a trait aux droits de la personne, la politique de la responsabilité d'entreprise indique qu'Encana observera toutes les lois pertinentes sur le milieu de travail, le travail, le respect de la vie privée et les droits de la personne. De plus, Encana offrira un milieu de travail respectueux et ouvert, exempt de harcèlement, de discrimination et d'intimidation.

La politique environnementale reconnaît que des pratiques environnementales responsables contribuent à créer de la valeur à long terme pour les actionnaires et expose l'engagement d'Encana en matière de gestion environnementale. La politique environnementale présente des exigences précises sur le respect des lois et des règlements sur l'environnement, l'évaluation et la réduction du risque environnemental, la gestion des émissions atmosphériques, l'approvisionnement en eau, la circulation de l'eau et le rejet des eaux, la prévention de la pollution et la réduction des déchets et la perturbation de la faune, de la flore et des habitats.

La politique de santé et de sécurité reconnaît que les maladies et les blessures professionnelles peuvent être évitées et souligne l'objectif d'Encana d'offrir un milieu de travail exempt de dangers connus, de blessures et maladies professionnelles.

Les politiques et leurs révisions sont approuvées par l'équipe de haute direction d'Encana et par le conseil d'administration. La responsabilité de la mise en œuvre des politiques incombe aux unités d'exploitation d'Encana, qui ont mis en place des processus d'évaluation des risques et des programmes afin de minimiser ces risques. La coordination et la supervision des politiques relèvent du groupe ESS et Responsabilité d'entreprise faisant partie du service Expansion des affaires, ESS et Réserves.

Parmi les mesures qu'Encana a prises en vue d'enchâsser sa vision de responsabilité d'entreprise partout dans son organisation, on compte les suivantes :

- 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;
- un système de gestion de l'ESS;
- 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;
- 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 communautés autochtones;
- des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer les progrès de la société;
- un programme d'efficacité environnementale privilégiant la réduction de l'utilisation de l'énergie et de l'eau dans les activités d'Encana et favorisant les initiatives communautaires tout en incitant les employés à réduire l'utilisation de l'énergie et de l'eau dans leur maison;
- un programme exhaustif d'investissements dans la communauté pour contribuer à des organismes caritatifs et sans but lucratif actifs dans les endroits où Encana exerce ses activités et un programme destiné aux employés qui double les dons versés par les employés jusqu'à concurrence de 25 000 \$ par employé annuellement;
- 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;
- 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;
- un programme de vérification interne en matière d'ESS qui évalue si Encana se conforme aux attentes et aux exigences du système de gestion de l'ESS; et

- 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 2011, Encana comptait 4 276 employés équivalents temps plein (les « ETP »), répartis comme suit :

	Employés ETP
Division canadienne	1 860
Division des États-Unis	1 751
Activités non sectorielles	665
Total	4 276

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

Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2011, 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. Les 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.

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
Peter A. Dea ^{3),6)} Denver (Colorado) États-Unis	2010	Président et chef de la direction Cirque Resources LP <i>(société fermée de pétrole et de gaz)</i>
Randall K. Eresman ⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	2006	Président et chef de la direction Encana Corporation
Claire S. Farley ^{3),5),6)} Houston (Texas) États-Unis	2008	Directrice générale Kohlberg Kravis Roberts & Co. <i>(société ouverte de placement mondiale)</i>
Fred J. Fowler ^{3),4)} 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),4)} 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),4)} Edmonton (Alberta) Canada	2007	Président Bear Investments Inc. <i>(Société fermée d'investissement)</i>
Bruce G. Waterman ^{2),4)} Calgary (Alberta) Canada	2010	Vice-président et chef de l'expansion stratégique et des investissements Agrium Inc. <i>(société ouverte de fournitures agricoles)</i>
Clayton H. Woitas ^{3),6)} Calgary (Alberta) Canada	2008	Président du conseil et chef de la direction Range Royalty Management Ltd. <i>(Société fermée 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 d'audit.
- 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 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 11 administrateurs qui ont tous été élus à la dernière assemblée annuelle des actionnaires tenue le 20 avril 2011. À la prochaine assemblée annuelle, les actionnaires seront priés d'élire à titre d'administrateurs les particuliers indiqués dans le tableau précédent, à l'exception de Barry W. Harrison, qui a atteint l'âge de la retraite obligatoire établi par la société à l'égard des administrateurs. Les restrictions quant à l'âge de la retraite obligatoire établies par le conseil d'administration stipulent qu'un administrateur ne peut se porter candidat à sa réélection à l'assemblée annuelle après avoir atteint l'âge de 71 ans.

Hauts dirigeants

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la société (<i>de la division</i>)
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
Robert A. Grant Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise, ESS et réserves
Terrence J. Hopwood Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef du contentieux
Eric D. Marsh Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur, Économie de gaz naturel (<i>Premier vice-président de la division États-Unis</i>)
Michael G. McAllister Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (<i>président intérimaire de la division canadienne</i>)
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 générale du groupe énergie et infrastructure de Kohlberg Kravis Roberts & Co.'s (« KKR ») depuis novembre 2011. Avant d'être employée au sein de KKR, M^{me} Farley a cofondé RPM Energy LLC (société fermée d'exploration et de développement de pétrole et de gaz) constituée en septembre 2010 et associée à KKR. Elle a été directrice-conseil de Jefferies Randall & Dewey (experts-conseils du secteur mondial du pétrole et du gaz) d'août 2008 à septembre 2010 et coprésidente de cette entreprise de février 2005 à août 2008. Elle a également été associée directrice de Castex Energy Partners (société en commandite fermée d'exploration et de production) d'août 2008 à janvier 2009.

M. Fowler est président du conseil de Spectra Energy Partners, LP (entité ouverte) depuis octobre 2008. Il a été président et chef de la direction de Spectra Energy Corp. (société de collecte, de traitement et de transport principal de gaz naturel) de décembre 2006 à décembre 2008 et a été administrateur de cette société de décembre 2006 à mai 2009.

M^{me} Nimocks a été directrice (associée principale) chez McKinsey & Company (cabinet privé 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 ») (société de transport d'électricité) d'avril 2005 à janvier 2009.

M. Waterman est vice-président directeur et chef de l'expansion stratégique et des investissements d'Agrium Inc. (une société ouverte de fournitures agricoles) depuis avril 2011. D'avril 2000 à avril 2011, il a été premier vice-président, Finances, et chef des finances d'Agrium Inc.

M. Hopwood était vice-président directeur et chef du contentieux de Suncor Énergie Inc. (une société pétrolière et gazière ouverte) de 2002 à février 2011.

Au 16 février 2012, tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'Encana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 648 885 actions ordinaires représentant 0,09 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 et détenaient des options visant l'acquisition de 4 199 024 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 ouvertes et fermées. 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.

Information sur le comité d'audit

Le texte intégral du mandat du comité d'audit figure à l'**Annexe E** de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit 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 d'audit* (Norme canadienne 52-110 ailleurs qu'au Québec). La formation et l'expérience pertinentes de chaque membre du comité d'audit figurent ci-après.

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. Il a également été administrateur et président du conseil de La Compagnie Mutuelle d'Assurance Wawanesa (compagnie d'assurances de biens et de dommages du Canada) et de ses sociétés liées, La Compagnie d'Assurance-Vie Wawanesa et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Company, de mai 1994 à mai 2011. Au cours des dix dernières années, il a été président du conseil, administrateur ou président de plusieurs petites et moyennes sociétés de pétrole et de gaz faisant affaire au Canada, aux États-Unis et en Russie. M. Harrison est également administrateur et président de Yokara Management Inc. (société d'investissement fermée).

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 est administratrice de sociétés. M^{me} Nimocks est administratrice de Rowan Companies, Inc. (société ouverte internationale de services de forage contractuels) et d'ArcelorMittal (société ouverte internationale de sidérurgie). Elle a été directrice (associée principale) chez McKinsey & Company (cabinet privé 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 d'audit)

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 est administratrice de sociétés. Elle est administratrice de Northwest Natural Gas Company (société ouverte de distribution de gaz naturel), de la Banque Canadienne Impériale de Commerce (l'une des plus importantes banques canadiennes), de la B.C. Ferry Authority et de l'Associated Electric & Gas Insurance Services Limited (société mutuelle d'assurances fermée). Elle est également membre du comité d'audit de la Banque Canadienne Impériale de Commerce et de la Northwest Natural Gas Company. Elle a été présidente et chef de la direction de BCTC (société de transport d'électricité) d'avril 2005 à janvier 2009 et a été auparavant vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de BCTC 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. Il est également Fellow de l'Ordre des comptables agréés (FCA). Il est président de Bear Investments Inc. (société d'investissement fermée). 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 fermées offrant des services liés aux champs pétrolifères). De 1995 à 2003, il a également été administrateur et membre du comité d'audit de NQL Drilling Tools Inc. pendant que cette entreprise était inscrite à la Bourse de Toronto.

Bruce G. Waterman

M. Waterman est titulaire d'un baccalauréat en commerce (Queen's University) et est comptable agréé. Il est également Fellow de l'Ordre des comptables agréés (FCA). Il est vice-président directeur et chef de l'expansion stratégique et des investissements d'Agrium Inc. (une société ouverte de fournitures agricoles) depuis avril 2011. D'avril 2000 à avril 2011, il a été premier vice-président, Finances, et chef de la direction financière d'Agrium. Avant de se joindre à Agrium, M. Waterman a été vice-président et chef de la direction financière de Société d'énergie Talisman Inc. (société ouverte de pétrole et de gaz) de janvier 1996 à avril 2000. M. Waterman compte également une vaste expérience dans les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz, ayant passé 15 ans (de 1981 à 1996) auprès d'Amoco Corporation et de la société qu'elle a remplacée, Dome Petroleum Limited. Chez Amoco (société mondiale de pétrole, de gaz et de produits chimiques qui a fusionné avec British Petroleum en 1998), il a notamment occupé divers postes en finance et en comptabilité.

La liste précédente ne comprend pas David P. O'Brien qui est membre d'office du comité d'audit.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Encana a adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Le comité d'audit du conseil d'administration a prévu un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services d'audit et de services non liés à l'audit 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 d'audit mais, au gré du comité d'audit, 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 d'audit sait quels sont les services à 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 d'audit 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 d'audit, y compris les honoraires et les modalités des services proposés (le « pouvoir délégué »). Toutes les approbations préalables aux termes du pouvoir délégué doivent être communiquées par les membres qui ont donné leur approbation préalable au comité d'audit 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 d'audit et ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ CA dans le cas des approbations au préalable données par un autre membre du comité d'audit.

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 d'audit soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité d'audit ni aux termes du pouvoir délégué.

Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur 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 2011 et 2010.

(en milliers de dollars canadiens)	2011	2010
Honoraires d'audit ¹⁾	3 136	3 243
Honoraires liés à l'audit ²⁾	896	252
Honoraires en fiscalité ³⁾	457	600
Tous les autres honoraires ⁴⁾	4	15
Total	4 493	4 110

Notes :

- 1) Les honoraires d'audit comprennent la rémunération en contrepartie de l'audit 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 l'audit comprennent la rémunération pour les missions de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à la réalisation de l'audit ou de l'examen des états financiers de la société et qui ne sont pas des honoraires d'audit. Au cours des exercices 2011 et 2010, les services de cette catégorie ont compris des examens effectués dans le contexte des acquisitions et des sorties d'actifs, la recherche portant sur des questions comptables et des questions liées à l'audit 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 2011 et 2010, 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 2011 et 2010, 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 d'audit interne de la société.

Encana n'a pas invoqué l'exception à l'égard des services de valeur minimale (*de minimus*) prévue par le sous-alinéa (c)7)(i)(C) de la Règle 2-01 du Règlement S-X de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») en 2011 ni en 2010.

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 2011, environ 736,3 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée ne l'était.

Actions ordinaires

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes quand le conseil d'administration de la société en déclare. Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir l'avis de convocation et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et ont droit à une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à de telles assemblées. En cas de liquidation ou de dissolution de la société ou d'une autre distribution de ses actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre ses affaires, les porteurs des actions ordinaires auront le droit de participer en proportion aux distributions des actifs de la société.

Encana a mis en place des régimes de rémunération 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.

L'opération de scission du 30 novembre 2009 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 sur actions d'Encana sont devenus des porteurs d'options sur actions d'Encana et de Cenovus

et les prix d'exercice aux termes des options sur actions ont été rajustés en fonction des cours relatifs des actions ordinaires d'Encana et de Cenovus.

La société a instauré un régime de droits des actionnaires (le « régime ») qui a été adopté en vue de garantir, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de la société sont traités équitablement en cas d'offres publiques d'achat visant la société. Le régime crée un droit qui est rattaché à chaque action ordinaire actuelle et émise par la suite. Jusqu'à la date de séparation, qui survient habituellement au moment d'une offre publique d'achat non sollicitée, aux termes de laquelle une personne fait l'acquisition ou tente de faire l'acquisition de 20 pour cent ou plus des actions ordinaires d'Encana, les droits ne peuvent être séparés des actions ordinaires, ne peuvent être exercés, et aucun certificat de droits distinct n'est émis. Chaque droit permet au porteur, sauf l'acquéreur de la tranche de 20 pour cent d'actions, à compter de la date de séparation et avant certains délais d'expiration, d'acquiescer une action ordinaire à 50 pour cent de son cours du marché au moment de l'exercice. Le régime a été modifié et reconfirmé à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2010 et doit être reconfirmé, tous les trois ans par la suite, à l'assemblée annuelle.

