



# Encana Corporation

Notice annuelle  
Le 17 février 2011

## Table des matières

---

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.....	11
Optimisation des marchés .....	15
Activités antérieures .....	15
Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.....	16
Acquisitions, aliénations 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.....	24
Description du capital-actions.....	27
Évaluations de crédit .....	28
Marché pour la négociation des titres.....	29
Dividendes .....	29
Procédures judiciaires .....	30
Facteurs de risque.....	30
Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres .....	34
Experts intéressés .....	34
Renseignements supplémentaires .....	35
Remarque concernant les déclarations prospectives.....	35
Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz....	36
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 2010. 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, le terme « liquides » sert à représenter le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (« LGN »). Les liquides comprennent également les volumes de condensats. Certains volumes de liquides ont été convertis en millions de pieds cubes équivalents (« Mpi<sup>3</sup>e ») ou en milliers de pieds cubes équivalents (« kpi<sup>3</sup>e ») à raison de un baril (« b ») pour six mille pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »). En outre, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep ») dans la même proportion. Les Mpi<sup>3</sup>e, kpi<sup>3</sup>e et bep peuvent être trompeurs, particulièrement s'ils sont pris isolément. Le ratio de conversion de un b pour six kpi<sup>3</sup> est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

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

Les lecteurs sont priés de se reporter aux rubriques intitulées « Remarque concernant les déclarations prospectives » et « Remarque concernant les 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.**

## Structure de l'entreprise

### Dénomination sociale et constitution

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

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 Corporation, une société de gaz naturel, 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 2010, 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 2010.

<b>Filiales et sociétés de personnes</b>	<b>Pourcentage de propriété directe ou indirecte</b>	<b>Territoire de constitution, de prorogation ou de formation</b>
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 2010.

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

## Développement général de l'activité

Encana a été formée en 2002 par le regroupement des entreprises d'Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») et PanCanadian Energy Corporation (« PanCanadian »). 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 publiques – Encana, une société de gaz naturel, et Cenovus, une société pétrolière intégrée.

Encana est un producteur de gaz naturel chef de file en Amérique du Nord dont les activités sont axées sur la construction d'un solide portefeuille de zones de ressources de gaz naturel dans des bassins de première importance allant du nord-est de la Colombie-Britannique à l'est du Texas et à la Louisiane. Les autres activités d'Encana englobent le transport et la commercialisation de gaz naturel et la production de liquides. 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, qui comprend les actifs d'exploration, de développement et de production de gaz naturel situés en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que le projet de gaz naturel Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse. Quatre zones de ressources clés sont comprises dans la division : i) Greater Sierra, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris 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. Avant l'opération de scission, la division canadienne était appelée la division des contreforts canadiens;
- la division des États-Unis, qui comprend les actifs d'exploration, développement et de production de gaz naturel situés aux États-Unis. Cinq zones de ressources clés sont situées dans la division : i) Jonah dans le sud-ouest du Wyoming, ii) Piceance dans le nord-ouest du Colorado, iii) East Texas au Texas, iv) Haynesville située en Louisiane et au Texas et v) Fort Worth au Texas.

La production exclusive d'Encana est pour l'essentiel vendue par le groupe de la Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales de la société qui vise l'amélioration du prix net de la société. Ce groupe 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 souplesse d'exploitation aux fins des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

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

En 2010, 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 du Canada englobe les résultats de la division canadienne et du secteur Canada – Autres. Le secteur Canada – Autres comprend les résultats en amont de l'ancienne division des plaines canadiennes et des anciennes Activités pétrolières intégrées – Canada dont le transfert a été effectué en faveur de Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

À moins d'indication contraire, les données financières, de production et les autres données d'exploitation particulières d'Encana pour les périodes antérieures à l'opération de scission du 30 novembre 2009 n'ont pas été rajustées pour y retrancher les résultats associés aux actifs du secteur Canada – Autres qui ont été transférés à Cenovus. Les résultats du secteur Canada – Autres sont comptabilisés en tant qu'activités poursuivies conformément aux exigences de la méthode de la capitalisation du coût entier. Les anciennes activités de

raffinage en aval aux États-Unis ont également été transférées à Cenovus et sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées aux fins de l'information financière.

## Événements récents

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

### 2010

- En juin 2010, Encana et China National Petroleum Corporation (« CNPC ») ont signé un protocole d'entente, décrivant sommairement le cadre de négociation des deux sociétés concernant un investissement éventuel en coentreprise. Le 9 février 2011, Encana a annoncé la signature d'une convention de coopération avec PetroChina International Investment Company Limited, une filiale de PetroChina Company Limited, aux termes de laquelle PetroChina paierait 5,4 milliards de dollars canadiens pour acquérir une participation de 50 pour cent dans les actifs commerciaux d'Encana dans la zone de Cutbank Ridge en Colombie-Britannique et en Alberta. Selon la convention de coopération, les deux sociétés établiraient une coentreprise détenue en parts égales en vue de développer les actifs. CNPC est l'actionnaire majoritaire de PetroChina Company Limited.

L'opération est assujettie à l'approbation réglementaire des organismes canadiens et chinois, à un contrôle diligent et à la négociation et à la signature de diverses conventions, dont la convention de coentreprise.

- Au premier trimestre de 2010, Encana a conclu un contrat 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.
- Encana a réalisé l'acquisition de divers terrains et propriétés stratégiques qui complètent les actifs existants de son portefeuille. En 2010, les acquisitions se sont chiffrées à environ 592 millions de dollars pour la division canadienne et à 141 millions de dollars pour la division des États-Unis.
- Encana s'est départie 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

- Le 30 novembre 2009, Encana a réalisé l'opération de scission dont sont issues Encana et Cenovus, deux sociétés d'énergie indépendantes ouvertes. 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.

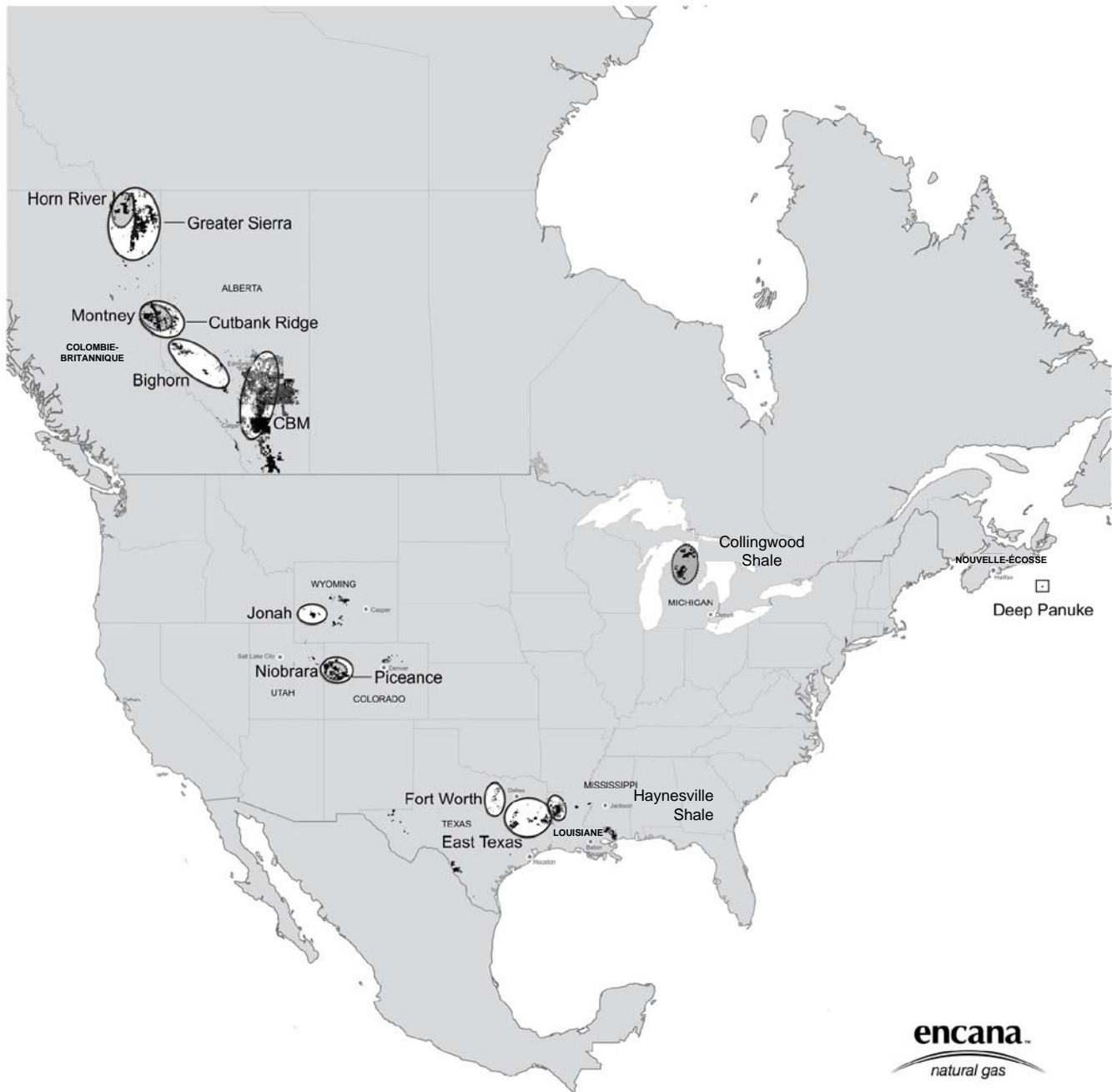
- Encana a réalisé l'aliénation d'actifs de pétrole et de gaz naturel classiques parvenus à maturité en contrepartie d'un produit d'environ 1 000 millions de dollars dans la division canadienne, 73 millions de dollars dans la division des États-Unis et 17 millions de dollars dans le secteur Canada –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




## 2008

- Encana a acquis, à l'occasion de plusieurs opérations, certaines participations dans des mines et des terrains situés à Haynesville au Texas et en Louisiane en contrepartie d'environ 1 010 millions de dollars nettes pour Encana. Ces acquisitions ont augmenté le portefeuille foncier d'Encana à Haynesville qui atteint environ 435 000 acres nettes, y compris environ 63 000 acres nettes de superficie minière.
- Encana a réalisé l'aliénation d'actifs de pétrole et de gaz naturel classiques non essentiels parvenus à maturité dont le produit est ainsi réparti : environ 400 millions de dollars dans la division canadienne, 251 millions de dollars dans la division des États-Unis et 47 millions de dollars dans le secteur Canada – Autres.
- Encana a réalisé la vente de la totalité de ses participations en France et au Brésil et s'est retirée du Qatar.
- Au troisième trimestre de 2008, la raffinerie de Wood River a reçu les approbations des organismes de réglementation pour le début de la construction du projet relatif à l'usine de cokéfaction et à l'agrandissement de la raffinerie (le projet CORE). La raffinerie de Wood River faisait partie des actifs de raffinage en aval transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

## 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 2010.



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

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

Terrains au 31 décembre 2010



Les activités d'Encana se concentrent sur l'exploitation de formations de gaz naturel de longue durée en Amérique du Nord, y compris la formation de gaz étanche, de schiste et de méthane de houille. Encana tente de repérer les formations de réservoirs de gaz à un stade peu avancé d'exploitation et susceptibles de prendre de l'expansion géographique et définit ensuite une importante position foncière pour tenter de tirer parti de la ressource. Encana cherche ensuite une façon économique d'extraire le gaz naturel au moyen d'une combinaison d'examen 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 efficacité sur le plan du capital et de l'exploitation, et ce, pour son portefeuille grandissant.

Les activités d'Encana sont principalement exercées au Canada et aux États-Unis. Les réserves et la production actuelles d'Encana sont situées en Amérique du Nord.

## Division canadienne

La division canadienne comprend les actifs d'exploitation, de développement et de production de gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta ainsi que le projet de gaz naturel Deep Panuke situé au large de la Nouvelle-Écosse. Quatre zones de ressources clés font partie de cette division : i) Greater Sierra, y compris Horn River; ii) Cutbank Ridge en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris Montney; iii) Bighorn; et iv) la zone de méthane de houille. La zone de ressources clé de méthane de houille (le méthane de houille de Horseshoe Canyon et le gaz à faible profondeur mélangé) est située dans la région de Clearwater. La division canadienne gère également le projet de gaz naturel Deep Panuke dans la région du Canada atlantique. Avant l'opération de scission, la division canadienne était appelée la division des contreforts canadiens.

En 2010, la division canadienne a réalisé des dépenses en immobilisations au Canada d'environ 2 211 millions de dollars et a foré environ 1 206 puits nets. Au 31 décembre 2010, la division canadienne avait au Canada un avoir foncier établi d'environ 10,9 millions d'acres brutes (9,1 millions d'acres nettes), dont environ 5,8 millions d'acres brutes (4,9 millions d'acres nettes) n'étaient pas développées. Les droits miniers à l'égard d'environ 39 pour cent de la superficie nette totale appartiennent à Encana en propriété inconditionnelle, ce qui signifie qu'Encana détient des droits miniers à perpétuité et que la production est assujettie à un impôt minier qui est généralement moindre que la redevance de la Couronne imposée sur la production tirée de terrains où le gouvernement est propriétaire des droits miniers. La production de la division canadienne en 2010, après redevances, s'est établie en moyenne à 1 402 millions de pieds cubes équivalents par jour. Par rapport à 2009, les volumes de production moyens en 2010 ont connu une hausse d'environ 6 pour cent ou de 83 millions de pieds cubes équivalents par jour, en raison du succès des programmes d'exploration et compte tenu de l'interruption de la production de puits et de la réduction des volumes de production. Les volumes de 2010 ont connu une réduction d'environ 65 millions de pieds cubes équivalents par jour en raison des aliénations nettes.

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

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 2010)</i>							
Greater Sierra	652	619	1 447	1 190	2 099	1 809	86 %
Cutbank Ridge	427	332	909	801	1 336	1 133	85 %
Bighorn	261	177	401	311	662	488	74 %
Clearwater	3 450	2 937	1 978	1 806	5 428	4 743	87 %
Canada atlantique	21	21	55	11	76	32	42 %
Autres	270	125	1 055	761	1 325	886	67 %
<b>Division canadienne</b>	<b>5 081</b>	<b>4 211</b>	<b>5 845</b>	<b>4 880</b>	<b>10 926</b>	<b>9 091</b>	<b>83 %</b>

## Production (avant redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi<sup>3</sup>/j)</i>		Liquides <i>(b/j)</i>		Total <i>(Mpi<sup>3</sup>e/j)</i>	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Greater Sierra	241	215	1 214	1 091	248	221
Cutbank Ridge	431	351	1 894	867	442	356
Bighorn	228	177	4 381	4 099	254	201
Clearwater <sup>1)</sup>	402	458	6 113	9 343	439	514
Autres	79	105	2 141	3 626	92	128
<b>Division canadienne</b>	<b>1 381</b>	<b>1 306</b>	<b>15 743</b>	<b>19 026</b>	<b>1 475</b>	<b>1 420</b>

Note :

- 1) La zone de ressources clé de méthane de houille située dans la région de Clearwater a affiché une production moyenne d'environ 322 millions de pieds cubes par jour en 2010 (320 millions de pieds cubes par jour en 2009).

## Production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi<sup>3</sup>/j)</i>		Liquides <i>(b/j)</i>		Total <i>(Mpi<sup>3</sup>e/j)</i>	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Greater Sierra	230	199	973	871	236	204
Cutbank Ridge	392	310	1 465	591	401	314
Bighorn	219	159	3 252	2 719	239	175
Clearwater <sup>1)</sup>	397	453	6 051	9 192	433	508
Autres	85	103	1 408	2 507	93	118
<b>Division canadienne</b>	<b>1 323</b>	<b>1 224</b>	<b>13 149</b>	<b>15 880</b>	<b>1 402</b>	<b>1 319</b>

Note :

- 1) La zone de ressources clé de méthane de houille située dans la région de Clearwater a affiché une production moyenne d'environ 317 millions de pieds cubes par jour en 2010 (316 millions de pieds cubes par jour en 2009).

## Puits producteurs

<i>(nombre de puits au 31 décembre 2010) <sup>1)</sup></i>	Gaz naturel		Pétrole brut		Total	
	Bruts	Nettes	Bruts	Nettes	Bruts	Nettes
Greater Sierra	1 121	1 064	3	3	1 124	1 067
Cutbank Ridge	832	722	8	2	840	724
Bighorn	422	329	6	2	428	331
Clearwater <sup>2)</sup>	10 482	9 621	113	75	10 595	9 696
Autres	468	342	120	67	588	409
<b>Division canadienne</b>	<b>13 325</b>	<b>12 078</b>	<b>250</b>	<b>149</b>	<b>13 575</b>	<b>12 227</b>

Notes :

- 1) Les montants excluent les puits en mesure de produire mais non producteurs au 31 décembre 2010.
- 2) Au 31 décembre 2010, la zone de ressources clé de méthane de houille comptait environ 7 795 puits de gaz bruts producteurs (7 153 puits de gaz nettes).

