



# **Encana Corporation**

Notice annuelle  
Le 29 février 2016

## Table des matières

Introduction .....	2
Structure de l'entreprise .....	3
Développement général de l'activité.....	4
Description de l'activité.....	7
Objectifs commerciaux.....	8
Activités canadiennes .....	8
Activités américaines .....	13
Optimisation des marchés.....	17
Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz .....	18
Dépenses d'investissement, acquisitions et dessaisissements d'actifs .....	19
Concurrence .....	20
Protection de l'environnement.....	20
Politiques sociales et environnementales .....	21
Employés .....	22
Activités à l'étranger.....	22
Administrateurs et dirigeants.....	23
Information sur le comité d'audit .....	26
Description du capital-actions .....	29
Évaluations de crédit.....	30
Marché pour la négociation des titres.....	31
Dividendes .....	32
Procédures judiciaires.....	32
Facteurs de risque.....	32
Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres .....	43
Experts intéressés.....	43
Renseignements supplémentaires .....	44
Remarque concernant les déclarations prospectives.....	44
Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz .....	45
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 établi par 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 clos le 31 décembre 2015. Dans la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire ou à moins que le contexte ne commande 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.

La présente notice annuelle renferme les abréviations de mesures volumétriques suivantes : millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »); million de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »); milliard de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> »); billion de pieds cubes (« Tpi<sup>3</sup> »); baril (« b »); millier de barils (« kb ») par jour (« kb/j »); million de barils (« Mb »); barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour (« bep/j »); millier de barils d'équivalent de pétrole (« kbep ») par jour (« kbep/j »); million de barils d'équivalent de pétrole (« Mbep ») par jour (« Mbep/j »); et million d'unités thermiques britanniques (« MBtu »).

La conversion des volumes de gaz naturel en bep s'effectue à raison de six kpi<sup>3</sup> pour un b. Le bep est fondé sur une méthode générique de conversion d'équivalence énergétique applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur économique à la tête du puits. Les lecteurs sont priés de noter que les bep peuvent être trompeurs, particulièrement s'ils sont pris isolément.

Le terme « liquides » désigne le pétrole, les liquides de gaz naturel (« LGN ») et les condensats. L'expression « riche en liquides » est employée pour représenter les flux de gaz naturel associés aux volumes de liquides connexes. Le terme « zone » décrit une zone de ressources, une formation géologique ou une zone classique, et l'expression « zone de ressources » est utilisée pour décrire une accumulation d'hydrocarbures que l'on sait exister sur une vaste étendue aréale ou le long d'une coupe verticale épaisse qui, par rapport à une zone classique, présente habituellement un risque de développement moins important au plan géologique ou commercial ainsi qu'un taux d'épuisement moyen plus faible.

Toute l'information financière présentée dans la présente notice annuelle est établie conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Les états financiers consolidés audités annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, y compris l'information comparative requise pour 2014 et 2013, ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

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

La présente notice annuelle peut être obtenue par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et du système électronique de collecte de données, d'analyse et de recherche (*Electronic Data Gathering, Analysis and Retrieval System*) (« EDGAR ») au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

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

## 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 4400, 500 Centre Street S.E., Calgary (Alberta) Canada T2P 2S5.

Le 12 mai 2015, la société a modifié ses statuts constitutifs afin de changer la désignation de ses actions privilégiées de premier rang et de deuxième rang pour une catégorie unique d'actions privilégiées appelée « actions privilégiées de catégorie A ». Se reporter à la rubrique « Description du capital-actions – Actions privilégiées de catégorie A » dans la présente notice annuelle.

### Liens intersociétés

Le tableau suivant indique, au 31 décembre 2015, la raison sociale des principales filiales et entités contrôlées conjointement d'Encana, le pourcentage de titres comportant droit de vote détenues en propriété et leur territoire de constitution, de prorogation ou de formation. Chacune des entités énumérées dans le tableau ci-dessous avait des actifs globaux dépassant 10 pour cent des actifs consolidés d'Encana au 31 décembre 2015 ou des produits des activités ordinaires annuels dépassant 10 pour cent des produits des activités ordinaires annuels consolidés d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

<b>Filiales</b>	<b>Pourcentage de propriété directe ou indirecte</b>	<b>Territoire de constitution, de prorogation ou de formation</b>
Encana USA Holdings ULC	100	Alberta
1847432 Alberta ULC	100	Alberta
Alenco Inc.	100	Delaware
Encana Oil & Gas (USA) Inc.	100	Delaware
Encana Marketing (USA) Inc.	100	Delaware

Le tableau précédent ne comprend pas toutes les filiales et entités contrôlées conjointement d'Encana. Le total des actifs et des produits des activités ordinaires annuels des filiales et des entités contrôlées conjointement dont les noms ne sont pas mentionnés ne dépassaient pas globalement 20 pour cent des actifs consolidés d'Encana au 31 décembre 2015 ou des produits des activités ordinaires annuels consolidés d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, respectivement.