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

L'information suivante sur les évaluations de crédit d'Encana est donnée parce qu'elle se rapporte à ses coûts de financement et à sa liquidité. En particulier, les notes ont une incidence sur la capacité d'Encana d'obtenir du financement à court terme et à long terme et sur le coût de ce financement. De plus, la capacité d'Encana de réaliser certains financements garantis à un coût avantageux dépend de sa capacité à maintenir des notes concurrentielles. Une réduction de la note en vigueur attribuée par les agences de notation aux titres du financement par emprunt de la société, plus particulièrement une baisse en-deçà d'une note de première qualité pourrait avoir des répercussions négatives sur les coûts de financement de la société et son accès à des sources de liquidités et de capitaux. En outre, les modifications des notes peuvent nuire à la capacité de la société de conclure des opérations sur des instruments dérivés ou des opérations de couverture et se répercuter défavorablement sur les coûts associés à de telles opérations.

Le tableau suivant indique les notes accordées par les agences de notation respectives en date du 16 février 2011.

	Standard & Poor's Ratings Services (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)
Long terme – Titres de premier rang non garantis	BBB	Baa2	A (bas)
Court terme – papier commercial	A-2	P-2	R-1 (bas)
Perspective/tendance	stable	stable	négative

Les notes d'évaluation du crédit visent à donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes 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 en 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 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. 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 de l'émetteur à respecter son engagement financier sur l'obligation. Les notes à court terme du papier commercial canadien à court terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (élevé) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-2 est la quatrième catégorie en importance sur huit, et indique que l'émetteur devrait être en mesure de s'acquitter de ses engagements financiers.

Les notes 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. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf et est attribuée aux obligations qui présentent un risque de crédit modéré. Ces obligations sont considérées comme des titres de qualité intermédiaire et peuvent présenter certaines caractéristiques spéculatives. L'ajout d'un indicateur 1, 2 ou 3 après la note 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, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 indique un rang dans la partie inférieure de sa catégorie d'évaluation. Les notes 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 en importance de quatre catégories et indique que l'émetteur est tout à fait en mesure de rembourser ses emprunts à court terme.

Les notes 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. Une note A (bas) de DBRS fait partie de la troisième catégorie en importance sur dix et est attribuée aux obligations considérées comme des titres ayant une bonne qualité de crédit. La capacité d'acquitter les obligations financières est importante, mais de qualité inférieure à celle des entités qui ont reçu une note de crédit supérieure. L'ajout d'un indicateur « (haut) » ou « (bas) » après la note indique sa position relative au sein de la catégorie. Les évaluations du papier commercial et 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. La note R-1 (bas) correspond à la troisième catégorie en importance sur dix et indique que la qualité du crédit de la dette à court terme est bonne. La capacité d'acquitter les obligations financières à court terme lorsqu'elles deviennent exigibles est grande, mais la solidité globale n'est pas aussi favorable que celle des catégories qui ont une note supérieure. L'émetteur peut être vulnérable aux événements futurs, mais les facteurs négatifs existants sont considérés comme gérables. La tendance indique le sort éventuel de la note si les tendances actuelles se maintiennent.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Un déclassement de la note de crédit attribuée à Encana pourrait augmenter le coût de ses capitaux et limiter son accès aux capitaux, aux fournisseurs et ou aux contreparties » dans la présente notice annuelle.

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 sous le symbole « ECA ». Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois au cours de 2011.

	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	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ CA par action)			(en millions)	(\$ par action)			(en millions)
2011								
Janvier	32,59	28,39	32,27	57,9	32,67	28,52	32,27	96,9
Février	33,00	30,28	31,58	59,0	33,17	30,65	32,54	94,4
Mars	34,25	29,42	33,53	59,4	35,06	30,12	34,53	94,2
Avril	33,99	30,44	31,79	42,9	35,22	31,87	33,53	65,3
Mai	33,68	30,71	33,02	36,0	34,85	31,78	34,10	85,2
Juin	33,30	28,13	29,78	51,2	34,33	28,67	30,79	91,1
Juillet	30,42	27,96	28,03	35,0	32,23	29,27	29,29	69,4
Août	28,04	22,92	24,87	61,3	29,89	23,09	25,41	134,4
Septembre	25,14	19,86	20,17	56,2	25,75	18,99	19,21	96,2
Octobre	22,32	18,71	21,62	51,7	22,51	17,64	21,70	103,9
Novembre	21,81	18,62	20,55	49,6	21,59	17,76	20,05	94,6
Décembre	20,89	18,40	18,89	43,6	20,62	17,75	18,53	101,5

Au cours de 2011, de 2010 et de 2009, Encana pouvait se prévaloir de l'autorisation de la Bourse de Toronto en vue d'acheter des actions ordinaires aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal (« OPRCN »). La société n'a acheté aucune de ses actions ordinaires aux termes de son programme d'OPRCN au cours de 2011. En 2010, la société a acheté environ 15,4 millions d'actions ordinaires à un prix moyen d'environ 32,42 \$ l'action pour une contrepartie totale d'environ 499 millions de dollars. En 2009, la société n'a racheté aucune de ses actions ordinaires. Encana n'a pas renouvelé son programme d'OPRCN, qui a expiré le 13 décembre 2011.

Le 14 novembre 2011, Encana a réalisé un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets de premier rang non garantis assortis d'un taux de coupon de 3,90 pour cent d'un montant en capital de 600 millions de dollars échéant le 15 novembre 2021 et des billets de premier rang non garantis assortis d'un taux de coupon de 5,15 pour cent d'un montant en capital de 400 millions de dollars échéant le 15 novembre 2041.

Dividendes

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. Au cours de 2011 et de 2010, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action (0,80 \$ par action annuellement en 2011 et en 2010). Au cours des trois premiers trimestres de 2009, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action. Après l'opération de scission, au quatrième trimestre de 2009, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action (1,40 \$ par action annuellement en 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 opérationnels 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 opérationnels ou les flux de trésorerie d'Encana et, dans certains cas, sur sa réputation. Lorsqu'il s'agit d'évaluer l'importance des facteurs de risque précédents, Encana prend en considération un certain nombre de facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment les aspects financiers et réglementaires associés au facteur de risque en question ainsi que les aspects liés à l'exploitation et à la réputation de l'entreprise.

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. Les fluctuations des prix du gaz naturel ou 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. 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, 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). Une baisse importante ou prolongée du prix du gaz naturel pourrait entraîner un retard ou l'annulation des programmes de construction, de développement 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 et de forage, lesquels peuvent tous avoir une incidence défavorable sur les produits des activités ordinaires, la rentabilité et les flux de trésorerie de la société.

Les prix du pétrole sont déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale. Parmi les facteurs qui ont une incidence sur les prix du pétrole, 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, le prix des importations étrangères, la disponibilité de sources de combustibles de rechange et les conditions climatiques. Par le passé, les prix des LGN ont entretenu une corrélation avec les prix du pétrole, bien qu'ils aient été déterminés en fonction de l'offre et la demande des marchés des LGN internationaux et nationaux.

Au moins un fois l'an, Encana évalue la valeur comptable de ses actifs conformément aux normes comptables applicables. Si les prix du gaz naturel ou des liquides diminuent, la valeur comptable des actifs d'Encana pourrait être révisée à la baisse et les résultats nets 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 le maintien de la demande 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 situation générale des marchés financiers, y compris l'intérêt des investisseurs à faire des placements dans l'industrie pétrolière et gazière en général et dans les titres de la société en particulier, la capacité à obtenir et à conserver un financement à coût avantageux pour remplir ses engagements, les questions d'ordre environnemental, législatif et réglementaire, les augmentations inattendues des coûts, les redevances, les taxes et impôts, la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, la disponibilité du matériel de forage et d'autres types de matériel, l'accessibilité à des terrains, l'accessibilité à l'eau afin de réaliser des opérations de fracturation hydraulique, 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 persistants 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 la volatilité des taux de change, de l'inflation, des taux d'intérêt et des volumes généraux des activités d'investissement et de consommation, ainsi que des répercussions possibles sur les notes d'évaluation du crédit de la société, susceptibles de nuire à sa liquidité et à sa capacité d'obtenir du financement.

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 retards dans les projets peuvent se répercuter sur la réalisation des produits des activités ordinaires prévus, et des dépassements de coûts des projets pourraient rendre ces projets 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 opérationnels.

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.

Selon la législation en matière d'environnement, les puits, sites d'installations et autres biens liés aux activités d'Encana doivent être développés, 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 opérationnels 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 certains autres polluants atmosphériques. 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. Toutefois, le gouvernement fédéral a déclaré publiquement qu'il harmonisera sa législation sur les émissions de gaz à effet de serre avec celle des États-Unis. Puisque la démarche que le gouvernement des États-Unis adoptera et le moment de son adoption sont incertains, il est également incertain si ces gouvernements fédéraux mettront en œuvre une législation sur les émissions de gaz à effet de serre selon une démarche propre à l'économie en général ou à un secteur en particulier, comme sont incertains les types de mécanismes de conformité qui seront offerts à certains émetteurs. Actuellement, certaines provinces et certains États, y compris

l'Alberta et la Colombie-Britannique, ont instauré une législation sur l'émission de gaz à effet de serre qui influence des régions dans lesquelles la société exerce ses activités. 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.

De plus, aux États-Unis et au Canada, les gouvernements fédéraux et certains gouvernements d'États et de provinces examinent actuellement certains aspects des cadres scientifique, réglementaire et politique qui entourent les opérations de fracturation hydraulique. À l'heure actuelle, la plupart ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant le procédé de fracturation hydraulique et, à l'exception d'obligations supplémentaires de communication des facteurs d'ordre chimique dans bon nombre des territoires dans les lesquels la société exerce ses activités, ils n'ont pas donné de détails particuliers concernant des modifications importantes actuelles, proposées ou envisagées apportées au régime réglementaire de la fracturation hydraulique. Toutefois, certains groupes environnementaux et autres ont suggéré que des lois et des règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, d'État et municipaux pourraient être nécessaires pour réglementer plus étroitement le procédé de fracturation hydraulique et avancent des arguments indiquant que les techniques de fracturation hydraulique sont nuisibles pour l'eau de surface et les sources d'eau potable. De plus, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« EPA ») a entrepris une étude des impacts environnementaux possibles de la fracturation hydraulique, y compris les impacts sur les sources d'eau potable et la santé publique. L'EPA a également publié un projet de rapport soulignant les résultats de son étude sur l'eau souterraine dans le champ de gaz naturel Pavillion de la société au Wyoming. Bien que le projet de rapport de l'EPA n'ait pas fait l'objet d'une vérification scientifique de la part d'un tiers qualifié, toute implication d'un lien éventuel entre la fracturation hydraulique et la qualité de l'eau souterraine pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats opérationnels ou la réputation d'Encana.

En outre, certains gouvernements dans les territoires où la société n'exerce actuellement aucune activité ont envisagé un moratoire temporaire sur la fracturation hydraulique jusqu'à ce que d'autres études puissent être réalisées et certains gouvernements ont adopté des règlements qui imposeraient des obligations d'octroi de permis, de communication et de construction de puits plus sévères à l'égard des activités de fracturation hydraulique; d'autres gouvernement envisagent l'adoption de tels règlements. Les nouvelles lois, les nouveaux règlements ou les exigences d'octroi de permis concernant la fracturation hydraulique pourraient entraîner des retards sur le plan de l'exploitation, une augmentation des coûts opérationnels ou des réclamations de la part de tiers ou de gouvernements et pourraient augmenter les coûts associés à la conformité de la société et à l'exercice de ses activités, ainsi que réduire les quantités de gaz naturel que la société sera en mesure de produire en fin de compte à partir de ses réserves.

Ces programmes fédéraux et régionaux étant en voie d'élaboration, Encana n'est pas en mesure de prédire toute l'ampleur de l'incidence des règlements éventuels sur son entreprise. Par conséquent, il est possible que le respect de la législation sur les émissions et la fracturation hydraulique entraîne une hausse des charges opérationnelles de la société.

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 futures de gaz naturel, de pétrole et de LGN 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 liées aux activités opérationnelles sont insuffisants et que les sources de capitaux externes sont limitées, Encana pourra difficilement faire les dépenses en immobilisations requises pour maintenir et accroître ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN. 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 relatives aux réserves et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs d'Encana sont incertaines.

Plusieurs incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN, 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, de pétrole et de LGN 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 charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations futures, l'offre de capitaux à l'avenir, 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 hypothèses et facteurs 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, de pétrole et de LGN 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 des activités ordinaires 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 des activités ordinaires, 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 par la suite 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 réalisées et latentes.

La nature des activités de la société entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises. 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.

Aux termes des IFRS, 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 résultat net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité du résultat 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. 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, du pétrole ou des LGN pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations de livraison 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 liés aux activités opérationnelles habituellement liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN 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'interrrompre 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 pétrole, de LGN et autres produits connexes, au forage et à la complétion de puits de gaz naturel et de pétrole, ainsi qu'à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains de gaz naturel et de pétrole, 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 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 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 se répercuter sur les frais de la société et avoir 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 développés 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 est soumise au risque de contrepartie.

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 défaut de paiement aux termes de ventes de marchandises ou d'opérations sur instruments financiers dérivés. Encana peut être touchée par les défauts de ses partenaires suivant les financements qu'ils ont contractés pour des projets d'immobilisations. Le risque associé au rendement peut avoir une incidence sur les activités d'Encana si ses contreparties ne lui livrent pas les produits ou les services prévus par contrat, ce qui pourrait perturber des projets ou l'efficacité de l'exploitation.

Le déclassement de la note de crédit d'Encana pourrait augmenter le coût de ses capitaux et limiter son accès aux capitaux, aux fournisseurs ou aux contreparties.

Les agences de notation évaluent périodiquement la société et fondent leurs notes accordées à sa dette à long terme et à court terme sur un certain nombre de facteurs. Parmi ces facteurs figurent la santé financière de la société, ainsi que des facteurs qu'elle ne maîtrise pas entièrement, y compris la situation de l'industrie du pétrole et du gaz en général et la situation globale de l'économie. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs notes de crédit de la société ne seront pas déclassées.