## 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 schistes du Dévonien de Horn River. En 2010, Encana a foré environ 47 puits nets dans la région, et la production de gaz naturel, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 236 millions de pieds cubes équivalents par jour.

La production est demeurée relativement constante au cours des cinq dernières années alors que Encana a réduit les dépenses en immobilisations, à l'exclusion du développement de Horn River.

Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait environ 423 000 acres brutes non développées (264 000 acres nettes non développées) dans la formation de schistes du Dévonien de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de schistes de Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie) située dans la zone prioritaire d'Encana a plus de 500 pieds d'épaisseur. Au 31 décembre 2010, ces schistes ont été évalués au moyen de 90 puits (7 puits verticaux et 83 puits horizontaux) dont 43 ont été placés en production à long terme (1 puits vertical et 42 puits horizontaux). En 2009, Encana et son partenaire ont mené un programme plus ambitieux de forage de puits horizontaux dans la région de Two Island Lake et ont construit une station de compression et un pipeline de transport de gaz non épuré d'un diamètre de 24 pouces.

Au 31 décembre 2010, Encana détenait une participation moyenne de 81 pour cent dans 14 installations de production dans la région, qui étaient en mesure de traiter environ 715 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Encana détenait également une participation directe exclusive dans le pipeline Ekwan, qui a une capacité d'environ 400 millions de pieds cubes par jour et transporte le gaz naturel depuis le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'en Alberta. Aux fins de sa stratégie de mise au point de solutions de transport pour sa production de Horn River, Encana a conditionnellement accepté de vendre son pipeline Ekwan à TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »); cette vente est intégrée à la proposition de TCPL de construire un pipeline qui relie Horn River au système de pipelines en Alberta de TCPL.

Encana est également l'exploitant de l'usine de gaz de Cabin, dans laquelle elle détient une participation. Le 28 janvier 2010, Encana a reçu à l'égard de cette usine un certificat d'évaluation environnementale de l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique, suivi des approbations réglementaires de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. Elle a reçu des approbations pour une capacité allant jusqu'à 800 millions de pieds cubes par jour. L'élaboration et la construction du projet ont déjà commencé; la première phase a une capacité prévue de 400 millions de pieds cubes par jour et elle devrait entrer en service durant la seconde moitié de 2012. La seconde phase, qui devrait ajouter une capacité additionnelle de 400 millions de pieds cubes par jour, est entièrement décidée et a entamé le processus d'approbation. Une fois en exploitation, l'usine recevra des gaz d'alimentation non épurés comprimés et déshydratés, contenant du CO<sub>2</sub> et des traces de H<sub>2</sub>S. Lorsque le gaz aura été traité en vue de satisfaire aux spécifications des ventes de gaz, il est prévu qu'il sera expédié sur le marché par le système de pipeline de TCPL. Le 10 décembre 2010, Encana a publié un avis mentionnant qu'elle enverrait une demande de propositions aux sociétés intéressées à acheter la participation d'Encana dans l'usine de gaz 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 2010, Encana a foré environ 62 puits nets dans la région, et la production moyenne après les redevances s'est établie à environ 401 millions de pieds cubes équivalents par jour.

Encana détient environ 693 000 acres nettes couvrant le bassin profond de la formation de Montney avec environ 244 500 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 quelques 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 80 pour cent des coûts à intervalle complet au cours des quatre dernières années.

Les usines en propriété exclusive d'Encana à Hythe et Steeprock ont une capacité de traitement de gaz acide d'environ 393 millions de pieds cubes par jour et une capacité supplémentaire de traitement de gaz naturel non corrosif d'environ 110 millions de pied cubes par jour. Encana détient aussi une participation directe de 60 pour cent dans l'usine de gaz de Sexsmith, dont la capacité de traitement de gaz acide est d'environ 125 millions de pieds cubes par jour et dont la capacité supplémentaire de traitement de gaz naturel non corrosif est d'environ 50 millions de pieds cubes par jour.

Au quatrième trimestre de 2010, Encana a conclu une convention de traitement en coupes profondes garantissant environ 90 millions de pieds cubes par jour de capacité de traitement ferme à Gordondale. La convention permettra à la société d'extraire les liquides de ses flux gazeux, d'accumuler ainsi plus de valeur et d'augmenter les rendements.

## **Bighorn**

Bighorn est une zone de ressources clé dans le centre ouest de l'Alberta où l'accent est mis sur l'exploitation de sables du Crétacé empilés en zones multiples dans la formation Deep Basin. Les principaux terrains dans la région de Bighorn sont Resthaven, Kakwa, Redrock et Berland. En 2010, Encana a foré environ 51 puits nets dans la zone, et la production moyenne après redevances s'est établie à environ 239 millions de pieds cubes équivalents par jour.

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 millions de pieds cubes par jour. L'usine de gaz de Kakwa a une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. Encana possède 50 pour cent de cette usine et dispose d'une capacité de traitement ferme pour les 50 pour cent restants. Encana possède une participation directe de 24 pour cent dans l'usine de Berland River, qui a une capacité d'environ 165 millions de pieds cubes par jour.

Au quatrième trimestre de 2010, Encana a conclu une convention de traitement en coupes profondes garantissant environ 105 millions de pieds cubes par jour de capacité de traitement ferme à Musreau. La convention permettra à la société d'extraire les liquides de ses flux gazeux, d'accumuler ainsi plus de valeur et d'augmenter les rendements.

## **Clearwater**

Clearwater s'étend de la frontière des États-Unis jusqu'au centre de l'Alberta. Dans la région de Clearwater, on met principalement l'accent sur la zone de ressources clé de méthane de houille qui comporte la formation houillère de Horseshoe Canyon intégrée à des sables à plus faible profondeur. Dans Clearwater, Encana détient environ 4,7 millions d'acres nettes et environ 2,0 millions d'acres nettes dans l'axe préférentiel de Horseshoe Canyon. Environ 75 pour cent du total des avoirs fonciers nettes sont détenus en propriété inconditionnelle. En 2010, Encana a foré environ 1 044 puits de méthane de houille nettes, et la production s'est établie en moyenne à quelque 317 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour à partir de la zone de ressources clé de méthane de houille.

## **Canada atlantique**

Au 31 décembre 2010, Encana détenait une participation dans environ 76 000 acres brutes (32 000 acres nettes) dans le Canada atlantique, ce qui comprend la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. Encana exploite cinq de ses huit licences dans ces régions et possède une participation directe moyenne d'environ 42 pour cent.

Encana est 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 la seconde moitié de 2011.

## **Division des États-Unis**

La division des États-Unis comprend les actifs d'exploration, de développement et de production de gaz naturel d'Encana dans le champ Jonah au sud-ouest du Wyoming, dans le bassin Piceance au nord-ouest du Colorado, dans le bassin East Texas au Texas, dans la formation de schistes de Haynesville en Louisiane et au Texas et dans le bassin Fort Worth au Texas. Cinq zones de ressources clés sont situées dans cette division : i) Jonah, ii) Piceance, iii) East Texas, iv) Haynesville et v) Fort Worth.

En 2010, la division des États-Unis a réalisé au total des dépenses en immobilisations d'environ 2 499 millions de dollars et a foré environ 448 puits nets. Au 31 décembre 2010, la division des États-Unis avait un avoir foncier établi d'environ 3,1 millions d'acres brutes (2,6 millions d'acres nettes). Environ 2,5 millions d'acres brutes (2,1 millions d'acres nettes), la plupart situées au Colorado, au Texas, en Louisiane, au Michigan et au Wyoming, n'étaient pas développées. En 2010, la production après redevances de la division des États-Unis s'est établie en moyenne à environ 1 919 millions de pieds cubes équivalents par jour. Par rapport à 2009, les volumes de production moyens en 2010 ont connu une hausse d'environ 14 pour cent ou de 235 millions de pieds cubes équivalents par jour, en raison du succès d'exploitation à Haynesville et à Piceance et compte tenu de l'interruption de la production de puits et de la réduction de volumes de production. Les volumes de 2010 ont connu une réduction d'environ 65 millions de pieds cubes équivalents par jour en raison des aliénations nettes.

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

<b>Avoirs fonciers</b>	<b>Superficie développée</b>		<b>Superficie non développée</b>		<b>Superficie totale</b>		<b>Participation directe moyenne</b>
	<b>Brute</b>	<b>Nette</b>	<b>Brute</b>	<b>Nette</b>	<b>Brute</b>	<b>Nette</b>	
<i>(en milliers d'acres au 31 décembre 2010)</i>							
Jonah	18	16	116	104	134	120	90 %
Piceance	258	239	657	601	915	840	92 %
East Texas	100	68	180	162	280	230	82 %
Haynesville	110	66	486	284	596	350	59 %
Fort Worth	46	44	15	11	61	55	90 %
Autres	110	77	1 024	916	1 134	993	88 %
<b>Division des États-Unis</b>	<b>642</b>	<b>510</b>	<b>2 478</b>	<b>2 078</b>	<b>3 120</b>	<b>2 588</b>	<b>83 %</b>

<b>Production (avant redevances)</b>	<b>Gaz naturel</b> <i>(Mpi<sup>3</sup>/j)</i>		<b>Liquides</b> <i>(b/j)</i>		<b>Total</b> <i>(Mpi<sup>3</sup>e/j)</i>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<i>(moyenne quotidienne)</i>						
Jonah	674	727	5 889	6 444	709	766
Piceance	521	421	2 234	2 027	534	434
East Texas	475	449	87	71	475	449
Haynesville	376	87	-	160	376	88
Fort Worth	161	178	240	579	163	181
Autres	135	182	3 478	4 672	157	210
<b>Division des États-Unis</b>	<b>2 342</b>	<b>2 044</b>	<b>11 928</b>	<b>13 953</b>	<b>2 414</b>	<b>2 128</b>

## Production (après redevances)

<i>(moyenne quotidienne)</i>	Gaz naturel <i>(Mpi<sup>3</sup>/j)</i>		Liquides <i>(b/j)</i>		Total <i>(Mpi<sup>3</sup>e/j)</i>	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Jonah	531	571	4 614	5 067	559	601
Piceance	446	362	1 946	1 760	458	373
East Texas	348	324	69	57	348	324
Haynesville	303	70	-	132	303	71
Fort Worth	123	136	184	435	124	139
Autres	110	153	2 825	3 866	127	176
<b>Division des États-Unis</b>	<b>1 861</b>	<b>1 616</b>	<b>9 638</b>	<b>11 317</b>	<b>1 919</b>	<b>1 684</b>

## Puits producteurs

<i>(nombre de puits au 31 décembre 2010)<sup>1)</sup></i>	Gaz naturel		Pétrole brut		Total	
	Bruts	Nettes	Bruts	Nettes	Bruts	Nettes
Jonah	1 289	1 135	-	-	1 289	1 135
Piceance	3 261	2 845	3	-	3 264	2 845
East Texas	705	440	3	1	708	441
Haynesville	281	142	2	1	283	143
Fort Worth	670	582	-	-	670	582
Autres	1 518	1 139	5	2	1 523	1 141
<b>Division des États-Unis</b>	<b>7 724</b>	<b>6 283</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>7 737</b>	<b>6 287</b>

Note :

- 1) Les chiffres excluent les puits en mesure de produire mais non producteurs au 31 décembre 2010.

## 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. Par le passé, Encana menait ses activités dans la zone principale à pression anormale du champ. En 2008 et 2009, Encana a commencé à développer les terrains adjacents à pression normale. En 2010, Encana a foré environ 112 puits nets dans la zone principale, et la production moyenne, après redevances, s'est établie à environ 559 millions de pieds cubes équivalents par jour.

Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait une superficie d'environ 116 000 acres brutes non développées (104 000 acres nettes). Dans la zone à pression anormale, Encana envisage de forer le champ à des espacements de dix acres et parfois à des espacements moindres dans certaines zones. À l'extérieur de la zone à pression anormale, Encana est propriétaire d'environ 112 000 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. L'acquisition de Tom Brown, Inc. par Encana en 2004 lui a procuré une importante partie de la superficie actuellement développée. En plus de Williams Fork, Encana a récemment entamé la phase d'évaluation de la formation Niobrara, une formation de schistes épais qui prédomine à travers le bassin. Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait environ 657 000 acres brutes non développées (601 000 acres nettes). En 2010, Encana a foré environ 125 puits nets dans la zone, et la production moyenne, après redevances, s'est établie à environ 458 millions de pieds cubes équivalents par jour.

Entre 2006 et 2010, Encana a finalisé dix ententes en vue du développement conjoint de parties de Piceance. Au cours de 2010, Encana a foré environ 159 puits nets, en utilisant principalement des fonds provenant de tiers. Pour la période allant de 2011 à 2016, il est prévu qu'Encana forera environ 774 puits nets qui seront partiellement financés par des tiers aux termes d'ententes en place.

Les installations de compression et de traitement de Piceance comprennent environ 2 600 kilomètres de pipeline et une installation de traitement d'une capacité d'environ 60 millions de pieds cubes par jour. En outre, à Piceance, Encana a accès à des installations de traitement de tiers.

### **East Texas**

East Texas est une zone de ressources clé qui est caractérisée par une formation de gaz étanche dotée de zones cibles multiples dans les régions de Bossier et de Cotton Valley. Encana a commencé ses activités à East Texas en 2004 avec l'acquisition de Tom Brown, Inc. En 2010, elle a foré environ 16 puits nets dans la zone, et la moyenne de la production, après redevances, s'est établie à environ 348 millions de pieds cubes équivalents par jour.

En 2005, elle a fait l'acquisition d'une participation de 30 pour cent dans les actifs de Deep Bossier du groupe Leor Energy. Par la suite, en 2006, Encana a augmenté cette participation pour la porter à 50 pour cent. En novembre 2007, Encana a fait l'acquisition des participations restantes du groupe Leor Energy dans la zone Deep Bossier ainsi que d'une superficie additionnelle dans le bassin East Texas. Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait une superficie d'environ 180 000 acres brutes non développées (162 000 acres nettes).

### **Haynesville**

La formation de schistes de Haynesville est une zone de ressources clé située en Louisiane et au Texas. Encana a fait l'acquisition de ses premières concessions en 2005, a foré ses trois premiers puits verticaux en 2006 et a continué d'acquérir des terrains. En 2007, Encana a signé une entente d'exploration conjointe en parts égales avec une partie non apparentée en vue de l'exploration et du développement des terrains. En 2008, Encana a augmenté sa superficie sous concession à Haynesville pour la porter à environ 435 000 acres nettes au moyen d'une série d'opérations totalisant environ 1 010 millions de dollars. À la fin de 2009, Encana a finalisé une coentreprise avec une partie non apparentée en vue de développer une partie de Haynesville à East Texas.

En 2010, Encana a foré environ 106 puits nets dans la zone, et la production moyenne, après redevances, s'est établie à environ 303 millions de pieds cubes équivalents par jour. En 2010, les projets de forages d'Encana ont mis l'accent sur la conservation des terrains et l'optimisation des compléments. Le taux de production de sortie pour la formation de schistes de Haynesville en décembre 2010 s'établissait à environ 419 millions de pieds cubes par jour. En 2011, il est prévu que la majorité des activités de développement projetées mettront l'accent sur l'optimisation de la récupération de gaz à Haynesville et à Mid-Bossier.

Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait une superficie d'environ 486 000 acres brutes non développées (284 000 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 quelques prochaines années, à moins que la production ne soit établie dans la superficie détenue. En 2010, Encana a mené à terme la majorité de son programme de conservation des terrains.

### **Fort Worth**

Fort Worth est une zone de ressources clé située dans le nord du Texas qui produit à partir de la prolifique formation de schistes Barnett. Depuis son arrivée dans le bassin en 2003, Encana a fait appel au forage horizontal et à la stimulation polyétagée du réservoir en vue d'améliorer le rendement de cette zone de ressources. En 2010, Encana a foré environ 30 puits nets dans la zone, et la production moyenne, après redevances, s'est établie à environ 124 millions de pieds cubes équivalents par jour.

Au 31 décembre 2010, Encana contrôlait une superficie d'environ 15 000 acres brutes non développées (11 000 acres nettes).

## Autres activités

Encana a constitué une position foncière importante dans la zone de ressources de schistes de Collingwood, au Michigan. En 2010, elle a acquis environ 193 000 acre nettes, portant le total des avoirs fonciers à environ 424 000 acres nettes.

## Optimisation des marchés

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

### Commercialisation du gaz naturel

La production de gaz naturel d'Encana est principalement commercialisée auprès de sociétés de distribution 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 du prix des combustibles concurrents sur ces marchés et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel.