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

## Développement général de l'activité

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

### Secteurs d'exploitation

---

Au 31 décembre 2015, les secteurs d'exploitation d'Encana à présenter étaient les suivants : (i) les activités canadiennes, (ii) les activités américaines et (iii) l'optimisation des marchés.

- Les **activités canadiennes** comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada. Les zones au Canada comprennent : Montney dans le nord de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta; Duvernay dans le centre-ouest de l'Alberta; et les autres activités en amont, y compris Wheatland, dans le sud de l'Alberta, Deep Panuke au large de Nouvelle-Écosse et les autres zones et nouvelles zones. Les autres zones et nouvelles zones comprennent Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Les **activités américaines** comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes aux États-Unis. Les zones aux États-Unis comprennent : Eagle Ford dans le sud du Texas; Permian dans l'ouest du Texas; et les autres activités en amont, y compris DJ Basin dans le nord du Colorado, San Juan dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique, Piceance dans le nord-ouest du Colorado et les autres zones et nouvelles zones. Les autres zones et nouvelles zones comprennent principalement la formation de schistes marins Tuscaloosa dans l'est de la Louisiane et l'ouest du Mississippi.

En 2015, DJ Basin et San Juan ont changé de catégorie pour être ajoutées aux « Autres activités en amont » comme il est décrit plus en détail à la rubrique « Description de l'activité » dans la présente notice annuelle.

- Les **activités d'optimisation des marchés** sont gérées par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales, qui est principalement responsable de la vente de la production de la société et de l'amélioration du prix net qui en est tiré. Les activités d'optimisation du marché comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'améliorer la latitude opérationnelle et l'atténuation des coûts pour ce qui est des engagements de transport, du type de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Le secteur des activités non sectorielles et autres ne constitue pas un secteur opérationnel et comprend surtout les profits ou pertes non réalisés comptabilisés sur les instruments dérivés financiers. Une fois que les instruments sont réglés, les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés se rapportent.

## Événements récents

---

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

### 2015

- Réalisation du dessaisissement de terrains dans Haynesville situés dans le nord de la Louisiane pour un produit d'environ 769 M\$, après les rajustements de clôture.
- Réalisation d'un placement par prise ferme de 98 458 975 actions ordinaires d'Encana, y compris les actions ordinaires émises aux termes d'une option de surallocation, au prix de 14,60 \$ CA l'action ordinaire pour un produit brut total d'environ 1,44 G\$ CA. Le produit tiré du placement des actions ordinaires, majoré de l'encaisse de la société, a été affecté au remboursement par anticipation des billets à 5,90 pour cent échéant le 1<sup>er</sup> décembre 2017 d'un capital global de 700 M\$ et des billets à moyen terme à 5,80 pour cent échéant le 18 janvier 2018 d'un capital global de 750 M\$ CA de la société.
- Réalisation du dessaisissement de certains terrains dans Wheatland situés dans le centre et le sud de l'Alberta pour un produit d'environ 557 M\$ CA (467 M\$), après les rajustements de clôture.
- De concert avec le Cutbank Ridge Partnership (le « CRP »), partenariat entre Encana et une filiale de Mitsubishi Corporation (« Mitsubishi »), Encana a procédé à la clôture de la vente de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour une contrepartie au comptant d'environ 450 M\$ CA (355 M\$) nets revenant à Encana, après les rajustements de clôture.
- Conclusion d'une convention visant la vente de terrains dans DJ Basin situés au Colorado, composés d'environ 51 000 acres nettes, pour un prix d'achat annoncé d'environ 900 M\$, avant les rajustements postérieurs à la clôture et les autres rajustements. La clôture de l'opération devrait avoir lieu d'ici la fin du deuxième trimestre de 2016 et est soumise au respect de certaines conditions de clôture.

### 2014

- Réalisation de l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Athlon Energy Inc. (« Athlon ») pour une contrepartie de 5,93 G\$, soit 58,50 \$ par action, prise en charge de 1,15 G\$ de billets de rang supérieur d'Athlon et remboursement et résiliation de la facilité de crédit d'Athlon, dont l'encours s'établissait à 0,3 G\$. L'acquisition comprenait environ 137 000 acres nettes de terrains pétroliers et gaziers producteurs et non développés dans le Permian situés dans l'ouest du Texas. Après la réalisation de l'acquisition, 1,15 G\$ de billets de rang supérieur d'Athlon ont été remboursés par anticipation conformément aux dispositions de l'acte qui les régissait.
- Réalisation du premier appel public à l'épargne visant le placement de 59,8 millions d'actions ordinaires de PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky ») au prix de 28,00 \$ CA l'action ordinaire pour un produit brut total d'environ 1,67 G\$ CA. Au cours du troisième trimestre, Encana a réalisé un reclassement en vue de placer les 70,2 millions d'actions ordinaires restantes de PrairieSky au prix de 36,50 \$ CA l'action ordinaire pour un produit brut total d'environ 2,6 G\$ CA. Après la réalisation du reclassement, Encana ne détenait plus de participation dans PrairieSky.
- Réalisation de l'acquisition de certains terrains dans la formation de schiste Eagle Ford situés dans le sud du Texas pour une contrepartie d'environ 2,9 G\$, après les rajustements de clôture. L'acquisition comprenait environ 45 500 acres nettes de terrains pétroliers et gaziers producteurs et non développés situés dans les comtés de Karnes, de Wilson et d'Atascosa.
- Réalisation du dessaisissement de terrains dans Jonah, au Wyoming, pour un produit d'environ 1,6 G\$ après les rajustements de clôture et de certains terrains de l'East Texas pour un produit d'environ 495 M\$ après les rajustements de clôture.
- Réalisation de la vente de terrains dans Bighorn, dans le centre-ouest de l'Alberta, en contrepartie d'environ 1,7 G\$ après les rajustements de clôture.