Les frais d'emprunt de la société et sa capacité à réunir des fonds sont directement touchés par ses notes de crédit. Ces notes peuvent être importantes pour les fournisseurs ou les contreparties lorsqu'ils cherchent à conclure certaines opérations, y compris les opérations mettant en jeu des dérivés négociés hors bourse. Le

déclassement d'une note de crédit pourrait éventuellement nuire à la capacité de la société à conclure des ententes avec les fournisseurs ou les contreparties et à se livrer à certaines opérations et pourrait limiter l'accès qu'a la société aux marchés du crédit privés et publics et augmenter ses frais d'emprunt aux termes de ses facilités de crédit existantes. Un déclassement pourrait également limiter l'accès qu'a la société aux marchés des titres d'emprunt à court terme, augmenter les frais d'emprunt sur ces marchés et ceux aux titres d'emprunt à long terme et déclencher des exigences de constitution d'une garantie se rapportant aux passifs dérivés physiques et financiers pour certaines contreparties chargées de la commercialisation, des contrats de construction d'installations et des fournisseurs de services de construction de pipelines et de services intermédiaires.

Relativement à certains contrats dérivés hors bourse et à d'autres ententes de négociation, la société pourrait être tenue de fournir une garantie supplémentaire ou de mettre fin à des opérations avec certaines contreparties advenant un déclassement de sa note de crédit. Si l'une ou l'autre des situations précédentes devait se produire, elle pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à exécuter certains aspects de sa stratégie commerciale, y compris les opérations de couverture, et pourrait avoir un effet défavorable important sur ses liquidités et la situation de son compte de capital.

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.

Le versement des dividendes et l'établissement de leur montant sont des décisions prises à l'appréciation du conseil d'administration de la société en fonction de nombreux facteurs qui peuvent changer à l'occasion.

Bien que la société compte actuellement verser des dividendes en espèces trimestriels à ses actionnaires, ces dividendes en espèces peuvent être réduits ou suspendus. Le montant des liquidités dont dispose la société pour verser des dividendes, s'il en est, peut varier grandement d'une période à l'autre pour un certain nombre de raisons, notamment, le rendement opérationnel et financier d'Encana, les fluctuations des coûts de production du gaz naturel, du pétrole et des LGN, le montant des liquidités requises ou mises de côté aux fins du service ou du remboursement de la dette, le montant requis pour financer les dépenses en immobilisations et les besoins de fonds de roulement, l'accès aux marchés des capitaux propres, les taux de change et les taux d'intérêt et les facteurs de risque dont il est question dans la présente notice annuelle.

La décision de verser ou non des dividendes et le montant de ceux-ci est prise à l'appréciation du conseil d'administration de la société, qui évalue périodiquement les versements des dividendes proposés de la société et les exigences des tests de solvabilité de la LCSA. De plus, le montant des dividendes par action ordinaire sera influencé par le nombre d'actions ordinaires et d'autres titres en circulation qui peuvent avoir le droit de recevoir des dividendes en espèces ou d'autres formes de paiement. Les dividendes peuvent être augmentés, réduits ou suspendus selon le succès opérationnel de la société et le rendement de ses actifs. La valeur au marché des actions ordinaires peut diminuer si la société n'est pas en mesure de combler les attentes au titre des dividendes à l'avenir, et la diminution pourrait être importante.

Les établissements à l'étranger de la société l'exposeront à des risques propres aux activités exercées à l'étranger, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats opérationnels.

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

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts des actions ordinaires de la société est Compagnie Trust CIBC Mellon :

Au Canada :

Canadian Stock Transfer Company
C.P. 700, succursale B
Montréal (Québec) H3B 3K3

Aux États-Unis :

Computershare
480 Washington Blvd.
Jersey City (New Jersey)
United States of America 07310

Canadian Stock Transfer Company Inc. agit à titre d'agent administratif de Compagnie Trust CIBC Mellon.

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 1-416-682-3863

Les actionnaires peuvent également transmettre leur demande par le site Web de l'agent des transferts au www.canstockta.com/investorinquiry.

Experts intéressés

Les auditeurs indépendants de la société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, qui ont remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 23 février 2012 à l'égard des états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2011, au 31 décembre 2010 et au 1^{er} janvier 2010 et pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2011, et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2011. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a fait savoir 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 un pour cent de toutes les catégories de titres d'Encana.

Renseignements supplémentaires

Il est possible d'obtenir d'autres renseignements sur Encana sur SEDAR au www.sedar.com et sur EDGAR au www.sec.gov.

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs des titres d'Encana et les options sur 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 audités et le rapport de gestion d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

La convention relative à l'arrangement et la convention de scission et de transition, décrites à la rubrique « Développement général de l'activité – Événements récents – 2009 », 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 sa stratégie d'augmenter son portefeuille de zones de ressources productrices de gaz naturel, de pétrole et de LGN, la réalisation des ententes négociées avec Mitsubishi, y compris les modalités, leur date de clôture, le montant de l'investissement, l'engagement de financement et le développement de terrains de gaz naturel par ailleurs non développés, la date prévue de la première production du champ de gaz Deep Panuke, 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, y compris les conventions de traitement en coupes profondes qui permettront d'accumuler plus de valeur et d'augmenter les rendements, et le temps nécessaire pour atteindre ces capacités et quantités, la conclusion de la sortie de certains actifs ou d'autres opérations, la réalisation d'efficacités au titre des capitaux et de l'exploitation, le financement des frais de développement futurs au moyen de coentreprises, l'expansion des marchés du gaz naturel en Amérique du Nord, les estimations de la production de 2012, l'agrandissement des usines de collecte et de traitement et d'autres installations, les estimations des réserves, y compris les estimations des réserves suivant différents scénarios de prix, les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves déterminées au moyen de prix et de coûts prévisionnels ou au moyen des prix constants de la SEC, le montant des dépenses à engager pour respecter les règlements et la législation sur l'environnement, y compris les estimations des coûts éventuels du carbone, les coûts opérationnels, les coûts de revalorisation des sites, y compris les frais de remise en valeur et d'abandon, le maintien de notes d'évaluation du crédit satisfaisantes, les litiges en instance, les programmes d'exploration, les programmes d'acquisitions et d'aliénation 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 contribuent à la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui peut faire en sorte que les résultats financiers et le rendement réel de la société pour des périodes futures soient considérablement différents des estimations ou des projections de rendements futurs ou des résultats exprimés ou suggérés par ces déclarations prospectives. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment les suivants : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris les périodes importantes ou prolongées de diminution de ces prix et les hypothèses qui les concernent; les hypothèses fondées sur les orientations actuelles d'Encana; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; le risque que la société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations (y compris des dépenses d'investissement de tiers, des ententes d'amodiation ou des conventions de société de personnes, qu'Encana peut s'appeler à l'occasion des « coentreprises ») si diverses conditions ne sont pas remplies; l'offre et la demande des produits; la concurrence sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation d'Encana et de ses filiales, y compris le risque de crédit, l'imprécision d'estimations des réserves et des quantités récupérables de gaz naturel et de liquides provenant des zones de ressources et d'autres sources qui ne sont pas actuellement considérées comme des réserves prouvées, probables ou possibles ou des ressources économiques éventuelles, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les marges de commercialisation; les interruptions éventuelles ou les difficultés d'ordre technique inattendues dans la mise au point de nouvelles installations; les augmentations de coût de construction ou de modification d'installations de traitement ou les difficultés d'ordre technique inattendues qui s'y rapportent; les risques associés à la technologie; la capacité d'Encana à acquérir des réserves ou en découvrir de nouvelles; les activités de couverture se traduisant par des pertes réalisées et latentes, les pertes imputables à l'interruption des activités et à des accidents; le risque que la société n'exploite pas l'ensemble de ses terrains et actifs; le risque lié aux contreparties; le déclassement des notes de crédit et ses effets défavorables; la responsabilité à l'égard d'obligations d'indemnisation de tiers; la variabilité des dividendes devant être versés; la capacité de la société à générer, à partir de son exploitation, des flux de trésorerie 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; le calendrier et le coût de construction des puits et des pipelines; la capacité d'Encana à assurer le transport adéquat des produits; les modifications à la réglementation et aux lois en matière de redevances, d'impôts,

d'environnement, de gaz à effet de serre, de carbone, de comptabilité et à d'autres règlements ou lois ou de l'interprétation qui en est faite; les conditions économiques et politiques des pays où la société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux actions réglementaires et aux poursuites judiciaires actuelles et futures éventuelles prises contre la société; les risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières. Même si Encana estime que les attentes exprimées dans ces déclarations prospectives sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Les lecteurs doivent savoir que la liste des facteurs importants qui précède n'est pas exhaustive. De plus, les hypothèses concernant les déclarations prospectives comprennent généralement les attentes et les projections actuelles d'Encana qui reposent sur son expérience antérieure et sa perception des tendances antérieures, y compris la conversion de ressources en réserves et en production ainsi que les attentes concernant les taux de progression et d'innovation, et correspondent généralement à cette expérience et cette perception, et sont généralement conformes à son expérience antérieure et éclairée par celle-ci, qui sont toutes soumises aux facteurs de risque indiqués ailleurs dans la présente notice annuelle.

Les hypothèses relatives à l'information prospective concernant les volumes de production et d'extraction accrus de pétrole et de LGN d'Encana se fondent sur l'agrandissement présentement en cours des installations de traitement du gaz naturel dans les régions où Encana exerce ses activités et l'augmentation et le développement continus de la production du pétrole et de LGN à partir de terrains existants faisant partie de son portefeuille d'actifs.

En outre, 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 données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 impose des normes d'information sur les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. Avant 2011, Encana s'est fondée sur une dispense des exigences du Règlement 51-101, accordée par les autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui lui permettait de fournir l'information sur les réserves, le pétrole et le gaz conformément aux exigences d'information applicables aux États-Unis. Depuis l'expiration de cette dispense, Encana a fourni et continue de fournir dans sa notice annuelle de l'information annuelle conforme aux exigences du Règlement 51-101. Le protocole canadien de communication figure à l'**Annexe A** et à la rubrique « Description de l'activité ». Le 4 janvier 2011, Encana a obtenu une dispense de certaines exigences du Règlement 51-101 lui permettant de fournir certains renseignements préparés conformément aux exigences d'information applicables aux États-Unis; ces renseignements s'ajoutent à ceux du protocole canadien de communication. Ces renseignements figurent principalement à l'**Annexe D**.

Se reporter à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle pour une description des principales différences entre les exigences d'information selon les normes canadiennes et les normes des États-Unis.

L'information sur la production qui figure dans les descriptions de la présente notice annuelle est donnée sur une base nette (après redevances), sauf indication contraire.

Annexe A - Protocole canadien de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Dans la présente annexe, Encana fournit de l'information sur ses réserves, le pétrole et le gaz conformément aux exigences du Règlement 51-101. Se reporter à la rubrique « Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz ». La date d'effet de l'information sur les réserves, le pétrole et le gaz ci-après donnée est le 31 décembre 2011, et cette information a été établie le 15 février 2012.

Depuis sa création, Encana a retenu les services d'ERQI pour évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et préparer des rapports sur celles-ci tous les ans. Pour obtenir d'autres renseignements concernant le processus des réserves, se reporter à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle.

Les données relatives aux réserves résument les réserves estimées du gaz naturel, de pétrole et des LGN d'Encana et les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs tirés de ces réserves déterminées au moyen de prix et coûts prévisionnels, telles qu'évaluées par les ERQI d'Encana. Les évaluations ont été préparées conformément aux procédures et aux normes exposées dans le manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (*Canadian Oil and Gas Evaluation handbook*) (le « manuel COGE »). Les définitions de réserves utilisées sont celles contenues dans le manuel COGE et le Règlement 51-101.

Les résultats des évaluations sont résumés dans les tableaux suivant de la présente annexe. Toutes les évaluations des produits des activités ordinaires futurs sont indiquées après déduction des charges fiscales futures (sauf indication contraire), des redevances, des coûts de développement, de production et d'abandon de puits, mais avant l'examen des coûts indirects comme les charges générales et administratives et certains coûts d'abandon et de remise en état. Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ne représentent pas nécessairement la juste valeur marchande des réserves d'Encana. Rien ne garantit que le prix prévisionnel et les hypothèses de coût utilisées pour la préparation des évaluations se réaliseront, et les variations pourraient être importantes. Les estimations de réserves mentionnées aux présentes constituent seulement des estimations et rien ne garantit que les réserves estimées seront récupérées. Les réserves actuelles sur les terrains d'Encana peuvent être supérieures ou inférieures à celles calculées.

Pour obtenir d'autres renseignements concernant le processus des réserves, se reporter à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle.

Ces types de produits sont mentionnés dans les tableaux de la présente annexe :

- **Méthane de houille**, qui comprend le méthane de houille mélangé à des sables à gaz de faible profondeur, situé dans la zone de ressources clé de l'UEC dans la division canadienne.
- **Gaz de schiste**, qui comprend le gaz de schiste de Horn River dans la division canadienne et de Barnett et Haynesville dans la division des États-Unis.
- **Autre**, qui comprend le gaz naturel autre que le méthane de houille et le gaz de schiste. Les réserves et la production comprennent les zones de ressources clés suivantes : Greater Sierra (à l'exclusion des schistes de Horn River), Cutbank Ridge et Bighorn dans la division canadienne ainsi que Jonah, Piceance et la majeure partie du Texas dans la division des États-Unis.
- **Pétrole et LGN**, qui comprennent les LGN plus le pétrole léger et moyen, lorsque ce pétrole léger et moyen n'est pas important.