Encana cherche à atténuer l'incidence du risque associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques 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 17 des états financiers consolidés audités d'Encana pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010; ceux-ci peuvent être obtenus par l'intermédiaire du Système électronique de données, d'analyse et de recherche canadien (« SEDAR ») au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

### Autres activités de commercialisation

Encana vend son pétrole brut, ses condensats et ses LGN 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 2010, Encana n'avait ni contrat de vente physique à long terme ni contrat de livraison d'importance.

## Activités antérieures

Les activités antérieures, appelées Canada – Autres et Raffinage en aval aux États-Unis, ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission le 30 novembre 2009. Le secteur Canada – Autres englobe les résultats de l'ancienne division des plaines canadiennes et de l'ancien secteur Activités pétrolières intégrés – Canada.

### Canada – Autres

Le secteur Canada – Autres comprenait 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 brut 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. Cinq zones de ressources clés étaient comprises dans le secteur Canada – Autres : i) les zones de gaz à faible profondeur dans le sud-est de l'Alberta et de la Saskatchewan, ii) Pelican Lake dans nord-est de l'Alberta, iii) Weyburn en Saskatchewan, iv) Foster Creek dans



le nord-est de l'Alberta et iv) Christina Lake dans nord-est de l'Alberta. Les projets de récupération assistée de pétrole à Foster Creek et à Christina Lake faisaient partie de l'entreprise de pétrolière intégrée créée par Encana et ConocoPhillips en janvier 2007.

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

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

### Secteur Raffinage en aval aux États-Unis

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

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

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

### 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, Encana a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») et les a chargés d'évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel et de liquides et d'établir des rapports sur celles-ci tous les ans. En 2010, 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 cinq 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 un analyste commercial 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, aliénations 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 provenant des activités d'exploitation, du produit de l'aliénation d'actifs ou d'une combinaison de ces sources.

Le tableau suivant résume les investissements nettes en capital d'Encana pour 2010, 2009 et 2008.

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Dépenses en immobilisations</b>			
Division canadienne	2 211	1 869	2 459
Division des États-Unis	2 499	1 821	2 682
	4 710	3 690	5 141
Optimisation des marchés	2	2	17
Activités non sectorielles et autres	61	85	165
	4 773	3 777	5 323
<b>Acquisitions</b>			
Terrains			
Division canadienne	592	190	151
Division des États-Unis <sup>1)</sup>	141	46	1 023
Activités non sectorielles			
Division canadienne <sup>2)</sup>	-	24	-
<b>Aliénations</b>			
Terrains			
Division canadienne <sup>3)</sup>	(288)	(1 000)	(400)
Division des États-Unis	(595)	(73)	(251)
Activités non sectorielles et autres	-	(5)	(41)
Activités non sectorielles			
Activités non sectorielles et autres <sup>4)</sup>	-	(83)	(165)
	4 623	2 876	5 640
<b>Activités antérieures (Canada – Autres) <sup>5)</sup></b>			
Dépenses en immobilisations	-	848	1 500
Acquisitions – Terrains	-	3	-
Aliénations – Terrains	-	(17)	(47)
<b>Dépenses en immobilisations nettes avant les activités abandonnées</b>	4 623	3 710	7 093
Activités abandonnées <sup>6)</sup>	-	829	478
<b>Dépenses en immobilisations nettes</b>	<b>4 623</b>	<b>4 539</b>	<b>7 571</b>

Notes :

- 1) En 2008, comprenait principalement Haynesville.
- 2) Acquisition de Kerogen Resources Canada, ULC en mai 2009.
- 3) Comprend principalement les aliénations d'actifs non essentiels.
- 4) En 2009, comprenait la vente de Senlac Oil Limited. En 2008, comprenait principalement la vente de participations au Brésil.
- 5) Les actifs du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada) ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.
- 6) Comprend des dépenses en immobilisations dans les activités de raffinage en aval aux États-Unis qui sont déclarées comme activités abandonnées puisque ces actifs ont été transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

## 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, gazières ou autres, notamment dans les domaines suivants : i) l'exploration et le développement de nouvelles sources de réserves de gaz naturel et liquides, ii) les acquisitions de réserves et de terrains, iii) le transport et la commercialisation du gaz naturel, des liquides, des diluants et de l'électricité, iv) l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de développement ou d'exploitation et v) le recrutement et la fidélisation d'employés du secteur expérimentés. Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à d'autres industries orientée 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 et de liquides, deux facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'Encana.

## Protection de l'environnement

Les activités qu'exerce Encana sont assujetties aux lois et aux règlements des États en matière de pollution, de protection de l'environnement et de manipulation et de transport de matières dangereuses. Ces lois et ces règlements obligent généralement Encana à supprimer ou à corriger les effets de ses activités sur l'environnement dans ses sites d'exploitation passés et actuels, et notamment à démanteler ses installations de production et à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de certaines substances. Le comité de 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. Les programmes de surveillance et d'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité (« ESS ») dans les activités quotidiennes ainsi que les inspections et les vérifications servent à veiller à ce que les normes environnementales et réglementaires soient observées. Des plans d'urgence ont été élaborés pour réagir en temps utile aux situations environnementales, et des programmes de correction et de remise en état de sites sont en vigueur et sont déployés pour restaurer l'environnement.

Encana 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 2010, 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 4,7 milliards de dollars. Au 31 décembre 2010, Encana a comptabilisé une charge au titre de la mise hors service de 820 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 aux questions suivantes : i) la gouvernance, ii) les gens, iii) l'environnement, iv) la santé et la sécurité, v) l'engagement et vi) 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 : i) 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, ii) tendra la main aux parties prenantes, les écouterait et travaillera avec elles en temps utile, de manière respectueuse et constructive, et iii) harmonisera ses investissements liés aux communautés avec sa stratégie d'entreprise et s'efforcera d'entretenir des relations avantageuses réciproques 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 i) observera toutes les lois pertinentes sur le milieu de travail, le travail, le respect de la vie privée et les droits de la personne, et ii) 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 les sujets suivants : i) le respect des lois et règlements sur l'environnement, ii) l'évaluation et la réduction du risque environnemental, iii) la gestion des émissions atmosphériques, iv) l'approvisionnement en eau, la circulation de l'eau et le rejet des eaux, v) la prévention de la pollution et la réduction des déchets et vi) 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 et sécuritaire en matière 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 : i) une orientation générale en ce qui a trait à la communication des politiques et des pratiques et à la formation s'y rapportant et l'obligation pour le conseil d'administration et les employés de reconnaître les politiques clés et d'y consentir; ii) un système de gestion de l'ESS; iii) un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les risques connexes; iv) une orientation officielle relative aux relations avec les parties prenantes au moyen d'un manuel d'engagement envers les parties prenantes normalisé et d'un guide d'engagement spécifique envers les communautés autochtones; v) des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer les progrès de la société; vi) un programme d'efficacité 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; vii) 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 d'employés qui abonde les dons versés par les employés jusqu'à concurrence de 25 000 \$ par employé annuellement; viii) une pratique d'enquête et un comité chargé des enquêtes en vue d'examiner et de corriger les violations éventuelles des politiques et des pratiques d'Encana ou d'autres règlements; ix) une ligne d'appel de promotion de l'intégrité qui offre un autre moyen aux parties prenantes d'Encana de faire connaître leurs préoccupations ainsi que le site Web de responsabilité de la société qui permet aux gens d'écrire à la société relativement à leurs préoccupations autres que financières; x) un programme de vérification interne en matière d'ESS qui évalue si Encana se conforme aux attentes et aux exigences du système de gestion de l'ESS et xi) des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie et une pratique d'éthique commerciale et des lignes directrices relatives aux comportements adéquats en ce qui concerne l'acceptation de cadeaux, les conflits d'intérêts et l'utilisation adéquate du matériel et de la technologie d'Encana d'une façon conforme aux pratiques d'éthique commerciale prépondérantes. En outre, le conseil d'administration d'Encana approuve ces politiques et est informé des violations importantes de celles-ci et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient avoir une incidence importante sur la société.

## Employés

Au 31 décembre 2010, Encana comptait 4 169 employés équivalents temps plein (les « ETP »), répartis comme suit :

	Employés ETP
Division canadienne	1 808
Division des États-Unis	1 722
Activités non sectorielles	639
<b>Total</b>	<b>4 169</b>

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

## Activités à l'étranger

Au 31 décembre 2010, 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 <sup>1)</sup>	Occupation principale
David P. O'Brien, O.C. <sup>5)7)10)</sup> Calgary (Alberta) Canada	1990	Président du conseil Encana Corporation Président du conseil Banque Royale du Canada
Peter A. Dea <sup>3)6)</sup> Denver (Colorado) États-Unis	2010	Président et chef de la direction Cirque Ressources LP (société fermée de pétrole et de gaz)
Randall K. Eresman <sup>8)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2006	Président et chef de la direction Encana Corporation
Claire S. Farley <sup>3)5)6)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2008	Cofondatrice RPM Energy LLC (Société fermée de pétrole et de gaz)
Fred J. Fowler <sup>3)4)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2010	Administrateur de sociétés
Barry W. Harrison <sup>2)4)5)9)</sup> Calgary (Alberta) Canada	1996	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant
Suzanne P. Nimocks <sup>2)4)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2010	Administrateur de sociétés
Jane L. Peverett <sup>2)5)6)</sup> West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Administratrice de sociétés
Allan P. Sawin <sup>2)4)</sup> Edmonton (Alberta) Canada	2007	Président Bear Investments Inc. (Société fermée d'investissement)
Bruce G. Waterman <sup>2)4)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2010	Premier vice-président, finance et chef de la direction financière Agrium Inc. (fermée privée de pétrole et de gaz)
Clayton H. Woitas <sup>3)6)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2008	Président du conseil et chef de la direction Range Royalty Management Ltd. (Société fermée de pétrole et de gaz)

#### 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<sup>er</sup> avril 2003, Air Canada avait obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario lui accordant une protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Air Canada avait déposé en même temps une requête aux termes de l'article 304 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 et extraordinaires des actionnaires tenue le 21 avril 2010. À la prochaine assemblée annuelle, les actionnaires seront priés d'élire à titre d'administrateurs les 11 particuliers indiqués dans le tableau précédent. Sous réserve des restrictions quant à l'âge de la retraite obligatoire établies par le conseil d'administration, aux termes desquelles un administrateur ne peut se porter candidat à sa réélection à l'assemblée annuelle après avoir atteint l'âge de 71 ans, tous les administrateurs existants peuvent se présenter pour un nouveau mandat.

## Hauts dirigeants

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la société (de la division)
Randall K. Eresman Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction
Sherri A. Brillon Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice et chef des finances
Michael M. Graham Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur ( <i>président de la division canadienne</i> )
Robert A. Grant Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise, ESS et réserves
Eric D. Marsh Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur, Économie de gaz naturel ( <i>Premier vice-président de la division États-Unis</i> )
Michael G. McAllister Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur ( <i>Premier vice-président 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. Dea est président et chef de la direction de Cirque Resources LP (société fermée de pétrole et de gaz) depuis mai 2007. De novembre 2001 à août 2006, il a été président, chef de la direction et administrateur de Western Gas Resources, Inc. (une société ouverte de gaz naturel).

M<sup>me</sup> Farley est la cofondatrice de RPM Energy LLC (société fermée d'exploration et de développement de pétrole et de gaz) constituée en septembre 2010. 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. Il a été président et chef de la direction de Duke Energy Gas Transmission, LLC (une filiale de Duke Energy Corporation) d'avril 2006 à décembre 2006. À partir de juin 1997, il a occupé divers postes de haute direction auprès de Duke Energy Corporation (société ouverte de pétrole et de gaz), dont celui de président et chef d'exploitation de novembre 2002 à avril 2006.

M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> Peverett a été présidente et chef de la direction de BC Transmission Corporation (société de transport d'électricité) d'avril 2005 à janvier 2009.

M. Sawin 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 en partie propriétaire de Grizzly Well Servicing Inc. et de sociétés liées (sociétés fermées offrant des services liés aux champs pétrolifères et exploitant des plates-formes de forage et de maintenance dans l'Ouest canadien).

Au 10 février 2011, tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'Encana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 573 459 actions ordinaires représentant 0,08 pour cent des actions avec droit de vote émises et en circulation d'Encana, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions. Les administrateurs et les hauts dirigeants d'Encana détenaient des options visant l'acquisition de 4 360 694 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 est également administrateur et président du conseil de La Compagnie Mutuelle d'Assurance-Vie Wawanesa (compagnie d'assurances de biens et de dommages du Canada) et de ses sociétés liées, La Compagnie Mutuelle d'Assurance-Vie Wawanesa et sa filiale américaine, Wawanesa General Insurance Company, qui exerce ses activités en Californie et en Oregon. 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> Peverett est titulaire d'un baccalauréat en commerce (McMaster University) et d'une maîtrise en administration des affaires (Queen's University) et a obtenu le titre de comptable en management accréditée ainsi qu'un certificat d'analyste en valeurs mobilières au Canada. Elle est également Fellow de The Society of Management Accountants (FCMA). Elle 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 BC Transmission Corporation (la « 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 (Alberta). 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 premier vice-président, finance et chef de la direction financière d'Agrium Inc. (société ouverte d'approvisionnement agricole) depuis avril 2000. 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 précisément les services qu'il doit approuver au préalable et ii) qu'il n'est pas nécessaire pour un membre de la direction de décider si oui ou non un service proposé correspond aux services approuvés au préalable.

Sous réserve du paragraphe suivant, le comité 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 2010 et 2009.

<i>(en milliers de dollars canadiens)</i>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Honoraires d'audit <sup>1)</sup>	3 243	3 963
Honoraires liés à l'audit <sup>2)</sup>	252	1 076
Honoraires en fiscalité <sup>3)</sup>	600	569
Tous les autres honoraires <sup>4)</sup>	15	5
<b>Total</b>	<b>4 110</b>	<b>5 613</b>

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 2010 et 2009, les services de cette catégorie ont compris un audit et des examens des états financiers consolidés détachés de Cenovus et des documents connexes, des examens effectués dans le contexte des acquisitions et des aliénations, 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 2010 et 2009, 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 2010 et 2009, 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 2009 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 2010, environ 736 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 d'achat d'actions d'Encana sont devenus des porteurs d'options d'achat d'actions d'Encana et de Cenovus et les prix d'exercice aux termes des options d'achat d'actions ont été rajustés en fonction des cours relatifs des actions ordinaires d'Encana et de Cenovus.

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

### Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées avant l'émission de la série. Les porteurs des actions privilégiées n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la société, mais pourraient avoir le droit d'y voter si la société omet de verser des dividendes sur leur série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de premier rang ont priorité sur les actions privilégiées de deuxième rang et les actions ordinaires de la société, et les actions privilégiées de deuxième rang ont priorité sur les actions ordinaires de la société, en ce qui a trait aux versements de dividendes et aux distributions d'actifs de la société en cas de liquidation ou de dissolution des affaires de la société.

## Évaluations de crédit

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 des financements à court 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 du maintien de notes concurrentielles de la part d'Encana. Une réduction de la note en vigueur attribuée par les agences de notation au titre d'emprunt de la société, plus particulièrement une baisse à une note de qualité inférieure pourrait avoir des répercussions négatives sur les coûts de financement de la société et l'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 et la perspective des titres d'emprunt de la société au 31 décembre 2010.

	<b>Standard &amp; Poor's Ratings Services (« S&amp;P »)</b>	<b>Moody's Investors Service (« Moody's »)</b>	<b>DBRS Limited (« DBRS »)</b>
Titres de premier rang non garantis			
Note à long terme	BBB+	Baa2	A (bas)
Perspective	stable	stable	stable
Billets de trésorerie			
Note à court terme	A-1 (bas)	P-2	R-1 (bas)
Perspective	stable	stable	stable

Les notes 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 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. L'attribution d'un indicateur (+) ou (-) après la note indique la position relative au sein d'une catégorie d'évaluation. Les notes des billets de trésorerie canadiens 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-1 (bas) est la troisième 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 créances 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 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 de billets de trésorerie 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 des titres d'emprunt 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.

## Marché pour la négociation des titres

La totalité des actions ordinaires en circulation d'Encana sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole ECA. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois au cours de 2010.