## 2013

- Début de la production en août 2013 à l'installation de gaz naturel Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, et commencement de l'exploitation commerciale par suite de l'émission d'un avis d'acceptation de la production en décembre 2013.
- Réalisation d'un dessaisissement d'actifs pour les activités canadiennes pour un produit d'environ 685 M\$, qui consistait principalement en la vente d'actifs de gaz naturel provenant de Jean Marie, dans la zone Greater Sierra.
- Conclusion, en février 2013, de la vente de la participation de 30 pour cent que détenait Encana dans le projet de terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié à Kitimat, en Colombie-Britannique.

## Description de l'activité

La carte suivante indique l'emplacement des avoirs fonciers et des zones d'Encana en Amérique du Nord au 31 décembre 2015.



En 2015, DJ Basin et San Juan ont changé de catégorie pour être ajoutées aux « Autres activités en amont » en raison de la priorité continue accordée par la société à l'accélération de la croissance à partir d'un nombre restreint de projets centraux, à haut rendement et échelonnables. DJ Basin et San Juan étaient auparavant présentés comme des actifs de croissance. Encana utilise l'expression « actif principal » afin de décrire la stratégie actuelle d'investissement de capitaux de la société à la lumière des prix en vigueur et du financement d'un nombre limité de zones principales. Au 31 décembre 2015, les actifs principaux d'Encana comprenaient Eagle Ford, Permian, Montney et Duvernay.



## Objectifs commerciaux

---

Les activités d'Encana mettent l'accent sur l'exploitation de formations à haut rendement et extensibles de gaz naturel et de pétrole. La société exerce ses activités principalement au Canada et aux États-Unis. La totalité des réserves et de la production actuelles d'Encana sont situées en Amérique du Nord.

Encana s'est engagée à faire croître la valeur à long terme pour les actionnaires en adoptant une approche rigoureuse en vue de générer une croissance rentable. Les principaux objectifs de la société comprennent les suivants :

- Appliquer une stratégie de répartition des capitaux rigoureuse
- Maintenir un portefeuille flexible pour être en mesure de s'adapter aux différentes conditions du marché
- Maximiser la rentabilité par l'efficacité organisationnelle et la réduction des coûts
- Préserver la solidité du bilan

La société a su par le passé relever des zones prospectives stratégiques et y faire son entrée et tirer parti de la technologie pour extraire des ressources et se constituer une capacité de production sous-jacente à faibles coûts. Encana cherche continuellement à améliorer les efficacités opérationnelles, à favoriser l'innovation technologique et à abaisser ses structures de coûts tout en réduisant son empreinte environnementale par l'optimisation des zones. Le modèle de centralisation des zones de ressources de la société est une méthode de développement axée sur la fabrication qui fait appel à des installations de production grandement intégrées en vue du développement des ressources au moyen du forage de multiples puits à partir de plateformes d'exploitation centrales. Encana atteint une certaine efficacité sur le plan des capitaux et de l'exploitation pour son portefeuille diversifié grâce à des activités reproductibles, à l'optimisation du matériel et des processus et à l'application de techniques d'amélioration continue.

La stratégie d'investissement des capitaux d'Encana met l'accent sur une accélération de la croissance à partir d'un nombre restreint de projets centraux, à haut rendement et échelonnables, tout en équilibrant le portefeuille de marchandises et en cherchant à optimiser le rendement de production des autres bases de ressources de la société.

## Activités canadiennes

---

Les activités canadiennes comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada. Les zones au Canada comprennent : Montney dans le nord de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta; Duvernay dans le centre-ouest de l'Alberta; et les autres activités en amont, y compris Wheatland dans le sud de l'Alberta, Deep Panuke au large de la Nouvelle-Écosse et les autres zones et nouvelles zones. Les autres zones et nouvelles zones comprennent principalement : Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les autres activités en amont comprennent les zones auxquelles Encana n'accorde pas actuellement une priorité stratégique.

En 2015, Montney a été modifiée afin d'inclure les zones Cadomin/Doig et Granite Wash/Doig, qui faisaient auparavant partie des autres zones et nouvelles zones au sein des autres activités en amont. L'information comparative a également été révisée en conséquence. En outre, Clearwater a été renommée Wheatland.