Données relatives aux réserves (protocole canadien)

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz naturel ¹⁾ (Prix prévisionnels et coûts; avant et après redevances)

Au 31 décembre 2011

Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi ³)								Pétrole et LGN (Mb)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes		
Prouvées										
Développées exploitées	945	982	215	205	2 049	1 810	3 209	2 997	39,9	37,9
Développées inexploitées	223	221	-	-	409	394	632	615	2,0	1,7
Non développées	651	637	458	426	2 117	1 932	3 226	2 995	64,6	54,8
Total des réserves prouvées	1 819	1 840	673	631	4 575	4 136	7 067	6 607	106,5	94,4
Probables	411	417	681	585	1 796	1 608	2 888	2 610	42,9	35,7
Total des réserves prouvées et probables	2 230	2 257	1 354	1 216	6 371	5 744	9 955	9 217	149,4	130,1

Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi ³)								Pétrole et LGN (Mb)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes		
Prouvées										
Développées exploitées	-	-	651	518	3 106	2 571	3 757	3 089	24,7	20,2
Développées inexploitées	-	-	2	1	325	267	327	268	5,4	4,4
Non développées	-	-	2 523	2 001	1 825	1 476	4 348	3 477	17,2	14,0
Total des réserves prouvées	-	-	3 176	2 520	5 256	4 314	8 432	6 834	47,3	38,6
Probables	-	-	3 374	2 691	2 885	2 388	6 259	5 079	24,5	20,1
Total des réserves prouvées et probables	-	-	6 550	5 211	8 141	6 702	14 691	11 913	71,8	58,7

Total Encana

	Gaz naturel (Gpi ³)								Pétrole et LGN (Mb)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes		
Prouvées										
Développées exploitées	945	982	866	723	5 155	4 381	6 966	6 086	64,6	58,1
Développées inexploitées	223	221	2	1	734	661	959	883	7,4	6,1
Non développées	651	637	2 981	2 427	3 942	3 408	7 574	6 472	81,8	68,8
Total des réserves prouvées	1 819	1 840	3 849	3 151	9 831	8 450	15 499	13 441	153,8	133,0
Probables	411	417	4 055	3 276	4 681	3 996	9 147	7 689	67,4	55,8
Total des réserves prouvées et probables	2 230	2 257	7 904	6 427	14 512	12 446	24 646	21 130	221,2	188,8

Notes :

- 1) Définitions
 - a) Réserves « brutes » désignent la participation directe d'Encana avant déduction des obligations liées aux redevances estimées, excluant tout droit à une redevance.
 - b) Réserves « nettes » désignent la participation directe d'Encana après déduction des obligations liées aux redevances estimées, y compris le droit d'Encana à une redevance.
 - c) « Réserves » désignent les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction de ce qui suit : l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie; l'utilisation de la technologie connue; et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables.
 - d) Réserves « prouvées » désignent les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
 - e) Réserves « probables » désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.
 - f) « Développées exploitées » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
 - g) « Développées inexploitées » désignent les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
 - h) « Non développées » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (Prix et coûts prévisionnels; avant impôts)

Au 31 décembre 2011

Division canadienne

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	11 307	8 317	6 533	5 393	4 612
Développées inexploitées	981	724	587	500	436
Non développées	10 009	5 303	2 979	1 677	885
Total des réserves prouvées	22 297	14 344	10 099	7 570	5 933
Probables	12 496	5 893	3 301	2 054	1 366
Total des réserves prouvées et probables	34 793	20 237	13 400	9 624	7 299

Division des États-Unis

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	12 086	8 842	6 906	5 663	4 814
Développées inexploitées	1 297	926	704	559	458
Non développées	8 714	5 045	3 005	1 790	1 027
Total des réserves prouvées	22 097	14 813	10 615	8 012	6 299
Probables	15 531	7 442	3 771	1 927	933
Total des réserves prouvées et probables	37 628	22 255	14 386	9 939	7 232

Total Encana**Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de**

<i>(en millions de dollars)</i>	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	23 393	17 159	13 439	11 056	9 426
Développées inexploitées	2 278	1 650	1 291	1 059	894
Non développées	18 723	10 348	5 984	3 467	1 912
Total des réserves prouvées	44 394	29 157	20 714	15 582	12 232
Probables	28 027	13 335	7 072	3 981	2 299
Total des réserves prouvées et probables	72 421	42 492	27 786	19 563	14 531

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (Prix et coûts prévisionnels; après impôts)

Au 31 décembre 2011

Division canadienne**Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de**

<i>(en millions de dollars)</i>	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	10 151	7 639	6 120	5 131	4 443
Développées inexploitées	735	544	444	380	333
Non développées	7 505	3 831	2 008	989	372
Total des réserves prouvées	18 391	12 014	8 572	6 500	5 148
Probables	9 369	4 359	2 388	1 443	925
Total des réserves prouvées et probables	27 760	16 373	10 960	7 943	6 073

Division des États-Unis**Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de**

<i>(en millions de dollars)</i>	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	9 509	7 057	5 557	4 579	3 903
Développées inexploitées	830	598	459	368	304
Non développées	5 550	3 226	1 942	1 178	696
Total des réserves prouvées	15 889	10 881	7 958	6 125	4 903
Probables	9 915	4 701	2 359	1 187	554
Total des réserves prouvées et probables	25 804	15 582	10 317	7 312	5 457

Total Encana
Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de

<i>(en millions de dollars)</i>	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Prouvées					
Développées exploitées	19 660	14 696	11 677	9 710	8 346
Développées inexploitées	1 565	1 142	903	748	637
Non développées	13 055	7 057	3 950	2 167	1 068
Total des réserves prouvées	34 280	22 895	16 530	12 625	10 051
Probables	19 284	9 060	4 747	2 630	1 479
Total des réserves prouvées et probables	53 564	31 955	21 277	15 255	11 530

Information additionnelle concernant les produits des activités ordinaires nets futurs (prix et coûts prévisionnels; non actualisés)
Au 31 décembre 2011

<i>(en millions de dollars)</i>	Division canadienne		Division des États-Unis		Total	
	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables
Produits	46 960	69 736	52 493	95 467	99 453	165 203
Redevances, et taxes à la production et impôts miniers	4 079	6 706	12 657	22 394	16 736	29 100
Coûts opérationnels	12 321	17 276	8 597	14 986	20 918	32 262
Frais de développement	7 296	9 846	8 249	19 259	15 545	29 105
Frais d'abandon	967	1 115	893	1 200	1 860	2 315
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu	22 297	34 793	22 097	37 628	44 394	72 421
Impôts sur le revenu	3 906	7 033	6 208	11 824	10 114	18 857
Produits des activités ordinaires après impôts sur le revenu	18 391	27 760	15 889	25 804	34 280	53 564

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production (prix et coûts prévisionnels)

Au 31 décembre 2011

<i>(actualisés à 10 % par année, en millions de dollars)</i>	Gaz naturel				Total	
	Méthane de houille et gaz de schiste ¹⁾		Gaz associé et gaz non associé ²⁾		Prouvées	Prouvées et probables
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables		
Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu	5 269	8 128	15 445	19 658	20 714	27 786
Valeur unitaire (\$/kpi)³⁾	1,06	0,94	1,83	1,58	1,54	1,32

Notes :

- 1) Comprend les sous-produits.
- 2) Y compris les sous-produits ainsi que les produits des activités ordinaires nets futurs du pétrole (y compris le gaz dissout et d'autres sous-produits) qui ne sont pas importants.
- 3) Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nets.

Hypothèses de prix (prix prévisionnels)

Pour estimer les données relatives aux réserves d'Encana au moyen de prix et coûts prévisionnels, les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont retenu les hypothèses de prix et de taux de change suivants. Ces hypothèses ont été fournies par Encana, d'après l'information sur le prix de GLJ Petroleum Consultants Ltd., et il s'agit des mêmes hypothèses de prix que celles employées pour le scénario présenté à la rubrique « Réserves nettes prouvées (protocole des États-Unis) » de l'**annexe D** de la présente notice annuelle.

Année	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Taux de change ²⁾	Taux d'inflation ³⁾
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$ CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Edmonton ¹⁾ (\$ CA/b)	\$ US/ \$CA	%/an
2011 ^(4, 5)	4,04	3,67	95,11	95,56	1,01	3,0
2012	3,80	3,49	97,00	97,96	0,98	2,0
2013	4,50	4,13	100,00	101,02	0,98	2,0
2014	5,00	4,59	100,00	101,02	0,98	2,0
2015	5,50	5,05	100,00	101,02	0,98	2,0
2016	6,00	5,51	100,00	101,02	0,98	2,0
2017-2021	6,50 - 7,17	5,97 - 6,58	100,00 - 107,56	101,02 - 108,73	0,98	2,0
Par la suite :	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	0,98	2,0

Notes :

- 1) Léger non corrosif à Edmonton.
- 2) Taux de change utilisés pour générer les prix de référence canadien dans ce tableau.
- 3) Taux d'inflation des coûts par défaut. Les situations d'inflation anormales dans certaines régions sont traitées individuellement en augmentant directement les estimations des coûts des années concernées.
- 4) Prix historiques moyens pondérés réels pour 2011.
- 5) Les prix moyens pondérés d'Encana pour 2011, excluant l'incidence des opérations de couverture réalisées, étaient de 4,18 \$/kpi³ pour le gaz naturel et de 85,20 \$/b pour le pétrole et les LGN.

Variation des réserves (avant redevances)

Les tableaux suivants donnent la variation des réserves brutes de gaz naturel, de pétrole et des LGN d'Encana pour l'année terminée le 31 décembre 2011, au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Réserves prouvées (coûts et prix prévisionnels; avant redevances)

Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	1 810	511	4 434	6 755	61,9	7 126
Extensions et récupération améliorée	148	138	522	808	48,9	1 101
Révisions techniques	32	225	132	389	6,5	428
Découvertes	-	-	10	10	0,8	15
Acquisitions	25	-	57	82	0,3	84
Aliénations	(5)	(33)	(149)	(187)	(6,1)	(223)
Facteurs économiques	(30)	(134)	(70)	(234)	0,2	(233)
Production	(161)	(34)	(361)	(556)	(6,0)	(592)
31 décembre 2011	1 819	673	4 575	7 067	106,5	7 706

Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	-	3 445	5 854	9 299	47,4	9 584
Extensions et récupération améliorée	-	675	211	886	1,8	898
Révisions techniques	-	587	(14)	573	2,4	587
Découvertes	-	-	1	1	1,9	12
Acquisitions	-	-	28	28	-	28
Aliénations	-	(1 100)	(216)	(1 316)	(1,8)	(1 327)
Facteurs économiques	-	(138)	(44)	(182)	(0,1)	(183)
Production	-	(293)	(564)	(857)	(4,3)	(883)
31 décembre 2011	-	3 176	5 256	8 432	47,3	8 716

Total Encana

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	1 810	3 956	10 288	16 054	109,3	16 710
Extensions et récupération améliorée	148	813	733	1 694	50,7	1 999
Révisions techniques	32	812	118	962	8,9	1 015
Découvertes	-	-	11	11	2,7	27
Acquisitions	25	-	85	110	0,3	112
Aliénations	(5)	(1 133)	(365)	(1 503)	(7,9)	(1 550)
Facteurs économiques	(30)	(272)	(114)	(416)	0,1	(416)
Production	(161)	(327)	(925)	(1 413)	(10,3)	(1 475)
31 décembre 2011	1 819	3 849	9 831	15 499	153,8	16 422

Réserves probables (coûts et prix prévisionnels; avant redevances)

Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	463	502	1 695	2 660	23,1	2 799
Extensions et récupération améliorée	44	102	261	407	22,3	540
Révisions techniques	(94)	(78)	(84)	(256)	(0,6)	(260)
Découvertes	-	-	16	16	1,6	26
Acquisitions	6	79	10	95	-	95
Aliénations	(1)	(18)	(94)	(113)	(3,9)	(137)
Facteurs économiques	(7)	94	(8)	79	0,4	82
Production	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2011	411	681	1 796	2 888	42,9	3 145

Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	-	3 528	3 765	7 293	29,3	7 468
Extensions et récupération améliorée	-	1 994	911	2 905	4,0	2 928
Révisions techniques	-	(1 771)	(1 741)	(3 512)	(10,0)	(3 571)
Découvertes	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	45	45	1,3	53
Aliénations	-	(286)	(54)	(340)	(0,1)	(340)
Facteurs économiques	-	(91)	(41)	(132)	-	(132)
Production	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2011	-	3 374	2 885	6 259	24,5	6 406

Total Encana

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	463	4 030	5 460	9 953	52,4	10 267
Extensions et récupération améliorée	44	2 096	1 172	3 312	26,3	3 468
Révisions techniques	(94)	(1 849)	(1 825)	(3 768)	(10,6)	(3 831)
Découvertes	-	-	16	16	1,6	26
Acquisitions	6	79	55	140	1,3	148
Aliénations	(1)	(304)	(148)	(453)	(4,0)	(477)
Facteurs économiques	(7)	3	(49)	(53)	0,4	(50)
Production	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2011	411	4 055	4 681	9 147	67,4	9 551

Réserves prouvées et probables (coûts et prix prévisionnels; avant redevances)

Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	2 273	1 013	6 129	9 415	85,0	9 925
Extensions et récupération améliorée	192	240	783	1 215	71,2	1 641
Révisions techniques	(62)	147	48	133	5,9	168
Découvertes	-	-	26	26	2,4	41
Acquisitions	31	79	67	177	0,3	179
Aliénations	(6)	(51)	(243)	(300)	(10,0)	(360)
Facteurs économiques	(37)	(40)	(78)	(155)	0,6	(151)
Production	(161)	(34)	(361)	(556)	(6,0)	(592)
31 décembre 2011	2 230	1 354	6 371	9 955	149,4	10 851

Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	-	6 973	9 619	16 592	76,7	17 052
Extensions et récupération améliorée	-	2 669	1 122	3 791	5,8	3 826
Révisions techniques	-	(1 184)	(1 755)	(2 939)	(7,6)	(2 984)
Découvertes	-	-	1	1	1,9	12
Acquisitions	-	-	73	73	1,3	81
Aliénations	-	(1 386)	(270)	(1 656)	(1,9)	(1 667)
Facteurs économiques	-	(229)	(85)	(314)	(0,1)	(315)
Production	-	(293)	(564)	(857)	(4,3)	(883)
31 décembre 2011	-	6 550	8 141	14 691	71,8	15 122

Total Encana

	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)	Total (Gpi ³ e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2010	2 273	7 986	15 748	26 007	161,7	26 977
Extensions et récupération améliorée	192	2 909	1 905	5 006	77,0	5 467
Révisions techniques	(62)	(1 037)	(1 707)	(2 806)	(1,7)	(2 816)
Découvertes	-	-	27	27	4,3	53
Acquisitions	31	79	140	250	1,6	260
Aliénations	(6)	(1 437)	(513)	(1 956)	(11,9)	(2 027)
Facteurs économiques	(37)	(269)	(163)	(469)	0,5	(466)
Production	(161)	(327)	(925)	(1 413)	(10,3)	(1 475)
31 décembre 2011	2 230	7 904	14 512	24 646	221,2	25 973

Réserves non développées, facteurs ou incertitudes significatifs et frais de développement futurs

Réserves non développées

Les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées lorsque les avantages techniques, les considérations commerciales et les plans de développement le justifient. Ces occasions de développement sont poursuivies à un rythme qui dépend de la disponibilité et de la répartition des capitaux. En conséquence, le développement est prévu au-delà des deux années suivantes. Le développement de toutes les réserves prouvées et probables non développées au 31 décembre 2011 est prévu au cours des cinq ou huit prochaines années respectivement au Canada et aux États-Unis.