	Bourse de Toronto				New York Stock Exchange			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions
	Haut	Bas	Fermeture		Haut	Bas	Fermeture	
	(\$ CA par action)			(millions)	(\$ par action)			(millions)
<b>2010</b>								
Janvier	36,65	32,41	32,70	44,4	35,63	30,44	30,59	74,9
Février	35,53	31,77	34,49	43,0	34,02	29,50	32,78	67,0
Mars	35,90	30,16	31,60	73,3	34,75	29,31	31,03	88,5
Avril	34,15	31,03	33,60	57,9	33,63	30,48	33,07	79,1
Mai	33,98	30,62	33,24	49,9	33,57	28,28	30,85	82,1
Juin	35,79	32,10	32,24	62,2	35,25	30,29	30,34	83,4
Juillet	35,00	31,06	31,43	41,1	34,04	29,74	30,53	65,0
Août	32,45	27,70	29,25	63,0	32,00	26,02	27,49	69,8
Septembre	31,57	28,54	31,09	63,0	30,72	27,58	30,23	68,5
Octobre	31,67	28,05	28,81	51,3	30,98	27,28	28,22	81,0
Novembre	30,41	28,16	28,43	52,7	30,44	27,60	27,70	69,8
Décembre	29,54	28,02	29,09	40,4	29,33	27,73	29,12	54,3

Encana a obtenu de la Bourse de Toronto l'autorisation chaque année d'acheter des actions ordinaires aux termes de neuf offres publiques de rachat dans le cours normal (« OPRCN ») consécutives. En 2010, la société a acheté environ 15,4 millions d'actions ordinaires à un prix moyen d'environ 32,42 \$ pour une contrepartie totale d'environ 499 millions de dollars. En 2009, la société n'a acheté aucune de ses actions ordinaires. En 2008, elle a acheté environ 4,8 millions d'actions ordinaires pour une contrepartie totale d'environ 326 millions de dollars.

Encana a le droit d'acheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 36,8 millions d'actions ordinaires aux termes des OPRCN existantes, qui ont débuté le 14 décembre 2010 et prendront fin le 13 décembre 2011. Les achats peuvent être faits par l'intermédiaire des services de la Bourse de Toronto et de la NYSE.

## Dividendes

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. Du premier trimestre de 2008 jusqu'à la réalisation de l'opération de scission, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action (1,60 \$ par action annuellement en 2008). Au quatrième trimestre de 2009, après l'opération de scission, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action (1,40 \$ par action annuellement en 2009). Au cours de 2010, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ par action (0,80 \$ par action annuellement en 2010).

## Procédures judiciaires

---

La société est partie à des réclamations et des litiges divers découlant de l'exercice normal de ses activités. Bien que le dénouement de ces affaires soit incertain et qu'il n'y ait aucune garantie qu'elles seront résolues en faveur d'Encana, la société ne croit pas actuellement que l'issue des procédures en instance ou imminentes qui se rapportent à ces affaires ou à d'autres ni que les montants que la société pourrait être tenue de payer à ce titre pourraient avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou sa liquidité.

## Facteurs de risque

---

Tout événement découlant des facteurs de risque indiqués ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie d'Encana et, dans certains cas, sur sa réputation. Lorsqu'il s'agit d'évaluer l'importance des facteurs de risque associés à l'environnement, 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. Puisqu'Encana est principalement une société d'exploitation de gaz naturel, elle est plus gravement touchée par les variations des prix du gaz naturel que par les variations des prix des liquides. Les fluctuations des prix du gaz naturel et des liquides pourraient avoir un effet défavorable sur l'exploitation et la situation financière de la société ainsi que sur la valeur et la quantité de ses réserves. Les prix du gaz naturel et des liquides fluctuent en réaction à la variation de l'offre et de la demande de gaz naturel et de pétrole brut, à l'incertitude des marchés et à divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société.

Les prix du gaz naturel qu'obtient Encana sont surtout touchés par l'offre et la demande en Amérique du Nord, les conditions climatiques ainsi que par les prix des sources d'énergie de rechange (y compris les produits raffinés, le charbon, le gaz naturel liquéfié importé et les initiatives concernant les sources d'énergie renouvelable). 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 brut sont déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale. Parmi les facteurs qui ont une incidence sur les prix du pétrole brut, on compte les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, l'offre étrangère de pétrole brut, le prix des importations étrangères, la disponibilité de sources de combustibles de rechange et les conditions climatiques. Les prix des LGN sont habituellement déterminés en fonction des prix du pétrole brut.

Encana évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux PCGR du Canada. Si les prix du gaz naturel et des liquides diminuent, la valeur comptable des actifs d'Encana pourrait être révisée à la baisse et les bénéfices de la société pourraient en subir les effets.

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

La capacité de la société à exercer ses activités, à générer des flux de trésorerie suffisants et à réaliser des projets dépend de bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la société. Outre les prix des marchandises et la demande continue du marché pour ses produits, ces facteurs incontrôlables comprennent les suivants : la conjoncture et les conditions du marché, les récessions économiques et l'agitation des marchés des capitaux, la capacité à obtenir et à conserver un financement à coût avantageux pour 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 permanents pour l'économie mondiale. Ces conditions ont une incidence sur les clients et les fournisseurs d'Encana et pourraient transformer ses plans de dépenses et d'exploitation. Cette incertitude des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues, y compris 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 délais des projets peuvent retarder la réalisation des produits des activités ordinaires prévus et des dépassements de coûts des projets pourraient les rendre non rentables.

Toutes les activités d'Encana font l'objet de règlements et de mesures des gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage, la complétion et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation ou l'abandon de champs ou empêcher de telles activités. Les droits contractuels peuvent être annulés ou faire l'objet d'une expropriation. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la société.

**L'entreprise de la société est assujettie à la législation en matière d'environnement de tous les territoires où elle exerce des activités et toute modification de cette législation pourrait avoir des répercussions défavorables sur ses résultats d'exploitation.**

Tous les aspects des activités liées au gaz naturel et aux liquides sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement en vertu de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux canadiens, américains et autres (collectivement, la « législation en matière d'environnement »).

La législation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à l'utilisation, à la production, à la manipulation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de produits chimiques, de substances et de déchets dangereux associés à la découverte, à la production, à la collecte et à la distribution et au stockage des produits de la société, dont le procédé de fracturation hydraulique des puits, la fermeture d'installations et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée relativement aux activités d'extraction de gaz naturel et de pétrole brut. Selon la législation en matière d'environnement, les puits, sites d'installations et autres biens liés aux activités d'Encana doivent être 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 d'exploitation d'Encana, rien ne garantit que la situation ne changera pas ultérieurement.

Certains gouvernements fédéraux, provinciaux et d'État ont annoncé leur intention de réglementer les gaz à effet de serre et d'autres polluants. À l'heure actuelle, ces gouvernements élaborent le cadre de réglementation et d'action qui devrait être annoncé. Dans la plupart des cas, il est question de certains détails techniques au sujet de la mise en œuvre et de la coordination de ces régimes visant à réglementer les émissions. De plus, l'on s'attend à ce que les gouvernements fédéraux, provinciaux et d'État adoptent d'autres modes de réglementation et fassent d'autres annonces concernant les émissions de polluants.



De plus, aux États-Unis, le gouvernement fédéral et certains gouvernements d'États examinent actuellement le cadre réglementaire et politique dans lequel les opérations de fracturation hydrolique sont menées. À l'heure actuelle, ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant le procédé de fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails concernant des modifications proposées ou envisagées au cadre réglementaire de la fracturation hydraulique.

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 d'exploitation 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 de gaz naturel et de liquides futures d'Encana et, par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent fortement de sa capacité à tirer parti de son stock de réserves actuel et à acquérir, à découvrir ou à mettre en valeur de nouvelles réserves. Si la société ne réussit pas à accroître ses réserves après s'être livrée à des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, ses réserves et sa production diminueront progressivement au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation sont insuffisants et que les sources de capitaux externes sont limitées, Encana pourra difficilement faire les dépenses en immobilisations requises pour maintenir et accroître ses réserves de gaz naturel et de liquides. En outre, il n'est pas certain qu'Encana pourra trouver et mettre en valeur ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à un coût raisonnable.

### **Les données 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 et de liquides, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. Les données sur les réserves figurant dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. En général, les estimations des réserves de gaz naturel et de liquides récupérables de façon économique et les flux de trésorerie nets futurs en provenant sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, comme les prix des produits, les coûts d'immobilisations et d'exploitation futurs, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris en ce qui concerne les versements de redevances, et peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels. Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de gaz naturel et de liquides récupérables de façon économique provenant d'un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits 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 dans le futur sont souvent calculées en fonction du volume et en faisant un rapprochement avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. Les estimations faites à partir de ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui utilisent les antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, lesquels pourront être importants, par rapport aux réserves estimatives.

### **Les activités de couverture d'Encana pourraient entraîner des pertes matérialisées et latentes.**

La nature des activités de la société entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises. 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 PCGR du Canada, les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couverture, ou qui ne sont pas désignés comme couverture, à des fins comptables sont

évalués à leur juste valeur, les variations résultantes étant constatées dans le bénéfice net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité du bénéfice net déclaré de la société.

Les modalités des divers contrats de couverture de la société peuvent limiter les avantages que la société peut retirer des augmentations du prix des marchandises. La société peut également subir une perte financière aux termes des contrats de couverture dans les cas suivants : la société n'est pas en mesure de produire du gaz naturel ou des liquides pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations de livraison ou les contreparties aux contrats de couverture de la société ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces contrats.

### **Les activités d'Encana peuvent être interrompues ou entraîner des pertes à la suite d'accidents.**

Les activités de la société comportent les risques d'exploitation habituellement liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel et de liquides et à l'exploitation d'installations médianes. Ces risques comprennent les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de liquides, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les puits de gaz naturel et de pétrole brut, les formations ou les installations de production et autres biens, le matériel et l'environnement, ainsi qu'interrompre les activités. De plus, toutes les activités d'Encana seront exposées à tous les risques généralement liés au transport, au traitement, au stockage et à la commercialisation de gaz naturel, de liquides et autres produits connexes, au forage et à la complétion de puits de gaz naturel et de pétrole brut, ainsi qu'à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains de gaz naturel et de pétrole brut, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de gaz naturel, de pétrole brut ou de fluides de puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et d'autres risques liés à l'environnement.

La survenance d'un événement important contre lequel Encana n'est pas pleinement assurée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la société.

### **Des fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence sur les frais ou entraîner des pertes réalisées et latentes.**

Les prix mondiaux du gaz naturel et du pétrole brut sont fixés en dollars américains. Toutefois, de nombreux frais de la société engagés à l'extérieur des États-Unis sont libellés en dollars canadiens. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient avoir une incidence sur les frais de la société et une incidence défavorable sur la situation financière de la société et son rendement financier.

En outre, la dette à long terme de la société libellée en dollars américains est importante. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient entraîner des pertes réalisées et latentes à l'égard de la dette à long terme libellée en dollars américains.

### **Encana n'exploite pas tous ses biens et ses actifs.**

Certaines sociétés exploitent une partie des actifs dans lesquels Encana a une participation. Ainsi, Encana ne peut exercer qu'une influence limitée sur l'exploitation de ces actifs ou leurs coûts connexes. Le fait qu'Encana dépende de l'exploitant et des propriétaires des autres participations directes dans ces biens et actifs et qu'elle ne puisse pas vraiment contrôler l'exploitation et les coûts connexes peut avoir des effets défavorables importants sur le rendement financier de la société. Le succès des activités d'Encana à l'égard des actifs 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.

## 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.

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

Une partie des activités et des actifs connexes d'Encana peuvent se trouver à l'occasion dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord, dont certains peuvent être considérés comme politiquement et économiquement instables. Les activités d'exploration ou de mise en valeur dans ces pays peuvent nécessiter des négociations prolongées avec les gouvernements en place, les sociétés pétrolières nationales et des tiers et font fréquemment l'objet de questions d'ordre économique et politique, comme la taxation, la nationalisation, l'expropriation, l'inflation, les fluctuations du change, la réglementation sévère et les exigences d'approbation, la réglementation gouvernementale et les risques d'actes de groupes terroristes ou d'insurgés, tous des facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les aspects économiques des projets d'exploration ou de mise en valeur.

## Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres

---

### Au Canada :

Compagnie Trust CIBC Mellon  
P.O. Box 7010  
Adelaide Street Postal Station  
Toronto (Ontario) M5C 2W9

### Aux États-Unis :

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

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

- Actionnaires résidant au Canada ou aux États-Unis, appel au 1-866-580-7145
- Actionnaires résidant à l'extérieur de l'Amérique du Nord, appel au 1-416-643-5990

Les actionnaires peuvent également transmettre leur demande par le site Web de l'agent des transferts au [www.cibcmellon.com/investorinquiry](http://www.cibcmellon.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 16 février 2011 à l'égard des états financiers consolidés de la société aux 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 et pour chacun des exercices compris dans la

période de trois exercices terminée le 31 décembre 2010, ainsi qu'un rapport de contrôle interne au sujet de l'information financière de la société au 31 décembre 2010. 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 1 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](http://www.sedar.com).

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs des titres d'Encana et les options d'achat de titres, sont donnés dans la circulaire d'information d'Encana en vue de la dernière assemblée annuelle 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 terminé le 31 décembre 2010.

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 de devenir un producteur de gaz naturel dont les activités sont axées sur la construction d'un solide portefeuille de zones de ressources de gaz naturel en Amérique du Nord, 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 éventuelle d'une coentreprise avec PetroChina International Investment Company Limited, les estimations de la production de 2011, la date de production prévue du projet de gaz naturel de Deep Panuke, l'expansion des usines de collecte et de traitement et d'autres installations, la date prévue de mise en service et les capacités additionnelles de l'usine de gaz de Cabin, les estimations des réserves, y compris les estimations des réserves suivant différents scénarios de prix, les valeurs actualisées nettes des produits d'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 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 ne conclue pas les conventions éventuelles de coentreprise avec PetroChina ou avec d'autres 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; 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 remplacer et augmenter les réserves, 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 réglementations ou lois ou de l'interprétation de cette réglementation et de ces lois; 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. Les déclarations prospectives concernant la production, les réserves et la croissance de la production prévues, y compris celles des cinq prochaines années, sont fondées sur de nombreux facteurs et hypothèses qui sont traités plus amplement dans la présente notice annuelle, y compris l'inventaire net actuel des lieux de forage d'Encana, les prévisions concernant le prix du gaz naturel au cours des prochaines années, les prévisions de production à la lumière des progrès en matière de forage horizontal, de la stimulation par fracture en plusieurs étapes et des forages localisés à puits multiples, les caractéristiques actuelles et prévues sur le plan de la production des diverses zones de ressources existantes et nouvelles, les estimations de réserves d'Encana, les prévisions de taux de rendements disponibles à différents prix du gaz naturel et les tendances actuelles et prévues en matière de coûts. 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 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. Dans les années antérieures, 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. En raison de l'expiration de cette dispense, Encana fournit dans la présente notice annuelle 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 2010, et cette information a été établie le 8 février 2011.