En 2015, les activités canadiennes ont engagé des dépenses d'investissement d'environ 380 M\$ et ont foré environ 135 puits nets. La production, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 971 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, à environ 5,6 kb/j de pétrole et à environ 22,8 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2015, les activités canadiennes avaient dans ce pays une position foncière établie d'environ 3,7 millions d'acres brutes (2,5 millions d'acres nettes), dont environ 2,1 millions d'acres brutes non développées (1,4 million d'acres nettes non développées).

Les tableaux à la page suivante résument les avoirs fonciers, les puits producteurs ainsi que la production quotidienne des activités canadiennes pour les périodes indiquées.

## Avoirs fonciers

(en milliers d'acres au 31 décembre 2015)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Montney	610	371	856	577	1 466	948	65 %
Duvernay	100	41	569	348	669	389	58 %
Autres activités en amont							
Wheatland	788	652	258	151	1 046	803	77 %
Deep Panuke	20	20	21	10	41	30	73 %
Autres zones et nouvelles zones	53	31	396	297	449	328	73 %
<b>Total des activités canadiennes</b>	<b>1 571</b>	<b>1 115</b>	<b>2 100</b>	<b>1 383</b>	<b>3 671</b>	<b>2 498</b>	<b>68 %</b>

## Puits producteurs

(nombre de puits au 31 décembre 2015) <sup>(1)</sup>	Gaz naturel		Pétrole		Total		
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	
Montney	1 358	1 211	74	64	1 432	1 275	
Duvernay	93	46	9	2	102	48	
Autres activités en amont							
Wheatland	5 164	5 063	29	20	5 193	5 083	
Deep Panuke	4	4	-	-	4	4	
Autres zones et nouvelles zones	91	46	-	-	91	46	
<b>Total des activités canadiennes</b>	<b>6 710</b>	<b>6 370</b>	<b>112</b>	<b>86</b>	<b>6 822</b>	<b>6 456</b>	

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

## Production (avant redevances)

(moyenne quotidienne)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole (kb/j)		LGN (kb/j)		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	
Montney <sup>(1)</sup>	763	719	6,2	7,0	19,8	15,2	
Duvernay	27	11	0,3	0,8	4,7	1,4	
Autres activités en amont							
Wheatland <sup>(2),(3)</sup>	122	333	0,6	7,0	0,5	2,0	
Bighorn <sup>(3)</sup>	1	166	-	0,4	-	8,2	
Deep Panuke	65	196	-	-	-	-	
Autres zones et nouvelles zones <sup>(1)</sup>	71	86	0,1	-	0,1	-	
<b>Total des activités canadiennes</b>	<b>1 049</b>	<b>1 511</b>	<b>7,2</b>	<b>15,2</b>	<b>25,1</b>	<b>26,8</b>	

(1) Montney a été modifiée afin d'inclure certains terrains qui faisaient auparavant partie des autres zones et nouvelles zones.

(2) Au cours de 2015, Encana s'est départie de certains terrains dans Wheatland.

(3) Au cours de 2014, Encana s'est départie de ses terrains dans Bighorn et de son investissement dans PrairieSky.

## Production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole (kb/j)		LGN (kb/j)		
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	
Montney <sup>(1)</sup>	723	639	4,7	5,6	17,8	13,3	
Duvernay	27	11	0,3	0,8	4,5	1,3	
Autres activités en amont							
Wheatland <sup>(2),(3)</sup>	86	292	0,5	6,8	0,4	1,8	
Bighorn <sup>(3)</sup>	1	158	-	0,3	-	7,2	
Deep Panuke	63	190	-	-	-	-	
Autres zones et nouvelles zones <sup>(1)</sup>	71	88	0,1	0,1	0,1	-	
<b>Total des activités canadiennes</b>	<b>971</b>	<b>1 378</b>	<b>5,6</b>	<b>13,6</b>	<b>22,8</b>	<b>23,6</b>	

(1) Montney a été modifiée afin d'inclure certains terrains qui faisaient auparavant partie des autres zones et nouvelles zones.

(2) Au cours de 2015, Encana s'est départie de certains terrains dans Wheatland.

(3) Au cours de 2014, Encana s'est départie de ses terrains dans Bighorn et de son investissement dans PrairieSky.

## Zones et autres activités au sein des activités canadiennes

### Montney

Montney est une zone située dans les contreforts des Rocheuses canadiennes, qui s'étend du sud-ouest de Dawson Creek, dans le nord de la Colombie-Britannique, au nord-ouest de l'Alberta. Les horizons de production comprennent les formations Montney, Cadomin, Doig et Granite Wash compte tenu de l'objectif actuel de développement de la formation Montney. En 2015, la production totale, après redevances, tirée de la zone s'est établie en moyenne à environ 723 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et à environ 22,5 kb/j de pétrole et de LGN. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 1 466 000 acres brutes (948 000 acres nettes) dans la zone.