Le tableau qui suit indique, pour chaque type de produit, les volumes de réserves prouvées non développées qui avaient été initialement attribués à chacun des trois derniers exercices et, globalement, avant cette période.

Réserves prouvées non développées

	Gaz naturel (Gpi ³)						Pétrole et LGN (Mb)			
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice		
Auparavant	923	923	368	368	4 611	4 611	5 902	5 902	42,1	42,1
2009	-	559	832	1 217	1 222	4 500	2 054	6 276	11,6	38,1
2010	282	688	1 161	2 808	1 105	4 449	2 548	7 945	18,7	53,8
2011	73	651	657	2 981	914	3 942	1 644	7 574	21,8	81,8

Le tableau qui suit indique, pour chaque type de produit, les volumes de réserves probables non développées qui avaient été initialement attribués à chacun des trois derniers exercices et, globalement, avant cette période.

Réserves probables non développées

	Gaz naturel (Gpi ³)						Pétrole et LGN (Mb)			
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice		
Auparavant	166	166	593	593	4 671	4 671	5 430	5 430	46,9	46,9
2009	-	182	1 771	2 264	1 421	4 419	3 192	6 865	10,1	41,8
2010	67	290	2 289	3 889	1 459	4 901	3 815	9 080	12,9	42,6
2011	36	232	2 017	3 880	1 176	4 085	3 229	8 197	15,5	52,7

Facteurs ou incertitudes significatifs

Le calendrier de développement de nos réserves non développées s'appuie sur des hypothèses de prix prévisionnels pour déterminer la rentabilité des projets. Les prix réels peuvent être beaucoup plus bas ou élevés, ce qui peut entraîner le retard ou l'accélération de certains projets, selon le cas. Pour d'autres renseignements, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

Les fluctuations de prix des produits, des dépenses en immobilisations, des coûts opérationnels, des régimes de redevances et du rendement des puits, indépendantes de notre volonté peuvent avoir des effets importants sur nos réserves.

Frais de développement futurs

Le tableau ci-après résume les frais de développement d'Encana déduits de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables, produits estimés au moyen des prix et coûts prévisionnels qui ne sont pas actualisés.

<i>(en millions de dollars)</i>	Division canadienne		Division des États-Unis		Total Encana	
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables
2012	1 204	1 319	964	1 310	2 168	2 629
2013	1 650	1 883	1 684	2 306	3 334	4 189
2014	1 425	1 865	2 007	2 849	3 432	4 714
2015	1 197	1 623	1 680	2 621	2 877	4 244
2016	920	1 757	1 684	3 059	2 604	4 816
Reste	900	1 399	230	7 114	1 130	8 513
Total	7 296	9 846	8 249	19 259	15 545	29 105

Les frais de développement futurs sont associés aux réserves, telles qu'elles ont été évaluées par les ERQI, et ne représentent pas nécessairement le budget d'exploration et de mise en valeur d'Encana. Encana s'attend à financer ses frais de développement futurs au moyen de flux de trésorerie futurs, de l'encaisse disponible, des aliénations, des coentreprises ou d'une combinaison de ces éléments.

Travaux d'abandon, impôts et coûts engagés

Coûts d'abandon et de remise en état

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. La charge au titre de l'obligation de mise hors service d'immobilisations est estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs du règlement. Les flux de trésorerie actualisés reposent sur des estimations de la vie de la réserve, des coûts de mise hors service, des taux d'actualisation et des taux d'inflation futurs. En 2011, les dépenses engagées pour le strict respect de la réglementation environnementale n'ont pas été importantes, tout comme les dépenses allant au-delà du strict respect de cette réglementation. Selon l'estimation actuelle d'Encana, le coût futur total prévu non actualisé des travaux d'abandon et de remise en état est d'environ 4,4 milliards de dollars (415 millions de dollars actualisés à un taux de 10 pour cent). Au 31 décembre 2011, Encana a comptabilisé une charge au titre de la mise hors service de 1 043 millions de dollars. Ces estimations englobent l'abandon de 21 469 puits nets. Au cours des trois prochains exercices, les coûts d'abandon et de remise en état des puits nets d'Encana devraient atteindre un total d'environ 138 millions de dollars (120 millions de dollars actualisés à un taux de 10 pour cent).

Aux fins des évaluations de réserves préparées par les ERQI, les coûts déduits au titre des coûts d'abandon dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs ne comprennent pas les coûts d'abandon et de remise en état des installations et des puits qui ne comportent pas de réserves.

Horizon fiscal

Sur une base consolidée, Encana n'a pas eu à payer d'impôt en 2011. Actuellement, la société estime qu'elle ne sera pas imposable avant 2013. Toutefois, les prévisions en matière d'impôts à payer peuvent être révisées pour tenir compte de facteurs, notamment l'évolution des prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN et les perspectives de dépenses d'investissement de la société, y compris les opérations d'acquisition et de cession.

Coûts engagés en 2011

<i>(en millions de dollars)</i>	Division canadienne	Division des États-Unis	Total
Acquisitions			
Non prouvées	261	53	314
Prouvées	149	52	201
Total des acquisitions	410	105	515
Coûts d'exploration	174	181	355
Frais de développement	1 848	2 242	4 090
Total des coûts engagés	2 432	2 528	4 960

Emplacement des puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant résume les participations d'Encana dans les puits de pétrole et de gaz naturel producteurs ou que la société considère en mesure de produire au 31 décembre 2011.

Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur l'emplacement des terrains, des usines et des installations d'Encana, se reporter à la rubrique « Description de l'activité » de la présente notice annuelle.

(nombre de puits)	Producteurs de gaz		Producteurs de pétrole		Total des puits producteurs ^{1,2)}		Non producteurs de gaz		Non producteurs de pétrole		Total des puits non producteurs ³⁾	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	12 293	11 131	232	162	12 525	11 293	1 333	1 073	218	169	1 551	1 242
Colombie-Britannique	1 579	1 447	1	-	1 580	1 447	295	255	4	1	299	256
Total - division canadienne	13 872	12 578	233	162	14 105	12 740	1 628	1 328	222	170	1 850	1 498
Colorado	4 821	3 925	3	-	4 824	3 925	209	169	-	-	209	169
Texas	776	495	1	1	777	496	14	6	1	-	15	6
Wyoming	1 803	1 441	1	-	1 804	1 441	80	62	-	-	80	62
Utah	3	3	-	-	3	3	-	-	-	-	-	-
Louisiane	412	218	1	1	413	219	83	29	-	-	83	29
Kansas	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Michigan	-	-	1	-	1	-	5	5	-	-	5	5
Mississippi	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Montana	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1
Total - division des États-Unis	7 816	6 083	8	3	7 824	6 086	392	272	1	-	393	272
Total Encana	21 688	18 661	241	165	21 929	18 826	2 020	1 600	223	170	2 243	1 770

Notes :

- 1) Encana a divers droits de redevances dans environ 9 407 puits de gaz naturel et environ 6 416 puits de pétrole producteurs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont la complétion s'échelonne sur plusieurs dates : environ 25 063 puits bruts de gaz naturel (23 400 puits nets) et environ 158 puits bruts de pétrole (121 puits nets).
- 3) Puits « non producteurs » désignent les puits en mesure de produire du pétrole ou du gaz naturel, mais qui ne produisent pas en raison du calendrier de complétion des puits et/ou de l'attente du raccordement prévue en 2012 ou désignent des puits qui sont temporairement fermés en raison des conditions du marché, mais qui ne sont pas encore abandonnés. Tous les puits de pétrole et de gaz naturel non producteurs, mais considérés en mesure de produire sont situés près d'infrastructures existantes et/ou dans un rayon de transport rentable.

Avoirs fonciers sans réserves attribuées

Le tableau qui suit résume le nombre d'acres brutes et d'acres nettes d'avoirs fonciers sans réserves attribuées dans lesquels Encana détient une participation au 31 décembre 2011 et les acres nettes sans réserves attribuées pour lesquels nous prévoyons que nos droits d'explorer, de développer et d'exploiter expirent au cours de 2012.

<i>(en milliers d'acres)</i>	Acres brutes ¹⁾	Acres nettes ¹⁾	Acres nettes expirant dans l'année
Canada			
Alberta	4 557	3 968	180
Colombie-Britannique	2 122	1 707	364
Terre-Neuve-et-Labrador	35	2	-
Nouvelle-Écosse	21	10	-
Territoires du Nord-Ouest	45	12	-
Total – Canada	6 780	5 699	544
États-Unis			
Colorado	806	774	15
Texas	322	248	35
Wyoming	322	287	12
Louisiane	195	195	28
Michigan	430	430	-
Mississippi	173	164	25
Autres	34	29	1
Total – États-Unis	2 282	2 127	116
International			
Australie	104	40	-
Total – international	104	40	-
Total	9 166	7 866	660

Note :

- 1) Les terrains qui possèdent différentes formations dans une même superficie et qui sont visés par des concessions distinctes ont été calculés selon la méthode aérienne, les superficies brutes et nettes ayant été comptées une seule fois.

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant résume les participations brutes et nettes d'Encana dans les puits forés pendant les périodes indiquées. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité » de la présente notice annuelle pour obtenir une analyse des plus importantes activités courantes et probables d'exploration et de développement d'Encana.

Puits d'exploration forés ^{1),2)}

	Gaz		Pétrole		Service		Secs et abandonnés		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2011 ³⁾											
Division canadienne	30	19	-	-	2	1	-	-	31	63	20
Division des États-Unis	19	6	3	3	-	-	-	-	5	27	9
Total	49	25	3	3	2	1	-	-	36	90	29

Notes :

- 1) Puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
- 2) Puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.
- 3) Au 31 décembre 2011, Encana forait les puits d'exploration et les puits d'exploration et de développement suivants : environ 19 puits bruts (17 puits nets) au Canada et environ 89 puits bruts (52 puits nets) aux États-Unis.

Puits de développement forés ^{1),2)}

	Gaz		Pétrole		Service		Secs et abandonnés		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2011 ³⁾											
Division canadienne	725	706	2	2	10	6	-	-	221	958	714
Division des États-Unis	695	392	-	-	3	3	5	1	206	909	396
Total	1 420	1 098	2	2	13	9	5	1	427	1 867	1 110

Notes :

- 1) Puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
- 2) Puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ces puits bruts.
- 3) Au 31 décembre 2011, Encana forait les puits d'exploration et de développement suivants : environ 19 puits bruts (17 puits nets) au Canada et environ 89 puits bruts (52 puits nets) aux États-Unis.

Volumes de production (avant redevances)

Estimations de la production en 2012 (avant redevances)

Le tableau suivant résume le total du volume de la production estimative pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012, dont il est tenu compte dans les estimations de réserves prouvées brutes et de réserves probables brutes indiquées dans les tableaux précédent à la rubrique « Données relatives aux réserves (protocole canadien) » de la présente annexe.