Depuis sa création, Encana a retenu les services d'ERQI pour évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel et de liquides 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 et des liquides 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 évaluateurs de réserves qualifiés indépendants 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 futures 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 produits des activités ordinaires nets futurs estimés 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 l'unité économique de Clearwater 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 East Texas dans la division des États-Unis.
- **Liquides**, qui comprennent les liquides de gaz naturel 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 <sup>1)</sup> (Prix prévisionnels et coûts; avant et après redevances)

Au 31 décembre 2010

#### Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )								Liquides (Mb)		Total (Gpi <sup>3</sup> e)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes				
Prouvées												
Développées exploitées	915	968	124	117	2 065	1 822	3 104	2 907	24,1	24,2	3 249	3 053
Développées inexploitées	207	203	-	-	117	105	324	308	1,6	1,2	333	316
Non développées	688	680	387	337	2 252	2 066	3 327	3 083	36,2	29,4	3 544	3 258
Total des réserves prouvées	1 810	1 851	511	454	4 434	3 993	6 755	6 298	61,9	54,8	7 126	6 627
Probables	463	480	502	404	1 695	1 526	2 660	2 410	23,1	20,0	2 799	2 529
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>2 273</b>	<b>2 331</b>	<b>1 013</b>	<b>858</b>	<b>6 129</b>	<b>5 519</b>	<b>9 415</b>	<b>8 708</b>	<b>85,0</b>	<b>74,8</b>	<b>9 925</b>	<b>9 156</b>

#### Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )								Liquides (Mb)		Total (Gpi <sup>3</sup> e)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes				
Prouvées												
Développées exploitées	-	-	966	747	3 338	2 750	4 304	3 497	24,8	20,1	4 453	3 618
Développées inexploitées	-	-	58	46	319	259	377	305	5,0	4,1	407	329
Non développées	-	-	2 421	1 892	2 197	1 783	4 618	3 675	17,6	14,3	4 724	3 761
Total des réserves prouvées	-	-	3 445	2 685	5 854	4 792	9 299	7 477	47,4	38,5	9 584	7 708
Probables	-	-	3 528	2 806	3 765	3 172	7 293	5 978	29,3	24,1	7 468	6 123
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6 973</b>	<b>5 491</b>	<b>9 619</b>	<b>7 964</b>	<b>16 592</b>	<b>13 455</b>	<b>76,7</b>	<b>62,6</b>	<b>17 052</b>	<b>13 831</b>

#### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )								Liquides (Mb)		Total (Gpi <sup>3</sup> e)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes				
Prouvées												
Développées exploitées	915	968	1 090	864	5 403	4 572	7 408	6 404	48,9	44,3	7 702	6 671
Développées inexploitées	207	203	58	46	436	364	701	613	6,6	5,3	740	645
Non développées	688	680	2 808	2 229	4 449	3 849	7 945	6 758	53,8	43,7	8 268	7 019
Total des réserves prouvées	1 810	1 851	3 956	3 139	10 288	8 785	16 054	13 775	109,3	93,3	16 710	14 335
Probables	463	480	4 030	3 210	5 460	4 698	9 953	8 388	52,4	44,1	10 267	8 652
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>2 273</b>	<b>2 331</b>	<b>7 986</b>	<b>6 349</b>	<b>15 748</b>	<b>13 483</b>	<b>26 007</b>	<b>22 163</b>	<b>161,7</b>	<b>137,4</b>	<b>26 977</b>	<b>22 987</b>

Notes :

#### 1) Définitions

- Réserves « brutes » désignent la participation directe d'Encana avant déduction des obligations liées aux redevances estimées, excluant tout droit à une redevance.
- 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.
- « 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; des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables.
- 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.
- 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.
- « 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.
- « 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.
- « 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 2010

### Division canadienne

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	11 713	8 686	6 925	5 790	5 001
Développées inexploitées	1 015	687	504	389	312
Non développées	8 703	5 076	3 159	2 019	1 287
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>21 431</b>	<b>14 449</b>	<b>10 588</b>	<b>8 198</b>	<b>6 600</b>
<b>Probables</b>	<b>9 364</b>	<b>4 865</b>	<b>2 924</b>	<b>1 922</b>	<b>1 339</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>30 795</b>	<b>19 314</b>	<b>13 512</b>	<b>10 120</b>	<b>7 939</b>

### Division des Etats-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	13 793	9 998	7 828	6 457	5 522
Développées inexploitées	1 417	1 065	846	699	595
Non développées	10 175	5 960	3 699	2 360	1 509
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>25 385</b>	<b>17 023</b>	<b>12 373</b>	<b>9 516</b>	<b>7 626</b>
<b>Probables</b>	<b>18 168</b>	<b>9 447</b>	<b>5 328</b>	<b>3 147</b>	<b>1 895</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>43 553</b>	<b>26 470</b>	<b>17 701</b>	<b>12 663</b>	<b>9 521</b>

### Total Encana

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	25 506	18 684	14 753	12 247	10 523
Développées inexploitées	2 432	1 752	1 350	1 088	907
Non développées	18 878	11 036	6 858	4 379	2 796
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>46 816</b>	<b>31 472</b>	<b>22 961</b>	<b>17 714</b>	<b>14 226</b>
<b>Probables</b>	<b>27 532</b>	<b>14 312</b>	<b>8 252</b>	<b>5 069</b>	<b>3 234</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>74 348</b>	<b>45 784</b>	<b>31 213</b>	<b>22 783</b>	<b>17 460</b>

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

Au 31 décembre 2010

### Division canadienne

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	10 331	7 831	6 352	5 383	4 698
Développées inexploitées	759	511	372	286	229
Non développées	6 492	3 652	2 143	1 245	670
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>17 582</b>	<b>11 994</b>	<b>8 867</b>	<b>6 914</b>	<b>5 597</b>
<b>Probables</b>	<b>6 994</b>	<b>3 584</b>	<b>2 111</b>	<b>1 352</b>	<b>913</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>24 576</b>	<b>15 578</b>	<b>10 978</b>	<b>8 266</b>	<b>6 510</b>

### Division des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	11 001	7 987	6 281	5 204	4 469
Développées inexploitées	905	688	551	459	393
Non développées	6 494	3 806	2 384	1 547	1 015
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>18 400</b>	<b>12 481</b>	<b>9 216</b>	<b>7 210</b>	<b>5 877</b>
<b>Probables</b>	<b>11 586</b>	<b>5 986</b>	<b>3 372</b>	<b>1 993</b>	<b>1 204</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>29 986</b>	<b>18 467</b>	<b>12 588</b>	<b>9 203</b>	<b>7 081</b>

### Total Encana

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0%	5%	10%	15%	20%
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	21 332	15 818	12 633	10 587	9 167
Développées inexploitées	1 664	1 199	923	745	622
Non développées	12 986	7 458	4 527	2 792	1 685
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>35 982</b>	<b>24 475</b>	<b>18 083</b>	<b>14 124</b>	<b>11 474</b>
<b>Probables</b>	<b>18 580</b>	<b>9 570</b>	<b>5 483</b>	<b>3 345</b>	<b>2 117</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>54 562</b>	<b>34 045</b>	<b>23 566</b>	<b>17 469</b>	<b>13 591</b>

## Information additionnelle concernant les produits des activités ordinaires nets futurs (prix et coûts prévisionnels; non actualisés)

Au 31 décembre 2010

(en millions de dollars)	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	39 449	55 568	55 729	99 594	95 178	155 162
Redevances, taxes à la production et impôts miniers	3 382	5 152	14 100	23 891	17 482	29 043
Coûts opérationnels	8 859	11 757	7 905	13 030	16 764	24 787
Frais de développement	5 154	7 200	7 772	18 345	12 926	25 545
Frais d'abandon	623	664	567	775	1 190	1 439
<b>Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu</b>	<b>21 431</b>	<b>30 795</b>	<b>25 385</b>	<b>43 553</b>	<b>46 816</b>	<b>74 348</b>
Impôts sur le revenu	3 849	6 219	6 985	13 567	10 834	19 786
<b>Produits des activités ordinaires après impôts sur le revenu</b>	<b>17 582</b>	<b>24 576</b>	<b>18 400</b>	<b>29 986</b>	<b>35 982</b>	<b>54 562</b>

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

Au 31 décembre 2010

(actualisés à 10 % par année, en millions de dollars)	Gaz naturel				Total	
	Méthane de houille et gaz de schiste <sup>1)</sup>		Gaz associé et gaz non associé <sup>2)</sup>		Prouvées	Prouvées et probables
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables		
<b>Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu</b>	6 523	10 030	16 437	21 183	22 960	31 213
<b>Valeur unitaire (\$/Kpi) <sup>3)</sup></b>	1,30	1,15	1,78	1,51	1,60	1,36

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 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 brut et liquides de gaz naturel		Taux de change <sup>2)</sup>	Taux d'inflation <sup>3)</sup>
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$ CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Edmonton <sup>1)</sup> (\$ CA/b)	\$ US/ \$CA	%/an
2010 <sup>4)5)</sup>	4,39	4,12	79,55	75,79	0,9710	
2011	4,73	4,35	79,53	81,93	0,9342	-
2012	5,33	4,94	82,65	85,88	0,9275	-
2013	5,64	5,31	84,21	88,09	0,9219	-
2014	5,82	5,55	85,33	89,83	0,9166	-
2015	6,01	5,78	86,68	91,61	0,9134	-
Par la suite :	6,18 à 6,63	5,97 à 6,48	83,72	88,37	0,9134	-

Notes :

- 1) Mélange 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 moyens pour 2010.
- 5) Les prix moyens pondérés d'Encana pour 2010, excluant l'incidence des opérations de couverture réalisées, étaient de 4,45 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel et de 66,57 \$/b pour les liquides.

## Variation des réserves (avant redevances)

Les tableaux suivants donnent la variation des réserves brutes de gaz naturel, de pétrole brut et des LGN d'Encana pour l'année terminée le 31 décembre 2010, au moyen de prix et coûts prévisionnels.

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

#### Division canadienne

	Gaz naturel ( $Gpi^3$ )				Liquides (Mb)	Total ( $Gpi^3e$ )
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	1 539	176	4 396	6 111	41,6	6 361
Extensions et récupération améliorée	324	266	527	1 117	21,1	1 245
Révisions techniques	25	63	(69)	19	6,7	59
Découvertes	-	17	43	60	0,6	63
Acquisitions	126	-	6	132	0,5	135
Aliénations	(2)	-	(88)	(90)	(2,8)	(107)
Facteurs économiques	(55)	-	(35)	(90)	(0,1)	(91)
Production	(147)	(11)	(346)	(504)	(5,7)	(539)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>1 810</b>	<b>511</b>	<b>4 434</b>	<b>6 755</b>	<b>61,9</b>	<b>7 126</b>

#### Division des États-Unis

	Gaz naturel ( $Gpi^3$ )				Liquides (Mb)	Total ( $Gpi^3e$ )
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	-	1 878	6 294	8 172	55,7	8 506
Extensions et récupération améliorée	-	904	375	1 279	2,4	1 293
Révisions techniques	-	905	97	1 002	0,5	1 005
Découvertes	-	43	-	43	-	43
Acquisitions	-	-	92	92	0,6	95
Aliénations	-	(82)	(373)	(455)	(7,3)	(498)
Facteurs économiques	-	(11)	32	21	(0,1)	21
Production	-	(192)	(663)	(855)	(4,4)	(881)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>-</b>	<b>3 445</b>	<b>5 854</b>	<b>9 299</b>	<b>47,4</b>	<b>9 584</b>

#### Total Encana

	Gaz naturel ( $Gpi^3$ )				Liquides (Mb)	Total ( $Gpi^3e$ )
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	1 539	2 054	10 690	14 283	97,3	14 867
Extensions et récupération améliorée	324	1 170	902	2 396	23,5	2 538
Révisions techniques	25	968	28	1 021	7,2	1 064
Découvertes	-	60	43	103	0,6	106
Acquisitions	126	-	98	224	1,1	230
Aliénations	(2)	(82)	(461)	(545)	(10,1)	(605)
Facteurs économiques	(55)	(11)	(3)	(69)	(0,2)	(70)
Production	(147)	(203)	(1 009)	(1 359)	(10,1)	(1 420)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>1 810</b>	<b>3 956</b>	<b>10 288</b>	<b>16 054</b>	<b>109,3</b>	<b>16 710</b>

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

### Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	359	144	1 775	2 278	16,6	2 377
Extensions et récupération améliorée	177	317	131	625	8,2	673
Révisions techniques	(132)	35	(171)	(268)	(0,6)	(271)
Découvertes	-	5	(8)	(3)	(0,1)	(3)
Acquisitions	21	-	3	24	0,1	25
Aliénations	(1)	-	(53)	(54)	(1,2)	(61)
Facteurs économiques	39	1	18	58	0,1	59
Production	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2010</b>	<b>463</b>	<b>502</b>	<b>1 695</b>	<b>2 660</b>	<b>23,1</b>	<b>2 799</b>

### Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	-	2 142	3 210	5 352	35,6	5 566
Extensions et récupération améliorée	-	1 777	862	2 639	5,2	2 671
Révisions techniques	-	(362)	(202)	(564)	(3,1)	(583)
Découvertes	-	118	-	118	-	118
Acquisitions	-	-	65	65	0,8	70
Aliénations	-	(150)	(168)	(318)	(9,3)	(375)
Facteurs économiques	-	3	(2)	1	0,1	1
Production	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2010</b>	<b>-</b>	<b>3 528</b>	<b>3 765</b>	<b>7 293</b>	<b>29,3</b>	<b>7 468</b>

### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	359	2 286	4 985	7 630	52,2	7 943
Extensions et récupération améliorée	177	2 094	993	3 264	13,4	3 344
Révisions techniques	(132)	(327)	(373)	(832)	(3,7)	(854)
Découvertes	-	123	(8)	115	(0,1)	115
Acquisitions	21	-	68	89	0,9	95
Aliénations	(1)	(150)	(221)	(372)	(10,5)	(436)
Facteurs économiques	39	4	16	59	0,2	60
Production	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2010</b>	<b>463</b>	<b>4 030</b>	<b>5 460</b>	<b>9 953</b>	<b>52,4</b>	<b>10 267</b>

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

### Division canadienne

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	1 898	320	6 171	8 389	58,2	8 738
Extensions et récupération améliorée	501	583	658	1 742	29,3	1 918
Révisions techniques	(107)	98	(240)	(249)	6,1	(212)
Découvertes	-	22	35	57	0,5	60
Acquisitions	147	-	9	156	0,6	160
Aliénations	(3)	-	(141)	(144)	(4,0)	(168)
Facteurs économiques	(16)	1	(17)	(32)	-	(32)
Production	(147)	(11)	(346)	(504)	(5,7)	(539)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>2 273</b>	<b>1 013</b>	<b>6 129</b>	<b>9 415</b>	<b>85,0</b>	<b>9 925</b>

### Division des États-Unis

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	-	4 020	9 504	13 524	91,3	14 072
Extensions et récupération améliorée	-	2 681	1 237	3 918	7,6	3 964
Révisions techniques	-	543	(105)	438	(2,6)	422
Découvertes	-	161	-	161	-	161
Acquisitions	-	-	157	157	1,4	165
Aliénations	-	(232)	(541)	(773)	(16,6)	(873)
Facteurs économiques	-	(8)	30	22	-	22
Production	-	(192)	(663)	(855)	(4,4)	(881)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>-</b>	<b>6 973</b>	<b>9 619</b>	<b>16 592</b>	<b>76,7</b>	<b>17 052</b>

### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
31 décembre 2009	1 898	4 340	15 675	21 913	149,5	22 810
Extensions et récupération améliorée	501	3 264	1 895	5 660	36,9	5 882
Révisions techniques	(107)	641	(345)	189	3,5	210
Découvertes	-	183	35	218	0,5	221
Acquisitions	147	-	166	313	2,0	325
Aliénations	(3)	(232)	(682)	(917)	(20,6)	(1 041)
Facteurs économiques	(16)	(7)	13	(10)	-	(10)
Production	(147)	(203)	(1 009)	(1 359)	(10,1)	(1 420)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>2 273</b>	<b>7 986</b>	<b>15 748</b>	<b>26 007</b>	<b>161,7</b>	<b>26 977</b>

## 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 2010 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, ainsi que le total des réserves prouvées non développées de la société à la fin de chacun de ces exercices.

#### Réserves prouvées non développées

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )								Liquides (Mb)		Total (Gpi <sup>3</sup> e)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	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	1 111	1 111	378	378	4 214	4 214	5 703	5 703	37,0	37,0	5 925	5 925
2008	15	923	85	368	1 528	4 611	1 628	5 902	15,0	42,1	1 718	6 154
2009	-	559	832	1 217	1 222	4 500	2 054	6 276	11,6	38,1	2 124	6 504
2010	442	688	1 161	2 808	1 105	4 449	2 708	7 945	18,7	53,8	2 820	8 268

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, ainsi que le total des réserves probables non développées de la société à la fin de chacun de ces exercices.

#### Réserves probables non développées

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )								Liquides (Mb)		Total (Gpi <sup>3</sup> e)	
	Méthane de houille		Gaz de schiste		Autre		Total		Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	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	191	191	444	444	5 332	5 332	5 967	5 967	38,4	38,4	6 198	6 198
2008	-	166	337	593	1 355	4 671	1 692	5 430	24,0	46,9	1 836	5 711
2009	-	182	1 771	2 264	1 421	4 419	3 192	6 865	10,1	41,8	3 253	7 116
2010	67	290	2 289	3 889	1 459	4 901	3 815	9 080	12,9	42,6	3 893	9 336



## 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.

(en millions de dollars)	Division canadienne		Division des États-Unis		Total Encana	
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables
2011	1 496	1 605	1 468	2 165	2 964	3 770
2012	1 440	1 753	1 587	2 536	3 027	4 289
2013	1 278	1 693	1 583	2 599	2 861	4 292
2014	731	1 173	1 736	2 810	2 467	3 983
2015	186	632	1 051	2 743	1 237	3 375
Reste	23	344	347	5 492	370	5 836
<b>Total</b>	<b>5 154</b>	<b>7 200</b>	<b>7 772</b>	<b>18 345</b>	<b>12 926</b>	<b>25 545</b>

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 2010, 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 4,7 milliards de dollars (398 millions de dollars actualisés à un taux de 10 pour cent). Au 31 décembre 2010, Encana a comptabilisé une charge au titre de la mise hors service de 820 millions de dollars. Ces estimations englobent l'abandon de 21 640 puits nets. Au cours des trois prochains exercices, les coûts d'abandon et de remise en état des puits nets devraient atteindre un total d'environ 125 millions de dollars (109 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

Encana n'a pas eu à payer d'impôt en 2010. Selon le plan à long terme approuvé par le conseil d'administration en juin 2010, la société estime qu'elle ne sera pas imposable pour les deux à trois prochains exercices. Le plan à long terme est révisé annuellement, et les prévisions en matière d'impôts à payer peuvent donc être révisées pour tenir compte de facteurs, notamment l'évolution des prix du gaz naturel et les perspectives de dépenses en immobilisations de la société.