Le développement est axé sur l'exploitation du gaz naturel et du condensat dans le bassin profond de la formation Montney au sein de la zone, dont Encana contrôlait environ 809 000 acres brutes (525 000 acres nettes), y compris 504 000 acres brutes non développées (307 000 acres nettes non développées) au 31 décembre 2015. La formation Montney est développée exclusivement au moyen de puits horizontaux. En 2015, Encana a foré environ 15 puits horizontaux nets dans la région, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 619 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et à environ 22,5 kb/j de pétrole et de LGN. 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. Depuis la complétion du premier puits horizontal dans la région en 2006, Encana a continué de recourir à des technologies de pointe afin de réduire les frais de développement généraux d'environ 77 pour cent à intervalle complet. En 2015, Encana a continué de se concentrer sur le forage de puits plus longs dont les longueurs latérales variaient entre 4 300 et 11 700 pieds environ et qui comportaient un espacement à la complétion réduit allant de 66 à 84 pieds environ. Comme Encana continue d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement entre les puits pourraient changer.

Encana a conclu une convention de société avec Mitsubishi en vue du développement conjoint de certains terrains situés principalement dans Montney. Aux termes de la convention, Mitsubishi a convenu d'investir environ 2,9 G\$ CA pour sa participation de 40 pour cent dans le CRP, dont une tranche d'environ 2,1 G\$ CA avait été reçue au 31 décembre 2015. En plus de sa quote-part de 40 pour cent des dépenses d'investissement futures du CRP, Mitsubishi est tenue d'investir la somme restante d'environ 0,8 G\$ CA à l'intérieur d'un plan de développement quinquennal prévu de la région, ramenant ainsi l'engagement d'Encana à ce titre à 30 pour cent des dépenses d'investissement prévues totales au cours du plan de développement. Encana consolide par intégration proportionnelle sa participation de 60 pour cent dans le CRP, ce qui inclut les réserves.

Au 31 décembre 2015, Encana disposait d'une capacité de traitement de gaz naturel d'environ 745 Mpi<sup>3</sup>/j et de huit usines en Alberta et en Colombie-Britannique aux termes de contrats avec des tiers. Les capacités visées par contrat se situent entre 100 Mpi<sup>3</sup>/j et 240 Mpi<sup>3</sup>/j, et leur durée varie entre 2 et 18 ans. Outre la capacité visée par contrat, Encana est propriétaire d'une capacité de traitement du gaz naturel d'environ 177 Mpi<sup>3</sup>/j nets revenant à Encana ou possède une participation dans une telle capacité à trois usines situées en Alberta, dont les capacités varient entre 115 Mpi<sup>3</sup>/j et 209 Mpi<sup>3</sup>/j.

Encana a accès à une capacité de collecte et de compression de 1 140 Mpi<sup>3</sup>/j aux termes de contrats, dont la durée résiduelle varie entre 16 ans et 30 ans, conclus avec des tiers situés dans la région de Dawson au nord-est de la Colombie-Britannique et au nord-ouest de l'Alberta. Cette capacité comprend les actifs de collecte et de compression dont s'est départie Encana en 2015, de concert avec le CRP, en faveur de Veresen Midstream Partnership LP (« VMLP ») comme il est décrit à la rubrique « Événements récents » dans la présente notice annuelle. Encana est également propriétaire d'une capacité de collecte et de compression d'environ 148 Mpi<sup>3</sup>/j dans le nord-ouest de l'Alberta.

En outre, Encana, avec le CRP, prévoit avoir accès à des installations de compression et de traitement d'une capacité d'environ 600 Mpi<sup>3</sup>/j (360 Mpi<sup>3</sup>/j nets revenant à Encana) qui sont actuellement en construction par VMLP et devraient être terminées au cours de la deuxième moitié de 2017.

## Duvernay

Duvernay est une zone située dans le centre-ouest de l'Alberta et comprend des terrains situés principalement dans la formation Duvernay. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 669 000 acres brutes (389 000 acres nettes) dans la zone.

Le développement est axé sur l'exploitation du gaz de schiste et du condensat dans la formation Duvernay au sein de la zone, dont Encana contrôlait environ 586 000 acres brutes (354 000 acres nettes), y compris 509 000 acres brutes non développées (317 000 acres nettes non développées) au 31 décembre 2015. Encana a continué de développer la zone à l'aide d'une technologie consistant à forer des puits horizontaux sur socle dans la partie nord de la formation. Encana réalise actuellement d'importantes améliorations au chapitre de ses coûts de forage et de ses durées de cycle en appliquant son modèle de centralisation des zones de ressources et en continuant d'élargir sa capacité de transport à long terme. En 2015, Encana a foré environ 15 puits nets dans la région, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 27 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et à environ 4,8 kb/j de pétrole et de LGN. En 2015, Encana a foré des puits dont la longueur latérale variait entre 5 900 et 9 500 pieds environ et qui comportaient un espacement à la complétion d'environ 60 pieds. Comme Encana continue d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement entre les puits pourraient changer.