Division canadienne

(exercice)	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total	
Prouvées	151	37	422	610	7,8
Probables	4	3	14	21	0,4
Total de la production – réserves prouvées et probables	155	40	436	631	8,2

Division des États-Unis

(exercice)	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total	
Prouvées	-	247	507	754	4,1
Probables	-	10	20	30	0,1
Total de la production – réserves prouvées et probables	-	257	527	784	4,2

Total Encana

(exercice)	Gaz naturel (Gpi ³)				Pétrole et LGN (Mb)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total	
Prouvées	151	284	929	1 364	11,9
Probables	4	13	34	51	0,5
Total de la production – réserves prouvées et probables	155	297	963	1 415	12,4

**Volumes de production par pays en 2011
(avant redevances)**

<i>(moyenne quotidienne)</i>	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Méthane de houille (<i>Mpi³/j</i>)					
Division canadienne	440	455	435	438	434
Division des États-Unis	-	-	-	-	-
	440	455	435	438	434
Gaz de schiste (<i>Mpi³/j</i>)					
Division canadienne	92	109	101	87	71
Division des États-Unis	808	921	836	795	677
	900	1 030	937	882	748
Autre (<i>Mpi³/j</i>)					
Division canadienne	989	1 026	985	992	951
Division des États-Unis	1 544	1 516	1 541	1 541	1 576
	2 533	2 542	2 526	2 533	2 527
Total du gaz produit (<i>Mpi³/j</i>)					
Division canadienne	1 521	1 590	1 521	1 517	1 456
Division des États-Unis	2 352	2 437	2 377	2 336	2 253
	3 873	4 027	3 898	3 853	3 709
Total du pétrole et des LGN (<i>kb/j</i>)					
Division canadienne	16,5	16,0	17,3	16,7	16,1
Division des États-Unis	11,7	12,5	11,4	11,6	11,1
	28,2	28,5	28,7	28,3	27,2

Résultats par élément (avant redevances)

Les tableaux suivants résument les résultats nets par élément d'Encana pour les périodes indiquées. Les résultats excluent l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Rentrées nettes par pays (avant redevances)

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Méthane de houille (\$/kpi ³)					
Division canadienne et total d'Encana					
Prix avant redevances	3,64	3,32	3,75	3,83	3,69
Redevances	0,06	0,07	0,07	0,05	0,05
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,05	0,05	0,07	0,08
Transport	0,16	0,14	0,17	0,16	0,15
Coûts opérationnels	1,26	1,15	1,25	1,18	1,44
	2,10	1,91	2,21	2,37	1,97
Gaz de schiste (\$/kpi ³)					
Division canadienne					
Prix avant redevances	3,22	2,82	3,17	3,50	3,54
Redevances	0,05	0,04	0,05	0,06	0,06
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport	0,78	0,78	0,79	0,81	0,72
Coûts opérationnels	0,58	0,67	0,05	0,64	1,15
	1,81	1,33	2,28	1,99	1,61
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,15	3,69	4,39	4,36	4,22
Redevances	0,88	0,83	0,95	0,88	0,87
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03
Transport	0,77	0,68	0,82	0,86	0,71
Coûts opérationnels	0,56	0,45	0,48	0,58	0,78
	1,91	1,70	2,10	2,01	1,83
Total d'Encana					
Prix avant redevances	4,05	3,60	4,26	4,28	4,16
Redevances	0,80	0,75	0,85	0,80	0,79
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03
Transport	0,77	0,69	0,82	0,85	0,71
Coûts opérationnels	0,56	0,48	0,44	0,58	0,82
	1,89	1,65	2,11	2,02	1,81
Autres (\$/kpi ³)					
Division canadienne					
Prix avant redevances	3,88	3,54	4,00	4,05	3,96
Redevances	0,20	0,19	0,18	0,23	0,20
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	0,01	-	-
Transport	0,53	0,54	0,54	0,54	0,52
Coûts opérationnels	1,02	0,99	0,91	1,06	1,13
	2,13	1,82	2,36	2,22	2,11

**Rentrées nettes par pays
(avant redevances)**

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Autres (\$/kpi³)					
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,60	4,24	4,82	4,78	4,56
Redevances	0,87	0,91	0,95	0,82	0,80
Taxes à la production et impôts miniers	0,26	0,24	0,24	0,29	0,29
Transport	0,89	0,88	0,83	0,95	0,91
Coûts opérationnels	0,46	0,48	0,40	0,42	0,54
	2,12	1,73	2,40	2,30	2,02
Total d'Encana					
Prix avant redevances	4,32	3,96	4,50	4,50	4,33
Redevances	0,61	0,62	0,65	0,59	0,57
Taxes à la production et impôts miniers	0,16	0,14	0,15	0,18	0,18
Transport	0,75	0,74	0,72	0,79	0,76
Coûts opérationnels	0,68	0,68	0,60	0,67	0,77
	2,12	1,78	2,38	2,27	2,05
Total du gaz produit (\$/kpi³)					
Division canadienne					
Prix avant redevances	3,77	3,43	3,88	3,96	3,86
Redevances	0,15	0,15	0,14	0,17	0,15
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Transport	0,44	0,44	0,45	0,44	0,42
Coûts opérationnels	1,06	1,01	0,95	1,07	1,23
	2,10	1,82	2,32	2,26	2,04
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,45	4,03	4,67	4,64	4,46
Redevances	0,87	0,88	0,95	0,84	0,82
Taxes à la production et impôts miniers	0,18	0,16	0,17	0,20	0,21
Transport	0,85	0,80	0,83	0,92	0,85
Coûts opérationnels	0,49	0,47	0,43	0,47	0,62
	2,06	1,72	2,29	2,21	1,96
Total d'Encana					
Prix avant redevances	4,18	3,79	4,36	4,37	4,22
Redevances	0,59	0,59	0,63	0,58	0,56
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,10	0,11	0,13	0,14
Transport	0,69	0,66	0,68	0,73	0,68
Coûts opérationnels	0,72	0,68	0,63	0,71	0,86
	2,06	1,76	2,31	2,22	1,98

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total du pétrole et des LGN (\$/b)					
Division canadienne					
Prix avant redevances	85,09	86,13	83,79	91,77	78,47
Redevances	10,07	11,01	10,36	9,88	9,00
Taxes à la production et impôts miniers	0,79	1,07	0,56	0,55	1,00
Transport	0,82	0,59	1,00	1,04	0,61
Coûts opérationnels	1,53	1,73	1,18	1,47	1,79
	71,88	71,73	70,69	78,83	66,07
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	85,37	84,13	80,53	93,69	83,08
Redevances	16,18	16,57	15,47	17,43	15,17
Taxes à la production et impôts miniers	6,11	5,62	4,77	7,64	6,48
Transport	0,07	0,19	0,07	-	-
Coûts opérationnels	0,57	1,65	0,50	-	-
	62,44	60,10	59,72	68,62	61,43

Rentrées nettes par pays (avant redevances)

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total du pétrole et des LGN (\$/b)					
Total Encana					
Prix avant redevances	85,20	85,25	82,49	92,55	80,35
Redevances	12,60	13,44	12,39	12,98	11,52
Taxes à la production et impôts miniers	2,99	3,06	2,23	3,46	3,24
Transport	0,51	0,41	0,63	0,61	0,36
Coûts opérationnels	1,13	1,69	0,91	0,87	1,06
	67,97	66,65	66,33	74,63	64,17

Incidences des opérations de couverture sur les rentrées nettes d'Encana

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi ³)					
Division canadienne	0,66	0,89	0,55	0,56	0,62
Division des États-Unis	0,70	0,92	0,63	0,59	0,64
Total	0,68	0,91	0,60	0,58	0,63

Annexe B - Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (Protocole canadien)

Au conseil d'administration d'Encana Corporation (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2011, préparées conformément aux exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »; la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec) des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les données relatives aux réserves sont des estimations des réserves prouvées et probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels.
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 ») établi 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).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la société ayant fait l'objet de l'évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'établissement du rapport	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de dollars américains)
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	19 janvier 2012	Canada	3 310
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	20 janvier 2012	Canada	10 090
Netherland, Sewell & Associates, Inc.	24 janvier 2012	États-Unis	9 186
DeGolyer and MacNaughton	31 janvier 2012	États-Unis	5 200
Total			27 786

5. À notre avis les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports mentionnés au paragraphe 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur 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.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

(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 15 février 2012

Annexe C - Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information (Protocole canadien)

La direction d'Encana Corporation (la « société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels, conformément aux exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »; la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec) des autorités en valeurs mobilières canadiennes.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la société. Leur rapport sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le 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 aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le conseil d'administration de la société (le « conseil d'administration ») a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration a approuvé :

- a) le contenu des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz établies conformément au Règlement 51-101 figurant dans la notice annuelle de la société et le dépôt de celles-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

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.

(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 16 février 2012

Annexe D - Protocole américain de communication des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Dans la présente annexe, Encana fournit de l'information particulière sur ses réserves, le pétrole et le gaz conformément aux exigences américaines d'information. Se reporter à la rubrique « Remarque concernant les réserves et autre information sur le pétrole et le gaz ».

Depuis sa création, Encana a retenu les services d'ERQI pour évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et préparer des rapports sur celles-ci tous les ans. Pour plus de renseignements concernant le processus de réserves, se reporter à la rubrique « Réserves et autre information sur le pétrole et le gaz ».

Les normes de la SEC exigent que les réserves prouvées soient estimées selon les conditions économiques en vigueur (prix constants). Selon cette méthodologie, les résultats d'Encana ont été établis en fonction du prix moyen sur les 12 mois pour chacun des exercices inclus dans cette annexe.

Les résultats financiers d'Encana pour les exercices de 2011 et de 2010 sont préparés conformément aux IFRS. Étant donné que la transition d'Encana aux IFRS s'est faite le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 ont été établis selon le référentiel comptable antérieur. Les résultats en amont d'Encana pour 2009 comprennent les activités des actifs en amont canadiens transférés à Cenovus. Aux termes des exigences de la méthode de la capitalisation du coût entier du référentiel comptable antérieur, les résultats des actifs en amont de Cenovus étaient comptabilisées en tant qu'activités poursuivies et sont désignés par « Canada – Autres » dans les tableaux qui suivent.

Réserves prouvées nettes (protocole américain)

Réserves de gaz naturel

En 2011, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana ont diminué d'environ trois pour cent en raison des dispositions et de l'incidence de prix moyens sur 12 mois plus bas qui ont plus que contrebalancé la réussite des activités de développement et de délimitation. Les ajouts, excluant l'achat et la vente de terres et des réserves qui leur sont attribuables, ont représenté un total de 1 746 Gpi³, répartis presque également entre les États-Unis et le Canada.

En 2010, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana ont augmenté d'environ 20 pour cent, en grande partie en raison de la réussite des activités de développement et de délimitation ainsi que des prix moyens sur 12 mois plus élevés. Les révisions techniques ont été positives. Les ajouts, excluant l'achat et la vente de terres et des réserves qui leur sont attribuables, ont représenté un total de 3 542 Gpi³, dont environ les deux tiers ont été faits aux États-Unis et le reste au Canada.

En 2009, les réserves prouvées 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'ont pas été significatives. Les extensions et les découvertes ont représenté 2 132 Gpi³, dont environ les deux tiers ont eu lieu aux États-Unis et le reste au Canada.

Réserves de pétrole et de LGN

En 2011, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana ont augmenté d'environ 44 pour cent, en grande partie en raison des activités au Canada.

En 2010, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana ont augmenté d'environ 21 pour cent en raison des activités et des plans pour récupérer davantage de LGN liés à la production de gaz naturel.

En 2009, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana ont diminué d'environ 77 pour cent et Encana a aliéné des réserves de bitume principalement en raison de l'opération de scission.

Réserves nettes prouvées ^{1),2)}
(Prix constants de la SEC; après redevances)

	Gaz naturel (Gp ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Bitume ³⁾ (Mb)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	Canada
2009							
Début de l'exercice	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
Révisions et récupération améliorée ⁴⁾	(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
Achat de réserves en place	28	-	28	0,5	-	0,5	-
Vente de réserves en place ⁵⁾	(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	-
Développées	2 927	3 571	6 498	25,1	25,8	50,9	-
Non développées	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	-
2010							
Début de l'exercice	5 349	5 713	11 062	35,5	41,2	76,7	-
Révisions et récupération améliorée	150	517	667	13,6	0,2	13,8	-
Extensions et découvertes	1 067	1 808	2 875	11,5	4,7	16,2	-
Achat de réserves en place	116	81	197	0,4	0,5	0,9	-
Vente de réserves en place	(82)	(257)	(339)	(1,9)	(4,9)	(6,8)	-
Production	(483)	(679)	(1 162)	(4,8)	(3,5)	(8,3)	-
Fin de l'exercice	6 117	7 183	13 300	54,3	38,2	92,5	-
Développées	3 132	3 678	6 810	24,9	24,0	48,9	-
Non développées	2 985	3 505	6 490	29,4	14,2	43,6	-
Total	6 117	7 183	13 300	54,3	38,2	92,5	-
2011							
Début de l'exercice	6 117	7 183	13 300	54,3	38,2	92,5	-
Révisions et récupération améliorée	3	(204)	(201)	32,3	(0,7)	31,6	-
Extensions et découvertes	826	1 121	1 947	18,2	5,4	23,6	-
Achat de réserves en place	72	23	95	0,2	0,1	0,3	-
Vente de réserves en place	(158)	(927)	(1 085)	(4,7)	(1,3)	(6,0)	-
Production	(531)	(685)	(1 216)	(5,3)	(3,5)	(8,8)	-
Fin de l'exercice	6 329	6 511	12 840	95,0	38,2	133,2	-
Développées	3 523	3 286	6 809	39,6	24,4	64,0	-
Non développées	2 806	3 225	6 031	55,4	13,8	69,2	-
Total	6 329	6 511	12 840	95,0	38,2	133,2	-

Notes :

- 1) Définitions :
 - a. Réserves « nettes » désignent les réserves restantes d'Encana, après déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
 - b. Réserves de pétrole et de gaz « prouvées » désignent les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données d'ingénierie et géoscientifiques, pouvoir exploiter de façon rentable à compter d'une date donnée et pouvoir récupérer à partir de réservoirs connus, selon les conditions économiques existantes, selon les méthodes d'exploitation en place et en fonction de la réglementation gouvernementale en vigueur.
 - c. Réserves de pétrole et de gaz « développées » désignent les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer grâce à des 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. Réserves de pétrole et de gaz « non développées » désignent les réserves d'une catégorie quelconque qu'on prévoit récupérer grâce à des puits nouveaux dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou grâce à des 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 gaz naturel, de pétrole et de LGN auprès des autorités fédérales américaines, mis à part la SEC.
- 3) L'information d'Encana concernant les volumes de réserves en bitume est conforme aux règles modifiées de la SEC concernant l'information sur les produits finis.
- 4) 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.
- 5) Le transfert des actifs en amont à Cenovus, le 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, de LGN et de bitume au cours de 2009.