## Coûts engagés en 2010

<i>(en millions de dollars)</i>	Division canadienne	Division des États-Unis	Total
Acquisitions			
Non prouvées	395	97	492
Prouvées	197	44	241
Total des acquisitions	592	141	733
Coûts d'exploration	58	198	256
Frais de développement	2 153	2 301	4 454
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>2 803</b>	<b>2 640</b>	<b>5 443</b>

## 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 2010.

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 <sup>1)2)</sup>		Non producteurs de gaz		Non producteurs de pétrole		Total des puits non producteurs <sup>3)</sup>	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	11 576	10 444	247	146	11 823	10 590	1 790	1 491	245	144	2 035	1 635
Colombie-Britannique	1 749	1 634	3	3	1 752	1 637	336	288	6	3	342	291
<b>Total - division canadienne</b>	<b>13 325</b>	<b>12 078</b>	<b>250</b>	<b>149</b>	<b>13 575</b>	<b>12 227</b>	<b>2 126</b>	<b>1 779</b>	<b>251</b>	<b>147</b>	<b>2 377</b>	<b>1 926</b>
Colorado	4 309	3 666	6	1	4 315	3 667	299	272	-	-	299	272
Texas	1 411	1 034	6	3	1 417	1 037	37	28	-	-	37	28
Wyoming	1 752	1 449	1	-	1 753	1 449	107	89	-	-	107	89
Utah	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Louisiane	250	132	-	-	250	132	-	-	-	-	-	-
Kansas	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Michigan	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1
Montana	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	1
<b>Total - division des États-Unis</b>	<b>7 724</b>	<b>6 283</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>7 737</b>	<b>6 287</b>	<b>445</b>	<b>391</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>391</b>
<b>Total Encana</b>	<b>21 049</b>	<b>18 361</b>	<b>263</b>	<b>153</b>	<b>21 312</b>	<b>18 514</b>	<b>2 571</b>	<b>2 170</b>	<b>251</b>	<b>147</b>	<b>2 822</b>	<b>2 317</b>

Notes :

- 1) Encana a divers droits de redevances dans environ 8 600 puits de gaz naturel et environ 5 450 puits de pétrole bruts producteurs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits dont la complétion s'échelonne sur plusieurs dates : environ 11 715 puits bruts de gaz naturel (10 867 puits nets) et environ 162 puits bruts de pétrole brut (120 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'avois fonciers sans réserves attribuées dans lesquels Encana détient une participation au 31 décembre 2010 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 2011.

<i>(en millions d'acres)</i>	Acres brutes <sup>1)</sup>	Acres nettes <sup>1)</sup>	Acres nettes expirant dans l'année
<b>Canada</b>			
Alberta	4 556	3 931	49
Colombie-Britannique	2 445	1 953	139
Terre-Neuve-et-Labrador	35	2	-
Nouvelle-Écosse	20	9	-
Territoires du Nord-Ouest	45	12	-
<b>Total Canada</b>	<b>7 101</b>	<b>5 907</b>	<b>188</b>
<b>États-Unis</b>			
Colorado	801	757	43
Texas	581	452	177
Wyoming	282	236	26
Louisiane	368	266	126
Michigan	424	424	-
Autres	123	99	26
<b>Total - États-Unis</b>	<b>2 579</b>	<b>2 234</b>	<b>398</b>
<b>International</b>			
Groenland	-	-	-
Azerbaïdjan	346	17	-
Australie	104	40	-
<b>Total - international</b>	<b>450</b>	<b>57</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>10 130</b>	<b>8 198</b>	<b>586</b>

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 <sup>1)2)</sup>

	Gaz		Pétrole		Service		Secs et abandonnés		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Brutes	Bruts	Nets
<b>2010 <sup>3)</sup></b>											
Division canadienne	22	15	-	-	1	1	-	-	31	54	16
Division des États-Unis	34	15	-	-	-	-	2	2	-	36	17
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>31</b>	<b>90</b>	<b>33</b>

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 2010, Encana forait les puits d'exploration et les puits d'exploration et de développement suivants : environ 21 puits bruts (21 puits nets) au Canada et environ 75 puits bruts (49 puits nets) aux États-Unis.

### Puits de développement forés <sup>1)2)</sup>

	Gaz		Pétrole		Service		Secs et abandonnés		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Brutes	Bruts	Nets
<b>2010 <sup>3)</sup></b>											
Division canadienne	1 270	1 190	1	1	4	3	-	-	203	1 478	1 194
Division des États-Unis	748	428	-	-	1	1	4	3	144	897	432
<b>Total</b>	<b>2 018</b>	<b>1 618</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>347</b>	<b>2 375</b>	<b>1 626</b>

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 des puits bruts.
- 3) Au 31 décembre 2010, Encana forait les puits d'exploration et de développement suivants : environ 21 puits bruts (21 puits nets) au Canada et environ 75 puits bruts (49 puits nets) aux États-Unis.

## Volumes de production (avant redevances)

### Estimations de la production en 2011 (avant redevances)

Le tableau suivant résume le total du volume de la production estimative pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, dont il est tenu compte dans les estimations de réserves prouvées brutes et de réserves probables brutes indiquées dans les tableaux précédents à la rubrique « Données relatives aux réserves (protocole canadien) » de la présente annexe.

#### Division canadienne

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
Prouvées	145	31	376	552	4,4	578
Probables	5	3	15	23	0,3	25
<b>Total de la production – réerves prouvées et probables</b>	<b>150</b>	<b>34</b>	<b>391</b>	<b>575</b>	<b>4,7</b>	<b>603</b>

#### Division des États-Unis

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
Prouvées	0,0	289	557	846	3,6	869
Probables	0,0	81	30	111	0,1	111
<b>Total de la production – réerves prouvées et probables</b>	<b>0,0</b>	<b>370</b>	<b>587</b>	<b>957</b>	<b>3,7</b>	<b>980</b>

#### Total Encana

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Liquides (Mb)	Total (Gpi <sup>3</sup> e)
	Méthane de houille	Gaz de schiste	Autre	Total		
Prouvées	145	320	933	1 398	8 0	1 447
Probables	5	84	45	134	0 4	136
<b>Total de la production – réerves prouvées et probables</b>	<b>150</b>	<b>404</b>	<b>978</b>	<b>1 532</b>	<b>8 4</b>	<b>1 583</b>

**Volumes de production par pays en 2010  
(avant redevances)**

<i>(moyenne quotidienne)</i>	<b>2010</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Méthane de houille</b> ( <i>Mpi<sup>3</sup>/j</i> )					
Division canadienne	402	428	386	393	402
Division des États-Unis	-	-	-	-	-
	402	428	386	393	402
<b>Gaz de schiste</b> ( <i>Mpi<sup>3</sup>/j</i> )					
Division canadienne	30	49	34	26	11
Division des États-Unis	541	665	569	499	430
	571	714	603	525	441
<b>Autre</b> ( <i>Mpi<sup>3</sup>/j</i> )					
Division canadienne	949	953	1 003	967	871
Division des États-Unis	1 801	1 638	1 680	1 861	2 028
	2 750	2 591	2 683	2 828	2 899
<b>Total du gaz produit</b> ( <i>Mpi<sup>3</sup>/j</i> )					
Division canadienne	1 381	1 430	1 423	1 386	1 284
Division des États-Unis	2 342	2 303	2 249	2 360	2 458
	3 723	3 733	3 672	3 746	3 742
<b>Liquides</b> ( <i>b/j</i> )					
Division canadienne	15 743	14 019	16 844	16 229	15 889
Division des États-Unis	11 928	11 342	11 156	12 709	12 526
	27 671	25 361	28 000	28 938	28 415
<b>Total Encana</b> ( <i>Mpi<sup>3</sup>e/j</i> )					
Division canadienne	1 475	1 514	1 524	1 484	1 379
Division des États-Unis	2 414	2 371	2 316	2 436	2 533
	3 889	3 885	3 840	3 920	3 912
<b>Total Encana</b> ( <i>Bep/j</i> )					
Division canadienne	245 910	252 352	254 011	247 229	229 889
Division des États-Unis	402 261	395 175	385 989	406 042	422 193
	<b>648 171</b>	<b>647 527</b>	<b>640 000</b>	<b>653 271</b>	<b>652 082</b>

## 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 division actuelle et pays (avant redevances)

	Exercice	2010			
		T4	T3	T2	T1
<b>Méthane de houille</b> (\$/kp <sup>3</sup> )					
Division canadienne et total d'Encana d'Encana					
Prix avant redevances	3,98	3,58	3,60	3,77	5,00
Redevances	0,05	0,06	0,04	0,04	0,07
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	(0,01)	0,07	0,08	0,03
Transport	0,15	0,12	0,16	0,17	0,18
Coûts opérationnels	1,18	1,28	1,11	1,17	1,15
	<b>2,56</b>	<b>2,13</b>	<b>2,22</b>	<b>2,31</b>	<b>3,57</b>
<b>Gaz de schiste</b> (\$/kp <sup>3</sup> )					
Division canadienne					
Prix avant redevances	3,38	3,42	3,04	3,05	5,04
Redevances	0,09	0,06	0,06	0,17	0,11
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport	0,61	0,66	0,49	0,66	0,62
Coûts opérationnels	0,76	0,48	0,71	0,46	2,87
	1,92	2,22	1,78	1,76	1,44
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,60	3,92	4,74	4,50	5,60
Redevances	0,96	0,82	0,99	0,97	1,16
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,06	-	0,03	0,06
Transport	0,72	0,73	0,71	0,59	0,86
Coûts opérationnels	0,64	0,60	0,61	0,73	0,67
	2,25	1,71	2,43	2,18	2,85
Total Encana					
Prix avant redevances	4,53	3,88	4,64	4,43	5,58
Redevances	0,92	0,77	0,93	0,93	1,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,05	-	0,03	0,05
Transport	0,71	0,72	0,70	0,60	0,86
Coûts opérationnels	0,65	0,59	0,61	0,72	0,72
	<b>2,22</b>	<b>1,75</b>	<b>2,40</b>	<b>2,15</b>	<b>2,81</b>
<b>Autres</b> (\$/kp <sup>3</sup> )					
Division canadienne					
Prix avant redevances	4,17	3,81	3,74	3,98	5,28
Redevances	0,23	0,10	0,09	0,21	0,57
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport	0,47	0,50	0,47	0,44	0,46
Coûts opérationnels	1,00	1,17	0,88	0,89	1,06
	2,47	2,04	2,30	2,44	3,19



**Rentrées nettes par division actuelle et pays  
(avant redevances)**

	<b>2010</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Autres (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,68	4,08	4,45	4,29	5,74
Redevances	0,88	0,76	0,85	0,76	1,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,27	0,24	0,26	0,24	0,33
Transport	0,79	0,80	0,83	0,82	0,73
Coûts opérationnels	0,41	0,42	0,46	0,43	0,32
	<b>2,33</b>	<b>1,86</b>	<b>2,05</b>	<b>2,04</b>	<b>3,22</b>
Total Encana					
Prix avant redevances	4,51	3,98	4,18	4,19	5,60
Redevances	0,66	0,52	0,56	0,57	0,96
Taxes à la production et impôts miniers	0,18	0,15	0,16	0,16	0,23
Transport	0,68	0,69	0,70	0,69	0,64
Coûts opérationnels	0,61	0,70	0,62	0,59	0,55
	<b>2,38</b>	<b>1,92</b>	<b>2,14</b>	<b>2,18</b>	<b>3,22</b>
<b>Total du gaz produit (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Division canadienne					
Prix avant redevances	4,10	3,73	3,69	3,90	5,19
Redevances	0,18	0,09	0,08	0,16	0,42
Taxes à la production et impôts miniers	0,01	-	0,02	0,02	0,01
Transport	0,38	0,39	0,38	0,37	0,38
Coûts opérationnels	1,05	1,18	0,94	0,96	1,10
	<b>2,48</b>	<b>2,07</b>	<b>2,27</b>	<b>2,39</b>	<b>3,28</b>
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,66	4,03	4,52	4,34	5,72
Redevances	0,90	0,78	0,88	0,80	1,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,22	0,19	0,20	0,20	0,28
Transport	0,77	0,78	0,80	0,77	0,75
Coûts opérationnels	0,46	0,47	0,50	0,50	0,38
	<b>2,31</b>	<b>1,81</b>	<b>2,14</b>	<b>2,07</b>	<b>3,17</b>
Total Encana					
Prix avant redevances	4,45	3,92	4,20	4,18	5,54
Redevances	0,63	0,51	0,57	0,56	0,89
Taxes à la production et impôts miniers	0,14	0,12	0,13	0,13	0,19
Transport	0,63	0,63	0,64	0,62	0,62
Coûts opérationnels	0,68	0,74	0,67	0,67	0,63
	<b>2,37</b>	<b>1,92</b>	<b>2,19</b>	<b>2,20</b>	<b>3,21</b>
<b>Liquides (\$/b)</b>					
Division canadienne					
Prix avant redevances	64,35	68,87	58,84	63,21	67,43
Redevances	10,24	12,93	8,50	10,28	9,65
Taxes à la production et impôts miniers	0,37	0,41	0,32	0,44	0,30
Transport	0,68	0,56	0,79	0,91	0,45
Coûts opérationnels	2,71	3,25	1,92	1,84	3,98
	<b>50,35</b>	<b>51,72</b>	<b>47,31</b>	<b>49,74</b>	<b>53,05</b>
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	69,50	74,39	66,38	70,14	67,15
Redevances	13,46	14,93	11,99	13,95	12,94
Taxes à la production et impôts miniers	5,40	6,03	5,26	5,31	5,04
Transport	-	-	-	-	-
	<b>50,64</b>	<b>53,43</b>	<b>49,13</b>	<b>50,88</b>	<b>49,17</b>

## Rentrées nettes par division actuelle et pays (avant redevances)

	2010				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Liquides (\$/b)</b>					
Total Encana					
Prix avant redevances	66,57	71,34	61,84	66,25	67,31
Redevances	11,63	13,82	9,89	11,89	11,10
Taxes à la production et impôts miniers	2,54	2,92	2,29	2,58	2,39
Transport	0,39	0,31	0,47	0,51	0,25
Coûts opérationnels	1,54	1,80	1,16	1,03	2,23
	<b>50,47</b>	<b>52,49</b>	<b>48,03</b>	<b>50,24</b>	<b>51,34</b>
<b>Total des rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>					
Division canadienne					
Prix avant redevances	4,52	4,16	4,09	4,33	5,60
Redevances	0,28	0,20	0,17	0,26	0,50
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	-	0,02	0,03	0,01
Transport	0,36	0,37	0,37	0,35	0,36
Coûts opérationnels	1,01	1,15	0,90	0,92	1,07
	2,85	2,44	2,63	2,77	3,66
Division des États-Unis					
Prix avant redevances	4,87	4,27	4,71	4,57	5,88
Redevances	0,94	0,83	0,91	0,85	1,17
Taxes à la production et impôts miniers	0,24	0,21	0,22	0,22	0,30
Transport	0,75	0,76	0,78	0,75	0,73
Coûts opérationnels	0,45	0,46	0,48	0,48	0,37
	2,49	2,01	2,32	2,27	3,31
Total Encana					
Prix avant redevances	4,74	4,23	4,46	4,48	5,78
Redevances	0,69	0,58	0,62	0,63	0,93
Taxes à la production et impôts miniers	0,15	0,13	0,14	0,15	0,20
Transport	0,60	0,61	0,61	0,60	0,59
Coputs opérationnels	0,66	0,73	0,65	0,65	0,62
	<b>2,64</b>	<b>2,18</b>	<b>2,44</b>	<b>2,45</b>	<b>3,44</b>

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

	2010				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	0,87	0,95	0,94	1,09	0,48
Liquides (\$/b)	(0,50)	(1,73)	(0,30)	0,26	(0,34)
Total (\$/kpi <sup>3</sup> )	0,83	0,90	0,90	1,04	0,46

## 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 2010, 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 correspondant en date du 31 décembre 2010, 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 2010 :

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 %) (millions de dollars américains)
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	10 janvier 2011	Canada	3 795 \$
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	12 janvier 2011	Canada	9 717 \$
Netherland, Sewell & Associates, Inc.	7 janvier 2011	États-Unis	10 465 \$
DeGolyer and MacNaughton	26 janvier 2011	États-Unis	7 236 \$
<b>Total</b>			<b>31 213 \$</b>

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 8 février 2011

## **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 correspondant en date du 31 décembre 2010, 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 9 février 2011

## **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 et de liquides 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). Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la SEC a apporté des modifications à ses exigences d'information sur le pétrole et le gaz. Entre autres, le prix utilisé pour calculer les réserves est passé d'un prix quotidien unique en fin d'exercice à un prix moyen sur les 12 mois antérieurs, et la communication facultative de la vulnérabilité des réserves par rapport au prix est dorénavant permise. En conséquence, les prix constants d'Encana, selon les exigences de la SEC, pour les exercices 2009 et 2010, ont été établis en fonction d'un prix moyen sur les 12 mois, et le prix constant d'Encana, selon les exigences de la SEC, pour l'exercice 2008 a été établi en fonction du prix au jour de la fin de l'exercice.