Encana a conclu une entente avec une filiale de PetroChina Company Limited (« PetroChina ») en vue de l'exploration et du développement conjoints de certains terrains de Duvernay. Aux termes de cette entente, PetroChina a convenu d'investir environ 2,18 G\$ CA pour obtenir une participation directe de 49,9 pour cent dans les terrains. PetroChina avait investi environ 1,93 G\$ CA au 31 décembre 2015 et elle devrait investir encore environ 250 M\$ CA avant la fin de la période d'engagement qui se terminera en 2020, ce montant devant servir à financer la moitié de l'engagement d'Encana au titre des capitaux.

Encana détient une participation d'environ 50,1 pour cent dans deux usines de gaz de Simonette et les installations de collecte et de compression du gaz naturel connexes, qui comportent une capacité de traitement combinée du gaz naturel de 105 Mpi<sup>3</sup>/j (53 Mpi<sup>3</sup>/j nets revenant à Encana) et une capacité de production combinée de LGN de 24,4 kb/j (12,2 kb/j nets revenant à Encana).

## Autres activités en amont

### Wheatland

Wheatland est une zone située dans le sud de l'Alberta qui comprend des horizons productifs comme les formations Lethbridge et Horseshoe Canyon, des formations de sables de faible profondeur, dont Belly River et Medicine Hat, et des formations de gaz naturel plus profondes, dont les formations Glauconitic et Mannville. En 2015, Encana a foré environ 105 puits de gaz naturel nets. La production après redevances s'est établie en moyenne à 86 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et à 0,9 kb/j de pétrole et de LGN environ. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 1 046 000 acres brutes (803 000 acres nettes) dans la zone.

Le développement est axé sur l'exploitation du gaz naturel sur le versant est du Horseshoe Canyon Fairway, qui est intégré à des sables à plus faible profondeur. Encana utilise traditionnellement une stratégie de sondage intégré afin d'exploiter des cibles plus profondes à l'intérieur de la région. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 507 000 acres brutes (495 000 acres nettes) dans le Horseshoe Canyon Fairway.

En 2015, Encana s'est départie d'environ 1,4 million d'acres brutes (1,2 million d'acres nettes) en faveur d'Ember Resources Inc. en contrepartie d'environ 557 M\$ CA après les rajustements de clôture comme il est décrit à la rubrique « Événements récents » dans la présente notice annuelle.

En 2015, Encana et une filiale de Toyota Tsusho Corporation (« Toyota Tsusho ») ont résilié une entente aux termes de laquelle Toyota Tsusho devait investir environ 600 M\$ CA afin d'acquérir un droit de redevance dérogatoire brut de 32,5 pour cent dans une partie de la production de gaz naturel tirée des puits forés aux termes de l'entente. Avant la résiliation en 2015, Toyota Tsusho avait investi 325 M\$ CA aux termes de l'entente.

## **Deep Panuke**

Encana est le propriétaire et l'exploitant du champ de gaz Deep Panuke, qui est situé au large de la Nouvelle-Écosse, sur la plate-forme Scotian, à environ 250 kilomètres au sud-est d'Halifax. Le gaz naturel en provenance de Deep Panuke est produit et traité par des installations de production en mer conçues pour traiter jusqu'à 300 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz. Les installations de production sont visées par un bail dont la durée initiale se termine en 2021, avec possibilité de prolongation pendant 12 périodes successives de un an à des prix fixes après la durée initiale. Le gaz produit est ensuite transporté à Goldboro, en Nouvelle-Écosse, au moyen d'un pipeline sous-marin relié au Maritimes & Northeast Pipeline. De là, le gaz naturel est transporté jusqu'à différents marchés de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis.

En 2015, la production de gaz naturel, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 63 Mpi<sup>3</sup>/j. Encana exploite Deep Panuka suivant une stratégie de production saisonnière. Encana vend tout le gaz naturel produit à Deep Panuke aux termes d'un contrat de vente physique à long terme, aux prix en vigueur dans la région concernée. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 41 000 acres brutes (30 000 acres nettes) en Nouvelle-Écosse. Encana exploite cinq de ses six licences dans ces régions.

## **Autres activités**

Horn River est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le développement ciblait principalement la formation de schiste du bassin Horn River (Muskwa, Otter Park et Evie), qui a une épaisseur de plus de 500 pieds. En 2015, la production de gaz naturel d'Encana, après redevances, s'est établie en moyenne à environ 69 Mpi<sup>3</sup>/j. Au 31 décembre 2015, Encana comptait environ 91 puits horizontaux producteurs bruts (46 puits horizontaux producteurs nets) au sein de la région en développement de la formation de schiste du bassin Horn River. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 217 000 acres brutes (173 000 acres nettes), ce qui comprend 177 000 acres brutes non développées (152 000 acres nettes non développées) dans la formation de schiste du bassin Horn River. Encana est propriétaire d'une capacité de compression du gaz naturel dans Horn River d'environ 570 Mpi<sup>3</sup>/j (285 Mpi<sup>3</sup>/j nets revenant à Encana) répartie entre diverses installations situées dans la région. Encana dispose d'une entente de traitement avec un tiers concernant l'agrandissement prévu de l'usine de traitement du gaz naturel de Cabin; la mise en service et l'agrandissement de cette usine avaient été suspendus en 2012.