Hypothèses de prix (prix constants de la SEC)

Les prix de référence suivants ont été utilisés pour établir les réserves et les produits des activités ordinaires nets futurs :

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$ CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Edmonton ¹⁾ (\$ CA/b)
Prix des réserves ²⁾				
2009	3,87	3,77	61,18	65,64
2010	4,38	4,03	79,43	76,22
2011	4,12	3,76	96,19	96,53

Notes :

- 1) Léger non corrosif pour 2011 et 2010; Mélange non corrosif pour 2009.
- 2) Aux fins des estimations des produits des activités ordinaires nets et des réserves, tous les prix sont demeurés constants pour toutes les années futures.

Vulnérabilité des réserves de 2011 par rapport aux prix

Le tableau suivant résume les estimations qu'Encana a fait de ses réserves prouvées au 31 décembre 2011 en fonction des prix moyens sur 12 mois de 2011 (le « scénario des prix constants de la SEC ») et des prix indiqués ci-après :

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Scénario de prix						
Scénario des prix constants de la SEC	6 329	6 511	12 840	95,0	38,2	133,2
Analyse de rentabilisation (prix prévisionnels)	6 607	6 834	13 441	94,4	38,6	133,0
Écart par rapport au scénario de la SEC	4,4 %	5,0 %	4,7 %	(0,6 %)	1,0 %	(0,2 %)

L'analyse de rentabilisation suppose les prix prévisionnels suivants : gaz naturel – Centre Henry 3,80 \$/MBTU en 2012, atteignant 7,17 \$/MBTU en 2021, et AECO 3,49 \$ CA/MBTU en 2012, atteignant 6,58 \$ CA/MBTU en 2021; pétrole – WTI 97,00 \$/b atteignant 107,56 \$/b en 2021, et le léger non corrosif à Edmonton 97,96 \$ CA/b, atteignant 108,73 \$ CA/b en 2021. Au-delà de 2021, les prix ont été actualisés à raison de 2 % par année. Les présentes hypothèses de prix prévisionnels sont les mêmes que celles utilisées pour les prix prévisionnels canadiens mentionnés à la rubrique « Hypothèses de prix (prix prévisionnels) » de l'**annexe A** de la présente notice annuelle.

Réserves prouvées non développées

Les réserves prouvées non développées de gaz naturel d'Encana ont représenté environ 47 pour cent du total des réserves de gaz naturel prouvées au 31 décembre 2011, une légère baisse par rapport à environ 49 pour cent au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2011, environ 52 pour cent des réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana étaient des réserves non développées, ce qui constitue une hausse par rapport à environ 47 pour cent au 31 décembre 2010. Ces changements sont fondés sur des avantages techniques, des considérations commerciales et des plans de développement. Le développement de toutes les réserves prouvées non développées au 31 décembre 2011 devrait se faire au cours des cinq prochaines années au Canada et aux États-Unis.

Au cours de 2011, environ 1 220 Gpi³ de réserves prouvées non développées ont été converties en réserves prouvées développées. Les investissements effectués en 2011 pour convertir les réserves prouvées non développées en réserves prouvées développées se chiffraient à environ 1,5 milliard de dollars.

Au 31 décembre 2011, les réserves prouvées non développées qui sont demeurées non développées pour cinq ans ou plus au Canada et aux États-Unis n'étaient pas importantes.

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 frais de production et de développement futurs supposent le maintien des conditions économiques, d'exploitation et de réglementation existantes. Le montant des impôts sur le revenu futurs est calculé 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 est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs déterminée par les ERQI 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 le revenu 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 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.

Mesures standardisées 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			États-Unis		
	2011	2010	2009 ¹⁾	2011	2010	2009 ¹⁾
Encaissements futurs	27 731	25 535	19 321	26 558	29 428	18 573
Moins les charges futures suivantes :						
Frais de production	9 717	8 676	6 296	6 195	6 894	4 862
Frais de développement	6 424	4 971	4 065	7 189	7 539	4 429
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 762	1 876	1 508	597	605	640
Impôts sur le revenu	784	920	659	2 730	2 966	707
Flux de trésorerie nets futurs	9 044	9 092	6 793	9 847	11 424	7 935
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	3 759	3 803	2 704	4 384	5 277	3 592
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	5 285	5 289	4 089	5 463	6 147	4 343

<i>(en millions de dollars)</i>	Total		
	2011	2010	2009 ¹⁾
Encaissements futurs	54 289	54 963	37 894
Moins les charges futures suivantes :			
Frais de production	15 912	15 570	11 158
Frais de développement	13 613	12 510	8 494
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 359	2 481	2 148
Impôts sur le revenu	3 514	3 886	1 366
Flux de trésorerie nets futurs	18 891	20 516	14 728
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	8 143	9 080	6 296
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	10 748	11 436	8 432

Note :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.

Variations de la 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			États-Unis		
	2011	2010	2009 ^{1),2)}	2011	2010	2009 ¹⁾
Solde en début d'exercice	5 289	4 089	12 714	6 147	4 343	6 647
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(1 957)	(2 034)	(5 609)	(2 653)	(2 920)	(3 442)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	1 161	975	1 294	887	1 243	629
Achats de réserves prouvées en place	55	146	16	42	77	-
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(212)	(96)	(6 492)	(1 021)	(198)	(62)
Variation nette des prix et des coûts de production	522	1 647	(1 825)	733	3 832	(1 446)
Révisions aux estimations de quantité	188	174	(1 242)	(336)	610	(1 567)
Accroissement de l'écart d'actualisation	576	433	1 572	762	465	827
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	(441)	216	737	832	(289)	1 474
Autres	54	(28)	150	63	144	(26)
Variation nette des impôts sur le résultat	50	(233)	2 774	7	(1 160)	1 309
Solde en fin d'exercice	5 285	5 289	4 089	5 463	6 147	4 343

(en millions de dollars)	Total		
	2011	2010	2009 ^{1),2)}
Solde en début d'exercice	11 436	8 432	19 361
Variations résultant des éléments suivants :			
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(4 610)	(4 954)	(9 051)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	2 048	2 218	1 923
Achats de réserves prouvées en place	97	223	16
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(1 233)	(294)	(6 554)
Variation nette des prix et des frais de production	1 255	5 479	(3 271)
Révisions aux estimations de quantité	(148)	784	(2 809)
Accroissement de l'écart d'actualisation	1 338	898	2 399
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	391	(73)	2 211
Autres	117	116	124
Variation nette des impôts sur le résultat	57	(1 393)	4 083
Solde en fin d'exercice	10 748	11 436	8 432

Notes :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les réserves des actifs en amont canadiens qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Résultats opérationnels

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada			États-Unis		
	2011	2010	2009 ^{1),2)}	2011	2010	2009 ¹⁾
Produits des activités pétrolières et gazières, déduction faite des redevances et des coûts de transport	2 622	2 632	6 835	3 294	3 613	4 007
Moins :						
Coûts opérationnels, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	665	598	1 226	641	693	565
Amortissement et épuisement	1 411	1 286	1 980	1 922	1 954	1 561
Bénéfice (perte) opérationnels	546	748	3 629	731	966	1 881
Impôts sur le revenu	145	211	1 059	265	350	698
Résultats opérationnels	401	537	2 570	466	616	1 183

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres			Total		
	2011	2010	2009 ¹⁾	2011	2010	2009 ^{1),2)}
Produits des activités pétrolières et gazières, déduction faite des redevances et des coûts de transport	-	-	-	5 916	6 245	10 842
Moins :						
Coûts opérationnels, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	-	-	-	1 306	1 291	1 791
Amortissement et épuisement	-	-	28	3 333	3 240	3 569
Bénéfice (perte) opérationnels	-	-	(28)	1 277	1 714	5 482
Impôts sur le revenu	-	-	-	410	561	1 757
Résultats opérationnels	-	-	(28)	867	1 153	3 725

Notes :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les résultats opérationnels des actifs en amont canadiens qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Coûts capitalisés et coûts engagés

Coûts capitalisés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada			États-Unis		
	2011	2010	2009 ^{1),2)}	2011	2010	2009 ¹⁾
Biens pétroliers et gaziers prouvés	26 606	24 736	21 459	22 229	21 703	19 843
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	1 139	1 114	728	708	1 044	1 178
Total des coûts en capital	27 745	25 850	22 187	22 937	22 747	21 021
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	14 628	13 606	11 586	10 774	8 781	7 092
Coûts capitalisés nets	13 117	12 244	10 601	12 163	13 966	13 929

<i>(en millions de dollars)</i>	Autre			Total		
	2011	2010	2009 ¹⁾	2011	2010	2009 ^{1),2)}
Biens pétroliers et gaziers prouvés	-	-	-	48 835	46 439	41 302
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	-	-	157	1 847	2 158	2 063
Total des coûts en capital	-	-	157	50 682	48 597	43 365
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	-	-	147	25 402	22 387	18 825
Coûts capitalisés nets	-	-	10	25 280	26 210	24 540

Notes :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les coûts capitalisés liés aux actifs en amont canadiens qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Coûts engagés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada			États-Unis		
	2011	2010	2009 ^{1),2)}	2011	2010	2009 ¹⁾
Acquisitions						
Non prouvées	261	395	46	53	97	46
Prouvées	149	197	178	52	44	-
Total des acquisitions	410	592	224	105	141	46
Frais d'exploration	174	58	129	181	198	133
Frais de développement	1 848	2 148	2 588	2 242	2 297	1 688
Total des coûts engagés	2 432	2 798	2 941	2 528	2 636	1 867

<i>(en millions de dollars)</i>	Autre			Total		
	2011	2010	2009 ¹⁾	2011	2010	2009 ^{1),2)}
Acquisitions						
Non prouvées	-	-	-	314	492	92
Prouvées	-	-	-	201	241	178
Total des acquisitions	-	-	-	515	733	270
Frais d'exploration	-	-	2	355	256	264
Frais de développement	-	-	-	4 090	4 445	4 276
Total des coûts engagés	-	-	2	4 960	5 434	4 810

Notes:

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les coûts opérationnels des actifs en amont canadiens qui ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Avoirs fonciers développés et non développés

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers développés, non développés et totaux d'Encana au 31 décembre 2011.

Avoirs fonciers ^{1) à 7)} (en milliers d'acres)

	Développés		Non développés		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Alberta						
— Fief	2 302	2 302	1 249	1 249	3 551	3 551
— Couronne	1 414	828	1 463	1 238	2 877	2 066
— Propriété franche	244	147	75	44	319	191
	3 960	3 277	2 787	2 531	6 747	5 808
Colombie-Britannique						
— Couronne	889	788	2 312	1 865	3 201	2 653
— Propriété franche	-	-	7	-	7	-
	889	788	2 319	1 865	3 208	2 653
Terre-Neuve-et-Labrador						
— Couronne	-	-	35	2	35	2
Nouvelle-Écosse						
— Couronne	20	20	21	10	41	30
Territoires du Nord-Ouest						
— Couronne	-	-	45	12	45	12
Total – Canada	4 869	4 085	5 207	4 420	10 076	8 505
États-Unis						
Colorado						
— Terres fédérales/d'État	186	174	503	469	689	643
— Propriété franche	107	98	106	96	213	194
— Fief	3	3	14	14	17	17
	296	275	623	579	919	854
Texas						
— Terres fédérales/d'État	4	2	55	53	59	55
— Propriété franche	113	73	247	176	360	249
— Fief	-	-	4	4	4	4
	117	75	306	233	423	308
Louisiane						
— Terres fédérales/d'État	1	1	2	2	3	3
— Propriété franche	145	82	211	147	356	229
— Fief	10	6	84	65	94	71
	156	89	297	214	453	303
Michigan						
— Terres fédérales/d'État	-	-	368	368	368	368
— Propriété franche	-	-	61	61	61	61
	-	-	429	429	429	429
Mississippi						
— Propriété franche	1	1	142	135	143	136
— Fief	-	-	31	30	31	30
	1	1	173	165	174	166
Wyoming						
— Terres fédérales/d'État	69	55	294	257	363	312
— Propriété franche	5	4	15	12	20	16
	74	59	309	269	383	328
Autres						
— Terres fédérales/d'État	1	2	30	22	31	24
— Propriété franche	1	1	7	6	8	7
	2	3	37	28	39	31
Total – États-Unis	646	502	2 174	1 917	2 820	2 419

Avoirs fonciers ^{1) à 7)}

(en milliers d'acres)

	Développés		Non développés		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
International						
Australie	-	-	104	40	104	40
Total – International	-	-	104	40	104	40
Total	5 515	4 587	7 485	6 377	13 000	10 964

Notes :

- 1) Les avoires 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) elle n'a pas accordé de concession sur une ou plusieurs substances ou un ou plusieurs produits. Le présent sommaire des superficies des avoires fonciers en fief actuels inclut 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 développées.
- 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 visés par des concessions ou des sous-concessions, qui procurent 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 celle-ci 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.
- 7) Les superficies non développées désignent les superficies sur lesquelles des puits n'ont pas été forés ou complétés à un point qui permettrait la production de quantités rentables de pétrole ou de gaz, peu importe que cette superficie contienne ou non des réserves prouvées.