### **Réserves prouvées nettes (protocole américain)**

#### **Réserves de gaz naturel**

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 plus élevés sur 12 mois. Les révisions techniques ont été positives. Les ajouts, excluant l'achat et la vente de réserves, ont représenté un total de 3 542 milliards de pieds cubes, 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 milliards de pieds cubes, dont environ les deux tiers ont eu lieu aux États-Unis et le reste au Canada.

En 2008, l'augmentation des réserves prouvées de gaz naturel d'Encana d'environ 3 pour cent découlait principalement de la réussite des forages d'exploration et de développement qui ont entraîné des extensions et des découvertes représentant 1 966 milliards de pieds cubes. Environ les deux tiers des extensions et des découvertes ont eu lieu au Canada et le reste, aux États-Unis. Les achats et les ventes des réserves en place n'ont pas été importants.

#### **Réserves de liquides**

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

En 2009, les réserves prouvées de pétrole brut et de liquides de gaz naturel 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.

En 2008, les réserves prouvées de pétrole brut et de liquides de gaz naturel d'Encana, y compris le bitume, ont augmenté d'environ 8 pour cent, en grande partie en raison des révisions positives liées aux participations de la

société à Foster Creek et à Christina Lake, qui ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

**Réserves nettes prouvées** <sup>1)2)3)</sup>  
**(Prix constants de la SEC; après redevances)**

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole brut et liquides de gaz naturel (Mb)			Bitume <sup>4)</sup>
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	(Mb)
<b>2008</b>							
Début de l'exercice	7 292	6 008	13 300	273,4	58,3	331,7	595,5
Révision et récupération améliorée	148	(166)	(18)	27,9	(3,6)	24,3	84,9
Extensions et découvertes	1 311	655	1 966	17,0	3,8	20,8	-
Achat de réserves en place	32	7	39	0,2	0,0	0,2	-
Vente de réserves en place	(129)	(75)	(204)	(0,9)	(2,0)	(2,9)	-
Production	(807)	(598)	(1 405)	(32,0)	(4,9)	(36,9)	(12,0)
Fin de l'exercice	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
Développées	4 945	3 720	8 665	208,5	33,9	242,4	125,9
Non développées	2 902	2 111	5 013	77,1	17,7	94,8	542,5
<b>Total</b>	<b>7 847</b>	<b>5 831</b>	<b>13 678</b>	<b>285,6</b>	<b>51,6</b>	<b>337,2</b>	<b>668,4</b>
<b>2009</b>							
Début de l'exercice	7 847	5 831	13 678	285,6	51,6	337,2	668,4
Révisions et récupération améliorée <sup>5)</sup>	(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 <sup>6)</sup>	(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	-
<b>Total</b>	<b>5 349</b>	<b>5 713</b>	<b>11 062</b>	<b>35,5</b>	<b>41,2</b>	<b>76,7</b>	<b>-</b>
<b>2010</b>							
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	-
<b>Total</b>	<b>6 117</b>	<b>7 183</b>	<b>13 300</b>	<b>54,3</b>	<b>38,2</b>	<b>92,5</b>	<b>-</b>



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 et de liquides auprès des autorités fédérales américaines, mis à part la SEC.
- 3) L'information de 2008 est établie au moyen du prix quotidien unique en fin d'exercice au 31 décembre 2008; en raison des modifications aux règles de la SEC, l'information de 2009 et de 2010 est établie en utilisant le prix moyen sur les 12 mois.
- 4) 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.
- 5) 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.
- 6) Le transfert des actifs en amont de la division des plaines canadiennes et de la division Activités pétrolières intégrées à Cenovus à compter du 30 novembre 2009 aux termes de l'opération de scission représente environ 80 pour cent de la vente des réserves en place de gaz naturel et la quasi-totalité des ventes de réserves en place de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de bitume 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 futures :

	Gaz naturel		Pétrole brut et liquides de gaz naturel	
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Edmonton <sup>1)</sup> (\$CA/b)
<b>Prix des réserves</b> <sup>2)3)4)</sup>				
2008	5,71	6,22	44,60	44,27
2009	3,87	3,77	61,18	65,64
2010	4,38	4,03	79,43	76,22

Notes :

- 1) Mélange non corrosif à Edmonton.
- 2) Le prix de référence de 2009 et de 2010 sont les prix moyens sur 12 mois.
- 3) Les prix de référence de 2008 sont fondés sur le prix quotidien unique en fin d'exercice.
- 4) 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 2010 par rapport aux prix

Le tableau suivant résume les estimations qu'Encana a fait de ses réserves prouvées au 31 décembre 2010 en fonction des prix moyens sur 12 mois de 2010 (le « scénario des prix constants de la SEC ») et des prix indiqués ci-après :

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole brut et liquides de gaz naturel (Mb)		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
<b>Scénario de prix</b>						
Scénario des prix constants de la SEC	6 117	7 183	13 300	54,3	38,2	92,5
Analyse de rentabilisation (prix prévisionnels)	6 298	7 477	13 775	54,8	38,5	93,3
Écart par rapport au scénario de la SEC	3,0 %	4,1 %	3,6 %	0,9 %	0,8 %	0,9 %

L'analyse de rentabilisation suppose les prix prévisionnels suivants : gaz naturel – Centre Henry 4,73 \$/MBTU en 2011, atteignant 6,63 \$/MBTU en 2021 et par la suite, et AECO 4,35 \$CA/MBTU en 2011, atteignant 6,48 \$ CA/MBTU en 2021 et par la suite; pétrole brut – WTI 79,53 \$/b atteignant 83,72 \$/b en 2016 et par la suite, et le mélange non corrosif à Edmonton 81,93 \$ CA/b, atteignant 88,37 \$ CA/b en 2016 et par la suite. Les hypothèses de prix prévisionnels de l'analyse de rentabilisation ont été fournies par Encana et 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 49 pour cent du total des réserves de gaz naturel prouvées au 31 décembre 2010, une hausse d'environ 41 pour cent par rapport au 31 décembre 2009. Au 31 décembre 2010, environ 47 pour cent des réserves prouvées de pétrole brut et de liquides étaient des réserves prouvées non développées, ce qui constitue une hausse d'environ 34 pour cent par rapport au 31 décembre 2009. Ces hausses sont fondées sur des avantages techniques, des considérations commerciales et des plans de développement. Le développement de toutes les réserves prouvées non développées au 31 décembre 2010 devrait se faire au cours des cinq prochaines années au Canada et aux États-Unis.

Au cours de 2010, environ 637 milliards de pieds cubes équivalents de réserves prouvées non développées ont été converties en réserves prouvées développées. Les investissements effectués en 2010 pour convertir les réserves prouvées non développées en réserves prouvées développées se chiffraient à environ 1,4 milliard de dollars.

Au 31 décembre 2010, 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 évaluateurs de réserves qualifiés indépendants d'Encana à l'égard des réserves qu'ils ont respectivement évaluées, qui a été rajustée dans la mesure prévue par les ententes contractuelles, comme les activités de gestion des risques liés aux prix, en vigueur à la fin de l'exercice et pour tenir compte des obligations de mise hors service d'immobilisations et des impôts sur 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 brut et du gaz naturel, des coûts de mise en valeur, de mise hors service d'immobilisations ou de production, ni de modifications possibles à la réglementation fiscale et à la réglementation régissant les redevances. Le taux d'actualisation prescrit de 10 pour cent pourrait ne pas refléter les taux d'intérêt futurs réels. Le calcul exclut également les valeurs attribuables aux participations d'Encana dans l'optimisation des marchés.

## Mesures standardisées de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz <sup>1)</sup>

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada <sup>2)</sup>			États-Unis		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Encaissements futurs	25 535	19 321	64 308	29 428	18 573	26 620
Moins les charges futures suivantes :						
Frais de production	8 676	6 296	23 017	6 894	4 862	6 079
Frais de développement	4 971	4 065	9 800	7 539	4 429	5 227
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 876	1 508	2 995	605	640	488
Impôts sur le revenu	920	659	5 746	2 966	707	2 961
Flux de trésorerie nets futurs	9 092	6 793	22 750	11 424	7 935	11 865
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	3 803	2 704	10 036	5 277	3 592	5 218
<b>Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs</b>	<b>5 289</b>	<b>4 089</b>	<b>12 714</b>	<b>6 147</b>	<b>4 343</b>	<b>6 647</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	Total <sup>2)</sup>		
	2010	2009	2008
Encaissements futurs	54 963	37 894	90 928
Moins les charges futures suivantes :			
Frais de production	15 570	11 158	29 096
Frais de développement	12 510	8 494	15 027
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 481	2 148	3 483
Impôts sur le revenu	3 886	1 366	8 707
Flux de trésorerie nets futurs	20 516	14 728	34 615
Moins l'actualisation annuelle de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	9 080	6 296	15 254
<b>Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs</b>	<b>11 436</b>	<b>8 432</b>	<b>19 361</b>

### Notes :

- 1) Les flux de trésorerie nets futurs de 2009 et de 2010 ont été calculés en utilisant les prix moyens sur 12 mois. Les flux de trésorerie nets futurs de 2008 ont été calculés en utilisant le prix de fin d'exercice de 2008.
- 2) Les estimations des flux de trésorerie nets futurs de 2008 comprenaient les flux de trésorerie du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activité pétrolière intégrée – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

**Variations de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz**  
**Réserves de gaz <sup>1)</sup>**

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada <sup>2)</sup>			États-Unis		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Solde en début d'exercice	4 089	12 714	22 664	4 343	6 647	9 483
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(2 034)	(5 609)	(7 346)	(2 919)	(3 442)	(4 125)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	975	1 294	2 031	1 243	629	904
Achats de réserves prouvées en place	146	16	58	77	-	14
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(96)	(6 492)	(321)	(198)	(62)	(197)
Variation nette des prix et des coûts de production	1 647	(1 825)	(14 632)	3 831	(1 446)	(4 204)
Révisions aux estimations de quantité	174	(1 242)	1 736	610	(1 567)	667
Accroissement de l'écart d'actualisation	433	1 572	2 905	465	827	1 346
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	216	737	1 923	(289)	1 474	315
Autres	(28)	150	321	144	(26)	88
Variation nette des impôts sur le résultat	(233)	2 774	3 375	(1 160)	1 309	2 356
<b>Solde en fin d'exercice</b>	<b>5 289</b>	<b>4 089</b>	<b>12 714</b>	<b>6 147</b>	<b>4 343</b>	<b>6 647</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	Total <sup>1)2)</sup>		
	2010	2009	2008
Solde en début d'exercice	8 432	19 361	32 147
Variations résultant des éléments suivants :			
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(4 953)	(9 051)	(11 471)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	2 218	1 923	2 935
Achats de réserves prouvées en place	223	16	72
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(294)	(6 554)	(518)
Variation nette des prix et des frais de production	5 478	(3 271)	(18 836)
Révisions aux estimations de quantité	784	(2 809)	2 403
Accroissement de l'écart d'actualisation	898	2 399	4 251
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	(73)	2 211	2 238
Autres	116	124	409
Variation nette des impôts sur le résultat	(1 393)	4 083	5 731
<b>Solde en fin d'exercice</b>	<b>11 436</b>	<b>8 432</b>	<b>19 361</b>

Notes :

- 1) Les flux de trésorerie nets futurs de 2010 et de 2009 ont été calculés en utilisant les prix moyens sur 12 mois. Les flux de trésorerie nets futurs de 2008 ont été calculés en utilisant le prix de fin d'exercice de 2008.
- 2) Les résultats antérieurs au 30 novembre 2009 comprennent les réserves du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada). Ces activités ont été transférées à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission.

## Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada <sup>1)</sup>			États-Unis		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport	2 632	6 835	8 848	3 613	4 007	5 127
Moins :						
Coûts opérationnels, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	598	1 226	1 502	694	565	1 002
Amortissement et épuisement	1 242	1 980	2 198	1 912	1 561	1 691
Bénéfice (perte) d'exploitation	792	3 629	5 148	1 007	1 881	2 434
Impôts sur le revenu	223	1 059	1 502	365	698	937
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>569</b>	<b>2 570</b>	<b>3 646</b>	<b>642</b>	<b>1 183</b>	<b>1 497</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	Autre			Total <sup>1)</sup>		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport	-	-	2	6 245	10 842	13 977
Moins :						
Coûts opérationnels, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	-	-	(2)	1 292	1 791	2 502
Amortissement et épuisement	10	28	39	3 164	3 569	3 928
Bénéfice (perte) d'exploitation	(10)	(28)	(35)	1 789	5 482	7 547
Impôts sur le revenu	-	-	-	588	1 757	2 439
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>(10)</b>	<b>(28)</b>	<b>(35)</b>	<b>1 201</b>	<b>3 725</b>	<b>5 108</b>

Note :

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

## Coûts capitalisés et coûts engagés

### Coûts capitalisés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada <sup>1)</sup>			États-Unis		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Biens pétroliers et gaziers prouvés	24 972	21 459	33 466	21 944	19 843	15 755
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	1 114	728	870	1 043	1 178	3 399
Total des coûts en capital	26 086	22 187	34 336	22 987	21 021	19 154
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	13 435	11 586	17 348	9 024	7 092	5 511
<b>Coûts capitalisés nets</b>	<b>12 651</b>	<b>10 601</b>	<b>16 988</b>	<b>13 963</b>	<b>13 929</b>	<b>13 643</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	Autre			Total <sup>1)</sup>		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Biens pétroliers et gaziers prouvés	-	-	-	46 916	41 302	49 221
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	167	157	122	2 324	2 063	4 391
Total des coûts en capital	167	157	122	49 240	43 365	53 612
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	167	147	112	22 626	18 825	22 971
<b>Coûts capitalisés nets</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>26 614</b>	<b>24 540</b>	<b>30 641</b>

Note :

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

### Coûts engagés

<i>(en millions de dollars)</i>	Canada <sup>1)</sup>			États-Unis		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Acquisitions						
Non prouvées	395	46	32	97	46	1 006
Prouvées	197	178	119	44	-	17
Total des acquisitions	592	224	151	141	46	1 023
Frais d'exploration	58	129	474	198	133	197
Frais de développement	2 153	2 588	3 485	2 301	1 688	2 485
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>2 803</b>	<b>2 941</b>	<b>4 110</b>	<b>2 640</b>	<b>1 867</b>	<b>3 705</b>

<i>(en millions de dollars)</i>	Autre			Total <sup>1)</sup>		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Acquisitions						
Non prouvées	-	-	-	492	92	1 038
Prouvées	-	-	-	241	178	136
Total des acquisitions	-	-	-	733	270	1 174
Frais d'exploration	-	2	14	256	264	685
Frais de développement	-	-	-	4 454	4 276	5 970
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>14</b>	<b>5 443</b>	<b>4 810</b>	<b>7 829</b>

Note:

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

## Avoirs fonciers développés et non développés

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers développés, non développés et totaux d'Encana au 31 décembre 2010.