## Activités américaines

Les activités américaines comprennent l'exploration, le développement et la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes aux États-Unis. Les zones aux États-Unis comprennent : Eagle Ford dans le sud du Texas; le Permian dans l'ouest du Texas; et les autres activités en amont, y compris DJ Basin dans le nord du Colorado, San Juan dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique, Piceance dans le nord-ouest du Colorado et les autres zones et nouvelles zones. Les autres zones et nouvelles zones comprennent les schistes marins de Tuscaloosa dans l'est de la Louisiane et l'ouest du Mississippi. Les autres activités en amont comprennent les zones qui ne font pas partie de la priorité stratégique actuelle d'Encana.

En 2015, DJ Basin et San Juan ont changé de catégorie pour être ajoutées aux « Autres activités en amont » en raison de la priorité continue accordée par la société à une stratégie de répartition des capitaux rigoureuse. L'information comparative a également été révisée en conséquence. Cette réorganisation est décrite plus en détail à la rubrique « Description de l'activité » de la présente notice annuelle.

En 2015, Encana s'est départie d'environ 112 000 acres nettes dans Haynesville, situées dans le nord de la Louisiane, pour un produit d'environ 769 M\$ après les rajustements de clôture, comme il est décrit à la rubrique « Événements récents » de la présente notice annuelle.

En 2015, les activités américaines ont engagé au total des dépenses d'investissement d'environ 1 847 M\$ et ont foré environ 265 puits nets. La production après redevances s'est établie en moyenne à environ 664 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, à environ 81,4 kb/j de pétrole et à environ 23,6 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2015, les activités américaines avaient une position foncière établie d'environ 1,8 million d'acres brutes (1,4 million d'acres nettes), y compris environ 1,2 million d'acres brutes non développées (0,9 million d'acres nettes non développées).

Les tableaux suivants résument les avoirs fonciers, les puits producteurs et la production quotidienne des activités américaines pour les périodes indiquées.

### Avoirs fonciers

(en milliers d'acres au 31 décembre 2015)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation moyenne directe
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Eagle Ford	40	39	3	2	43	41	95 %
Permian	110	104	37	37	147	141	96 %
Autres activités en amont							
DJ Basin	47	43	9	8	56	51	91 %
San Juan	58	36	296	170	354	206	58 %
Piceance	278	256	517	461	795	717	90 %
Autres zones et nouvelle zones	54	47	323	213	377	260	69 %
<b>Total des activités américaines</b>	<b>587</b>	<b>525</b>	<b>1 185</b>	<b>891</b>	<b>1 772</b>	<b>1 416</b>	<b>80 %</b>

### Puits producteurs

(nombre de puits au 31 décembre 2015) <sup>(1)</sup>	Gaz naturel		Pétrole		Total	
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette
Eagle Ford	-	-	409	397	409	397
Permian	-	-	1 432	1 336	1 432	1 336
Autres activités en amont						
DJ Basin	1 877	1 084	-	-	1 877	1 084
San Juan	157	55	195	165	352	220
Piceance	3 947	3 238	-	-	3 947	3 238
Autres zones et nouvelles zones	224	191	70	32	294	223
<b>Total des activités américaines</b>	<b>6 205</b>	<b>4 568</b>	<b>2 106</b>	<b>1 930</b>	<b>8 311</b>	<b>6 498</b>

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

## Production (avant redevances)

(moyenne quotidienne)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole (kb/j)		LGN (kb/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Eagle Ford	57	25	47,7	21,8	7,4	3,5
Permian	58	6	32,1	3,2	11,0	1,2
Autres activités en amont						
DJ Basin	66	52	11,4	9,0	6,5	5,1
San Juan	16	10	5,8	4,1	1,8	0,8
Piceance	377	474	1,4	1,9	2,6	3,8
Haynesville <sup>(1)</sup>	217	391	-	-	-	-
Jonah <sup>(2)</sup>	-	128	-	1,4	-	0,9
East Texas <sup>(2)</sup>	-	75	-	0,7	-	-
Autres zones et nouvelles zones	17	33	5,5	2,8	0,4	1,4
<b>Total des activités américaines</b>	<b>808</b>	<b>1 194</b>	<b>103,9</b>	<b>44,9</b>	<b>29,7</b>	<b>16,7</b>

(1) En 2015, Encana s'est départie des terrains dans Haynesville.

(2) En 2014, Encana s'est départie des terrains dans Jonah et de certains terrains dans East Texas.