Activités d'exploration et de développement

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
2011											
Division canadienne	30	19	-	-	-	-	30	19	31	61	19
Division des États-Unis	19	6	3	3	-	-	22	9	5	27	9
Total	49	25	3	3	-	-	52	28	36	88	28
2010											
Division canadienne	22	15	-	-	-	-	22	15	31	53	15
Division des États-Unis	34	15	-	-	2	2	36	17	-	36	17
Total	56	30	-	-	2	2	58	32	31	89	32
2009											
Division canadienne	34	24	1	1	-	-	35	25	25	60	25
Division des États-Unis	8	4	-	-	1	-	9	4	-	9	4
Canada – Autres ³⁾	42	28	1	1	1	-	44	29	25	69	29
	-	-	4	4	-	-	4	4	8	12	4
Total	42	28	5	5	1	-	48	33	33	81	33

Notes :

- 1) Puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
- 2) Puits « nets » désigne le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.
- 3) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les puits forés sur les terrains en amont canadiens transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Puits de développement forés ^{1),2)}

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2011 ³⁾											
Division canadienne	725	706	2	2	-	-	727	708	221	948	708
Division des États-Unis	695	392	-	-	5	1	700	393	206	906	393
Total	1 420	1 098	2	2	5	1	1 427	1 101	427	1 854	1 101
2010											
Division canadienne	1 270	1 190	1	1	-	-	1 271	1 191	203	1 474	1 191
Division des États-Unis	748	428	-	-	4	3	752	431	144	896	431
Total	2 018	1 618	1	1	4	3	2 023	1 622	347	2 370	1 622
2009											
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

Notes :

- 1) Puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.
- 2) Puits « nets » désigne le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ses puits bruts.
- 3) Au 31 décembre 2011, Encana forait les puits d'exploration et de développement suivants : environ 19 puits bruts (17 puits nets) au Canada et environ 89 puits bruts (52 puits nets) aux États-Unis.
- 4) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les puits forés sur les terrains en amont canadiens transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Volumes de production (après redevances)

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

Volumes de production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Exercice	2011			
		T4	T3	T2	T1
Gaz produit (Mpi³/j)					
Division canadienne	1 454	1 515	1 460	1 445	1 395
Division des États-Unis	1 879	1 944	1 905	1 864	1 801
	3 333	3 459	3 365	3 309	3 196
Pétrole et LGN (kb/j)					
Division canadienne	14,5	13,9	15,1	14,8	14,3
Division des États-Unis	9,5	10,0	9,3	9,5	9,0
	24,0	23,9	24,4	24,3	23,3

<i>(moyenne quotidienne)</i>	2010	2009
Gaz produit (Mpi³/j)		
Division canadienne	1 323	1 224
Division des États-Unis	1 861	1 616
	3 184	2 840
Canada – Autres ¹⁾	-	762
Total du gaz produit	3 184	3 602
Pétrole et LGN (kb/j)		
Division canadienne	13,2	15,9
Division des États-Unis	9,6	11,3
	22,8	27,2
Canada – Autres ¹⁾	-	99,9
Total du pétrole et des LGN	22,8	127,1

Notes :

- 1) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent la production des actifs en amont canadiens transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Résultats par élément (après redevances)

Les tableaux suivants résument les résultats nets par élément d'Encana pour les périodes indiquées. Les résultats excluent l'incidence des opérations de couverture réalisées.

Rentrées nettes par pays (après redevances)

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz produit (\$/kpi³)					
Division canadienne					
Prix après redevances	3,79	3,44	3,89	3,97	3,87
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Transport	0,46	0,47	0,47	0,47	0,43
Charges opérationnelles	1,11	1,06	0,99	1,13	1,28
	2,20	1,89	2,41	2,35	2,14
Division des États-Unis					
Prix après redevances	4,47	3,95	4,64	4,76	4,56
Taxes à la production et impôts miniers	0,23	0,20	0,21	0,25	0,26
Transport	1,06	1,01	1,03	1,15	1,06
Charges opérationnelles	0,62	0,59	0,53	0,59	0,77
	2,56	2,15	2,87	2,77	2,47
Total de la division canadienne et division des États-Unis					
Prix après redevances	4,17	3,73	4,32	4,42	4,26
Taxes à la production et impôts miniers	0,14	0,12	0,13	0,15	0,16
Transport	0,80	0,77	0,79	0,85	0,79
Charges opérationnelles	0,83	0,80	0,73	0,82	0,99
	2,40	2,04	2,67	2,60	2,32
Pétrole et LGN (\$/b)					
Division canadienne					
Prix après redevances	85,41	86,52	84,05	92,10	78,73
Taxes à la production et impôts miniers	0,90	1,23	0,64	0,62	1,14
Transport	0,93	0,68	1,15	1,16	0,69
Charges opérationnelles	1,75	2,00	1,35	1,65	2,03
	81,83	82,61	80,91	88,67	74,87
Division des États-Unis					
Prix après redevances	85,28	83,93	79,81	93,53	83,81
Taxes à la production et impôts miniers	7,54	6,98	5,85	9,38	8,00
Transport	0,08	0,24	0,08	-	-
Charges opérationnelles	0,70	2,04	0,61	-	-
	76,96	74,67	73,27	84,15	75,81
Total de la division canadienne et division des États-Unis					
Prix après redevances	85,36	85,44	82,43	92,66	80,70
Taxes à la production et impôts miniers	3,52	3,64	2,63	4,03	3,80
Transport	0,60	0,49	0,74	0,71	0,42
Charges opérationnelles	1,34	2,01	1,07	1,01	1,24
	79,90	79,30	77,99	86,91	75,24

**Rentrées nettes par pays
(après redevances)**

	Moyenne de l'exercice	
	2010	2009 ¹⁾
Gaz produit (\$/kpi³)		
Canada ²⁾		
Prix après redevances	4,10	3,64
Taxes à la production et impôts miniers	0,01	0,04
Transport	0,40	0,26
Charges opérationnelles	1,09	0,98
	2,60	2,36
États-Unis		
Prix après redevances	4,73	3,75
Taxes à la production et impôts miniers	0,27	0,17
Transport	0,97	0,90
Charges opérationnelles	0,58	0,55
	2,91	2,13
Total Encana ¹⁾		
Prix après redevances	4,47	3,69
Taxes à la production et impôts miniers	0,16	0,10
Transport	0,73	0,55
Charges opérationnelles	0,79	0,79
	2,79	2,25
Pétrole et LGN (\$/b)		
Canada ²⁾		
Prix après redevances	64,79	49,75
Taxes à la production et impôts miniers	0,44	0,63
Transport	0,82	1,53
Charges opérationnelles	3,24	9,21
	60,29	38,38
États-Unis		
Prix après redevances	69,35	48,56
Taxes à la production et impôts miniers	6,69	4,39
Transport	-	-
Charges opérationnelles	-	-
	62,66	44,17
Total Encana ¹⁾		
Prix après redevances	66,72	49,65
Taxes à la production et impôts miniers	3,08	0,97
Transport	0,47	1,39
Charges opérationnelles	1,87	8,39
	61,30	38,90

Notes :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent la production des actifs en amont canadiens transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Le tableau suivant résume les incidences des opérations de couverture réalisées sur les rentrées nettes d'Encana.

Incidences des opérations de couverture réalisées sur les rentrées nettes d'Encana

	2011				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Division canadienne					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,69	0,93	0,57	0,59	0,64
Division des États-Unis					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,87	1,15	0,78	0,73	0,81
Total Encana					
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,79	1,06	0,69	0,67	0,74
				Moyenne de l'exercice	
				2010	2009¹⁾
Canada ²⁾					
Gaz naturel (\$/kpi ³)				0,99	3,25
Pétrole et LGN (\$/b)				(1,04)	0,91
États-Unis					
Gaz naturel (\$/kpi ³)				1,03	3,41
Total Encana ²⁾					
Gaz naturel (\$/kpi ³)				1,01	3,33
Pétrole et LGN (\$/b)				(0,60)	0,83

Notes :

- 1) La date de transition d'Encana aux IFRS étant le 1^{er} janvier 2010, les résultats de 2009 sont conformes au référentiel comptable antérieur.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent la production des actifs en amonts canadiens transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

Annexe E - Mandat du comité d'audit

Dernière mise à jour, le 8 décembre 2009. Dernier examen, le 6 décembre 2011.

I. OBJECTIF

Le conseil d'administration d'Encana Corporation (la « société ») nomme le comité d'audit (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 d'audit 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 audits des états financiers de la société.
- Superviser et contrôler les compétences l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et du service d'audit interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les auditeurs externes la direction le service d'audit 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 d'audit 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 d'audit* (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 d'auditeur 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 auditeur 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 l'audit 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 l'audit, 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 d'audit.

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 d'audit 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 d'audit de plus de deux autres sociétés publiques, 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 Aliénations 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 auditeurs 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 audit 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 auditeurs externes de la société.

Un membre et les auditeurs 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 auditeurs 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 d'audit, de services liés à l'audit, de services en fiscalité et autres services par les auditeurs 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 audités et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion et en discuter avec la direction et les auditeurs 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 d'audit des états financiers par les auditeurs externes et de leur rapport connexe.
 - e. Un examen des modifications importantes requises dans le plan d'audit des auditeurs externes.
 - f. Un examen des difficultés ou des différends importants avec la direction survenus au cours de l'audit, y compris des restrictions quant à la portée du travail des auditeurs externes ou à leur accès aux renseignements requis.
 - g. Un examen de toutes les autres questions concernant la tenue de l'audit qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes d'audit généralement reconnues.
2. Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
- a. Les états financiers audités de fin d'exercice. L'examen doit comprendre des discussions avec la direction et les auditeurs 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 auditeurs 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 auditeurs 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 audités 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 audités 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 auditeurs externes et les auditeurs 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 auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions de la direction à cet égard.
8. Examiner, conjointement avec les auditeurs internes et les auditeurs externes, le degré de coordination des plans d'audit des auditeurs internes et des auditeurs 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 d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs 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 auditeur interne ou les auditeurs 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 l'audit interne et les auditeurs 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 auditeurs internes ou les auditeurs 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 d'audit.
17. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances de la société et les auditeurs 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.

Auditeurs 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 auditeurs externes (y compris le règlement des désaccords entre la direction et les auditeurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société. Les auditeurs externes font rapport directement au comité.
20. Tenir des réunions périodiques avec les auditeurs externes (en l'absence de la direction) et s'assurer de la disponibilité des auditeurs 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 auditeurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
 - a. L'ensemble des politiques et des conventions comptables cruciales devant être utilisées.
 - b. Tous les traitements de remplacement permis aux termes des principes comptables généralement reconnus en ce qui concerne les politiques et les conventions touchant les points importants qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, y compris les ramifications de l'utilisation de ces autres communications et traitements et le traitement que privilégient les auditeurs externes.
 - c. Les autres communications écrites importantes échangées entre les auditeurs 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 auditeurs externes portant sur les éléments suivants :
 - a. Les procédures de contrôle de la qualité interne des auditeurs externes.
 - b. Les questions importantes soulevées par le dernier examen du contrôle de la qualité interne ou de contrôle des auditeurs externes par des homologues ou par toute enquête gouvernementale ou d'autorités professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à une ou plusieurs audits indépendants exécutés par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler ces questions.
 - c. Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les auditeurs externes et la société.
23. Examiner avec les auditeurs 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 auditeurs externes, y compris i) recevoir et examiner, dans le cadre du rapport décrit au paragraphe précédent, un exposé officiel écrit provenant des auditeurs externes délimitant toutes les relations qui pourraient raisonnablement avoir une incidence sur l'indépendance des auditeurs externes envers la société et les membres de son groupe, ii) discuter avec les auditeurs externes de toutes relations ou services révélés qui, de l'avis des auditeurs 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 auditeurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des auditeurs externes.
24. Examiner et évaluer les éléments suivants :
 - a. Le rendement de l'équipe des auditeurs 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 auditeurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou quant à leur congédiement.

- b. Les modalités de la mission des auditeurs externes ainsi que leurs honoraires proposés.
 - c. Les plans et les résultats de l'audit externe.
 - d. Toute autre question connexe à la mission d'audit.
 - e. La mission des auditeurs externes en ce qui a trait aux services non liés à l'audit ainsi que les honoraires versés en contrepartie et leur incidence sur l'indépendance des auditeurs 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 auditeurs externes, y compris établir si les contrôles de la qualité des auditeurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services autorisés non liés à l'audit permet quand même de conserver l'indépendance des auditeurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de l'audit interne. Le comité doit présenter ses conclusions à l'égard des auditeurs externes au conseil.
26. S'assurer de la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission d'audit, conformément aux lois applicables. Afin de garantir l'indépendance continue des auditeurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet d'audit externe.
27. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des auditeurs externes.
28. Analyser avec la direction et les auditeurs externes les raisons de retenir les services de cabinets d'audit où ne travaillent pas les principaux auditeurs externes.
29. Prendre en considération et examiner avec les auditeurs externes, la direction et le chef de l'audit 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 audits, 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 auditeurs externes ou les auditeurs internes et la direction.
 - d. Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan d'audit.
 - e. Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des auditeurs externes.
 - f. Le mandat du service d'audit interne.
 - g. La conformité de l'audit interne aux normes de l'*Institute of Internal Auditors*.

Service d'audit interne et indépendance

30. Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de l'audit interne.
31. Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de l'audit interne.
32. Confirmer annuellement l'indépendance du service d'audit interne et des auditeurs externes et s'en assurer.

Approbaton des services d'audit et des services non liés à l'audit

33. Examiner et, le cas échéant, approuver la prestation de tous les services non liés à l'audit autorisés (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes (sous réserve de l'exception pour les services non liés à l'audit 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 l'audit).

34. Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services d'audit (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs 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 d'audit et non liés à l'audit 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 auditeurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, 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 auditeurs externes qu'il n'y a pas d'obligation d'information du comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les auditeurs externes aux termes des Aliénations 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.