### Avoirs fonciers <sup>1) à 7)</sup>

(en milliers d'acres)		Développés		Non développés		Total	
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Canada</b>							
Alberta	— Fief	2 270	2 270	1 266	1 266	3 536	3 536
	— Couronne	1 490	862	1 663	1 353	3 153	2 215
	— Propriété franche	299	169	106	62	405	231
		<b>4 059</b>	<b>3 301</b>	<b>3 035</b>	<b>2 681</b>	<b>7 094</b>	<b>5 982</b>
Colombie-Britannique	— Couronne	1 001	889	2 703	2 176	3 704	3 065
	— Propriété franche	-	-	7	-	7	-
		<b>1 001</b>	<b>889</b>	<b>2 710</b>	<b>2 176</b>	<b>3 711</b>	<b>3 065</b>
Terre-Neuve-et-Labrador	— Couronne	-	-	35	2	35	2
Nouvelle-Écosse	— Couronne	21	21	20	9	41	30
Territoires du Nord-Ouest	— Couronne	-	-	45	12	45	12
<b>Total Canada</b>		<b>5 081</b>	<b>4 211</b>	<b>5 845</b>	<b>4 880</b>	<b>10 926</b>	<b>9 091</b>
<b>États-Unis</b>							
Colorado	— Terres fédérales/d'État	184	172	518	482	702	654
	— Propriété franche	108	98	102	90	210	188
	— Fief	3	3	13	13	16	16
		<b>295</b>	<b>273</b>	<b>633</b>	<b>585</b>	<b>928</b>	<b>858</b>
Texas	— Terres fédérales/d'État	10	4	171	167	181	171
	— Propriété franche	158	115	360	253	518	368
	— Fief	-	-	4	2	4	2
		<b>168</b>	<b>119</b>	<b>535</b>	<b>422</b>	<b>703</b>	<b>541</b>
Louisiane	— Terres fédérales/d'État	1	1	3	2	4	3
	— Propriété franche	86	50	401	257	487	307
	— Fief	18	14	69	48	87	62
		<b>105</b>	<b>65</b>	<b>473</b>	<b>307</b>	<b>578</b>	<b>372</b>
Michigan	— Terres fédérales/d'État	-	-	364	364	364	364
	— Propriété franche	-	-	60	60	60	60
		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>424</b>	<b>424</b>	<b>424</b>	<b>424</b>
Wyoming	— Terres fédérales/d'État	66	47	278	231	344	278
	— Propriété franche	5	4	14	11	19	15
		<b>71</b>	<b>51</b>	<b>292</b>	<b>242</b>	<b>363</b>	<b>293</b>
Autres	— Terres fédérales/d'État	2	1	24	19	26	20
	— Propriété franche	1	1	37	27	38	28
	— Fief	-	-	60	52	60	52
		<b>3</b>	<b>2</b>	<b>121</b>	<b>98</b>	<b>124</b>	<b>100</b>
<b>Total États-Unis</b>		<b>642</b>	<b>510</b>	<b>2 478</b>	<b>2 078</b>	<b>3 120</b>	<b>2 588</b>
<b>International</b>							
Azerbaïdjan		-	-	346	17	346	17
Australie		-	-	104	40	104	40
<b>Total International</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>450</b>	<b>57</b>	<b>450</b>	<b>57</b>
<b>Total</b>		<b>5 723</b>	<b>4 721</b>	<b>8 773</b>	<b>7 015</b>	<b>14 496</b>	<b>11 736</b>



Notes :

- 1) Les avoirs fonciers en fief sont ceux dans lesquels Encana possède des droits miniers en fief simple et dans lesquels i) elle n'a pas accordé de concession sur la totalité des zones minérales ou ii) elle conserve une participation directe ou iii) elle n'a pas accordé de concession sur une ou plusieurs substances ou un ou plusieurs produits. Le présent sommaire des superficies des avoirs 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 3 millions d'acres brutes d'avoirs 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 avoirs fonciers dans lesquels Encana détient une participation.
- 6) Le nombre d'acres nettes correspond à la somme des participations partielles d'Encana dans des acres brutes.
- 7) 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 <sup>1)2)</sup>

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2010</b>											
Division canadienne	22	15	-	-	-	-	22	15	31	53	15
Division des États-Unis	34	15	-	-	2	2	36	17	-	36	17
<b>Total</b>	<b>56</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>58</b>	<b>32</b>	<b>31</b>	<b>89</b>	<b>32</b>
<b>2009</b>											
Division canadienne	34	24	1	1	-	-	35	25	25	60	25
Division des États-Unis	8	4	-	-	1	-	9	4	-	9	4
	42	28	1	1	1	-	44	29	25	69	29
Canada – Autres <sup>3)</sup>	-	-	4	4	-	-	4	4	8	12	4
<b>Total</b>	<b>42</b>	<b>28</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>48</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>81</b>	<b>33</b>
<b>2008</b>											
Division canadienne	70	54	8	5	-	-	78	59	69	147	59
Division des États-Unis	26	14	-	-	-	-	26	14	-	26	14
	96	68	8	5	-	-	104	73	69	173	73
Canada – Autres <sup>3)</sup>	5	3	1	1	2	1	8	5	34	42	5
Autres	-	-	-	-	3	1	3	1	-	3	1
<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>71</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>115</b>	<b>79</b>	<b>103</b>	<b>218</b>	<b>79</b>

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

## Puits de développement forés <sup>1)2)</sup>

	Gaz		Pétrole		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2010</b> <sup>3)</sup>											
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
<b>Total</b>	<b>2 018</b>	<b>1 618</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2 023</b>	<b>1 622</b>	<b>347</b>	<b>2 370</b>	<b>1 622</b>
<b>2009</b>											
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 <sup>4)</sup>	560	507	144	120	8	8	712	635	255	967	635
<b>Total</b>	<b>1 786</b>	<b>1 561</b>	<b>147</b>	<b>122</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>1 946</b>	<b>1 695</b>	<b>453</b>	<b>2 399</b>	<b>1 695</b>
<b>2008</b>											
Division canadienne	1 088	989	17	16	-	-	1 105	1 005	329	1 434	1 005
Division des États-Unis	904	736	-	-	-	-	904	736	378	1 282	736
	1 992	1 725	17	16	-	-	2 009	1 741	707	2 716	1 741
Canada – Autres <sup>4)</sup>	1 502	1 385	146	113	11	11	1 659	1 509	544	2 203	1 509
<b>Total</b>	<b>3 494</b>	<b>3 110</b>	<b>163</b>	<b>129</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>3 668</b>	<b>3 250</b>	<b>1 251</b>	<b>4 919</b>	<b>3 250</b>

### 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 2010, Encana forait les puits d'exploration et de développement suivants : environ 21 puits bruts (21 puits nets) au Canada et environ 75 puits bruts (49 puits nets) aux États-Unis.
- 4) Les puits forés du secteur Canada – Autres (auparavant, la division des plaines canadiennes et le secteur Activités pétrolières intégrées – Canada) faisant partie des actifs transférés à Cenovus dans le cadre de l'opération de scission du 30 novembre 2009.

## 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	2010			
		T4	T3	T2	T1
<b>Gaz produit</b> ( $M\text{pi}^3/j$ )					
Division canadienne	1 323	1 395	1 390	1 327	1 177
Division des États-Unis	1 861	1 835	1 791	1 875	1 946
	3 184	3 230	3 181	3 202	3 123
<b>Liquides</b> ( $b/j$ )					
Division canadienne	13 149	11 327	14 262	13 462	13 558
Division des États-Unis	9 638	9 206	9 142	10 112	10 108
	22 787	20 533	23 404	23 574	23 666
<b>Total division canadienne et division des États-Unis</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )	<b>3 321</b>	<b>3 353</b>	<b>3 322</b>	<b>3 344</b>	<b>3 265</b>
<b>Total division canadienne</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )	1 402	1 463	1 476	1 408	1 258
<b>Total division des États-Unis</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )	1 919	1 890	1 846	1 936	2 007
<b>Total des divisions canadiennes et des États-Unis</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )	<b>3 321</b>	<b>3 353</b>	<b>3 322</b>	<b>3 344</b>	<b>3 265</b>
<i>(moyenne quotidienne)</i>				<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Gaz produit</b> ( $M\text{pi}^3/j$ )					
Division canadienne <sup>1)</sup>				1 224	1 300
Division des États-Unis				1 616	1 633
				2 840	2 933
Canada – Autres				762	905
<b>Total du gaz produit</b> <sup>2)</sup>				<b>3 602</b>	<b>3 838</b>
<b>Liquides</b> ( $b/j$ )					
Division canadienne <sup>1)</sup>				15 880	19 980
Division des États-Unis				11 317	13 350
				27 197	33 330
Canada - Autres				99 900	100 250
<b>Total des liquides</b> <sup>2)</sup>				<b>127 097</b>	<b>133 580</b>
<b>Total</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ ) <sup>2)</sup>				<b>4 365</b>	<b>4 639</b>
<b>Total division canadienne</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )				1 319	1 419
<b>Total division des États-Unis</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )				1 684	1 713
<b>Total division canadienne et division des États-Unis</b> ( $M\text{kp}i^3/j$ )				<b>3 003</b>	<b>3 132</b>

Notes :

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

## 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 division actuelle et pays (après redevances)

	Exercice	T4	2010		
			T3	T2	T1
<b>Gaz produit (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Division canadienne					
Prix après redevances	4,10	3,73	3,69	3,92	5,21
Taxes à la production et impôts miniers	0,01	-	0,02	0,02	0,01
Transport	0,40	0,40	0,39	0,38	0,41
Exploitation	1,09	1,21	0,96	1,01	1,20
	2,60	2,12	2,32	2,51	3,59
Division des États-Unis					
Prix après redevances	4,73	4,08	4,57	4,45	5,78
Taxes à la production et impôts miniers	0,27	0,24	0,25	0,25	0,35
Transport	0,97	0,98	1,00	0,97	0,95
Exploitation	0,58	0,59	0,62	0,62	0,48
	2,91	2,27	2,70	2,61	4,00
Total division canadienne et division des États-Unis					
Prix après redevances	4,47	3,93	4,19	4,23	5,56
Taxes à la production et impôts miniers	0,16	0,13	0,15	0,15	0,22
Transport	0,73	0,73	0,74	0,73	0,74
Exploitation	0,79	0,86	0,77	0,78	0,75
	2,79	2,21	2,53	2,57	3,85
<b>Liquides (\$/b)</b>					
Division canadienne					
Prix après redevances	64,79	69,24	59,44	63,80	67,71
Taxes à la production et impôts miniers	0,44	0,51	0,37	0,53	0,35
Transport	0,82	0,69	0,93	1,10	0,53
Exploitation	3,24	4,03	2,27	2,22	4,67
	60,29	64,01	55,87	59,95	62,16
Division des États-Unis					
Prix après redevances	69,35	73,27	66,38	70,62	67,18
Taxes à la production et impôts miniers	6,69	7,43	6,42	6,68	6,25
Transport	-	-	-	-	-
	62,66	65,84	59,96	63,94	60,93
Total division canadienne et division des États-Unis					
Prix après redevances	66,72	71,05	62,15	66,73	67,48
Taxes à la production et impôts miniers	3,08	3,61	2,74	3,17	2,87
Transport	0,47	0,38	0,57	0,63	0,30
Exploitation	1,87	2,22	1,38	1,26	2,67
	61,30	64,84	57,46	61,67	61,64
<b>Total des rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Division canadienne					
Prix après redevances	4,47	4,10	4,05	4,30	5,60
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	-	0,02	0,03	0,01
Transport	0,38	0,39	0,38	0,37	0,39
Exploitation	1,06	1,19	0,93	0,97	1,17
	3,01	2,52	2,72	2,93	4,03
Division des États-Unis					
Prix après redevances	4,94	4,32	4,76	4,68	5,94
Taxes à la production et impôts miniers	0,30	0,27	0,27	0,28	0,38
Transport	0,95	0,95	0,97	0,94	0,92
Exploitation	0,56	0,58	0,61	0,60	0,46
	3,13	2,52	2,91	2,86	4,18

**Rentrées nettes par division actuelle et pays  
(après redevances)**

	Exercice	T4	2010		
			T3	T2	T1
Total division canadienne et division des États-Unis					
Prix après redevances	4,74	4,22	4,45	4,52	5,81
Taxes à la production et impôts miniers	0,18	0,15	0,16	0,17	0,23
Transport	0,71	0,70	0,71	0,70	0,71
Exploitation	0,77	0,84	0,75	0,76	0,74
	<b>3,08</b>	<b>2,53</b>	<b>2,83</b>	<b>2,89</b>	<b>4,13</b>

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

	<b>Moyenne de l'exercice</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Gaz produit (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>		
Division canadienne <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	3,71	8,12
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,06
Transport	0,33	0,42
Exploitation	1,13	1,15
	<b>2,22</b>	<b>6,49</b>
Division des États-Unis		
Prix après redevances	3,75	7,89
Taxes à la production et impôts miniers	0,17	0,56
Transport	0,90	0,84
Exploitation	0,55	0,59
	<b>2,13</b>	<b>5,90</b>
Total division canadienne et division des États-Unis		
Prix après redevances	3,73	7,99
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,34
Transport	0,66	0,66
Exploitation	0,80	0,84
	<b>2,16</b>	<b>6,15</b>
<b>Liquides (\$/b)</b>		
Division canadienne <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	47,86	85,12
Taxes à la production et impôts miniers	0,45	0,63
Transport	1,06	1,64
Exploitation	3,62	5,41
	<b>42,73</b>	<b>77,44</b>
Division des États-Unis		
Prix après redevances	48,56	83,18
Taxes à la production et impôts miniers	4,39	7,25
Transport	-	-
	<b>44,17</b>	<b>75,93</b>
Total division canadienne et division des États-Unis		
Prix après redevances	48,15	84,38
Taxes à la production et impôts miniers	2,09	3,27
Transport	0,62	0,98
Exploitation	2,11	3,40
	<b>43,33</b>	<b>76,73</b>
<b>Total des rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>		
Division canadienne <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	4,02	8,63
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,06
Transport	0,32	0,41
Exploitation	1,09	1,13
	<b>2,58</b>	<b>7,03</b>
Division des États-Unis		
Prix après redevances	3,92	8,17
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,59
Transport	0,86	0,80
Exploitation	0,53	0,56
	<b>2,34</b>	<b>6,22</b>
Total division canadienne et division des États-Unis		
Prix après redevances	3,96	8,38
Taxes à la production et impôts miniers	0,12	0,35
Transport	0,63	0,62
Exploitation	0,78	0,82
	<b>2,43</b>	<b>6,59</b>

Note :

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

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

	<b>Moyenne de l'exercice</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Gaz produit (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>		
Canada <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	3,64	7,97
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,08
Transport	0,26	0,35
Exploitation	0,98	1,03
	<b>2,36</b>	<b>6,51</b>
États-Unis		
Prix après redevances	3,75	7,89
Taxes à la production et impôts miniers	0,17	0,56
Transport	0,90	0,84
Exploitation	0,55	0,59
	<b>2,13</b>	<b>5,90</b>
Total Encana <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	3,69	7,94
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,28
Transport	0,55	0,56
Exploitation	0,79	0,84
	<b>2,25</b>	<b>6,26</b>
<b>Liquides (\$/b)</b>		
Canada <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	49,75	75,85
Taxes à la production et impôts miniers	0,63	1,01
Transport	1,53	1,70
Exploitation	9,21	10,57
	<b>38,38</b>	<b>62,57</b>
États-Unis		
Prix après redevances	48,56	83,18
Taxes à la production et impôts miniers	4,39	7,25
Transport	0,00	0,00
	<b>44,17</b>	<b>75,93</b>
Total Encana <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	49,65	76,58
Taxes à la production et impôts miniers	0,97	1,63
Transport	1,39	1,53
Exploitation	8,39	9,55
	<b>38,90</b>	<b>63,87</b>
<b>Total des rentrées nettes (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>		
Canada <sup>1)</sup>		
Price, net of royalties	4,84	9,13
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,10
Transport	0,26	0,33
Exploitation	1,12	1,21
	<b>3,41</b>	<b>7,49</b>
États-Unis		
Prix après redevances	3,92	8,17
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,59
Transport	0,86	0,80
Exploitation	0,53	0,56
	<b>2,34</b>	<b>6,22</b>



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

	<b>Moyenne de l'exercice</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Total Encana <sup>1)</sup>		
Prix après redevances	4,49	8,77
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,28
Transport	0,49	0,50
Exploitation	0,89	0,97
	<b>3,00</b>	<b>7,02</b>

Note :

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

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 de la division canadienne et de la division des États-Unis d'Encana <sup>1)</sup>**

	<b>2010</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Division canadienne (\$/kpi <sup>3</sup> e)	0,93	1,02	0,94	1,16	0,55
Division des États-Unis (\$/kpi <sup>3</sup> e)	1,00	1,07	1,11	1,27	0,55
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>	<b>0,97</b>	<b>1,05</b>	<b>1,04</b>	<b>1,22</b>	<b>0,55</b>
				<b>Moyenne de l'exercice</b>	
				<b>2009</b>	<b>2008</b>
Division canadienne (\$/kpi <sup>3</sup> e)				2,93	(0,36)
Division des États-Unis (\$/kpi <sup>3</sup> e)				3,27	0,34
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>				<b>3,12</b>	<b>0,03</b>

**Incidence des opérations de couverture réalisées sur les rentrées nettes totales d'Encana <sup>2)</sup>**

	<b>2010</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	1,01	1,10	1,08	1,27	0,58
Liquides (\$/b)	(0,60)	(2,14)	(0,36)	0,32	(0,41)
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>	<b>0,97</b>	<b>1,05</b>	<b>1,04</b>	<b>1,22</b>	<b>0,55</b>
				<b>Moyenne de l'exercice</b>	
				<b>2009</b>	<b>2008</b>
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )				3,33	(0,02)
Liquide (\$/b)				0,83	(5,46)
<b>Total (\$/kpi<sup>3</sup>e)</b>				<b>2,77</b>	<b>(0,17)</b>

Notes :

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

## Annexe E – Mandat du comité d'audit

---

Dernière mise à jour, le 8 décembre 2009. Dernier examen, le 6 décembre 2010.

### 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.

#### **Approbation 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.