## Production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole (kb/j)		LGN (kb/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Eagle Ford	44	19	37,0	17,1	5,8	2,7
Permian	44	5	24,5	2,5	8,3	1,0
Autres activités en amont						
DJ Basin	55	43	9,4	7,4	5,5	4,2
San Juan	13	8	4,8	3,3	1,4	0,6
Piceance	320	402	1,2	1,6	2,3	3,4
Haynesville <sup>(1)</sup>	173	311	-	-	-	-
Jonah <sup>(2)</sup>	-	100	-	1,1	-	0,7
East Texas <sup>(2)</sup>	-	57	-	0,5	-	-
Autres zones et nouvelles zones	15	27	4,5	2,3	0,3	1,2
<b>Total des activités américaines</b>	<b>664</b>	<b>972</b>	<b>81,4</b>	<b>35,8</b>	<b>23,6</b>	<b>13,8</b>

(1) En 2015, Encana s'est départie des terrains dans Haynesville.

(2) En 2014, Encana s'est départie des terrains dans Jonah et de certains terrains dans East Texas.

## Zones et autres activités au sein de la division Activités américaines

### Eagle Ford

Eagle Ford est une zone de pétrole étanche dans le sud du Texas, située dans les comtés de Karnes, de Wilson et d'Atascosa. Les activités sont axées sur le développement de la partie la plus épaisse de la formation Eagle Ford dans la fosse de Karnes, où Encana détient une position largement contiguë. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 43 000 acres brutes (41 000 acres nettes) dans la zone. En 2015, Encana a foré environ 65 puits nets dans la région, et la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 37,0 kb/j de pétrole, 44 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et 5,8 kb/j de LGN.

Encana développe actuellement la zone au moyen de puits horizontaux d'une longueur latérale variant entre 3 300 et 7 000 pieds environ, atteignant une profondeur mesurée moyenne d'environ 17 500 pieds et comportant un espacement entre les groupes réduit variant entre 20 et 36 pieds. À mesure qu'Encana continuera d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées ainsi que l'espacement entre les groupes et les puits pourraient changer. Depuis l'acquisition de la zone en 2014, Encana a travaillé à optimiser la conception des puits dans le cadre de son modèle de centre névralgique de zones de ressources, ce qui a permis de réduire les coûts de forage d'environ 41 pour cent.

La production de pétrole et de gaz naturel est amenée dans diverses installations de production dont la capacité de production combinée est d'environ 200 Mb/j pour le pétrole et 271 Mpi<sup>3</sup>/j pour le gaz naturel. La majeure partie du pétrole est ensuite transportée vers des points de vente par pipeline ou par camion depuis les installations, selon le contrat de vente. Encana a affecté spécifiquement environ 20 Mpi<sup>3</sup>/j à 42 Mpi<sup>3</sup>/j de sa production aux termes d'un engagement pour la collecte du gaz naturel d'une durée résiduelle d'environ cinq ans. En outre, Encana a accès, auprès d'un tiers, à une capacité de traitement du gaz naturel maximale d'environ 72 Mpi<sup>3</sup>/j sans engagement quant au volume, d'une durée résiduelle d'environ six ans.

## **Permian**

Permian est située dans l'ouest du Texas, dans les comtés de Midland, de Martin, de Howard et de Glasscock. Les activités y sont axées sur le développement des formations Clearfork, Spraberry, Wolfcamp, Cline, Strawn, Atoka et Mississippian, dans le bassin Midland, où Encana détient une position contiguë importante. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait quelque 147 000 acres brutes (141 000 acres nettes) dans la zone. Les terrains se caractérisent par un long historique de production au moyen du forage vertical et du développement et par des infrastructures parvenues à maturité, et par de multiples horizons de production s'étendant sur 3 000 à 4 000 pieds de stratigraphie (également désignés « zones productrices empilées »). Les multiples zones productrices empilées permettent plusieurs complétions dans un seul puits et offrent la possibilité d'un forage vertical et horizontal. En 2015, Encana a foré 108 puits verticaux nets et 69 puits horizontaux nets dans la région. En 2015, la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 24,5 kb/j de pétrole, 44 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et 8,3 kb/j de LGN.

Ayant un accès à 11 horizons de production éventuels, Encana recourt principalement à la technologie des puits horizontaux dans ses activités de développement. En 2015, Encana a utilisé le forage horizontal sur socle de puits multiples afin de maximiser la récupération des ressources et de réduire le plus possible l'empreinte du développement. En outre, Encana s'est concentrée sur le forage de puits horizontaux plus longs sur une longueur latérale variant entre 4 200 et 10 000 pieds environ et une profondeur mesurée moyenne d'environ 16 500 pieds et dont l'espacement réduit entre les groupes varie entre 47 et 53 pieds environ. À mesure qu'Encana continuera d'optimiser la conception des puits et de la complétion, les longueurs latérales forées, les étapes et l'espacement entre les puits pourraient changer. En 2015, la stratégie de forage horizontal de puits multiples a réduit les coûts de forage d'environ 15 pour cent.

Les installations pétrolières et gazières comprennent des systèmes de collecte aux champs, des batteries d'accumulateur, des systèmes d'évacuation de l'eau salée, de l'équipement de séparation et des unités de pompage. En outre, la zone est dotée d'une infrastructure de pipelines permettant le transport de pétrole de la tête du puits jusqu'aux installations de réservoirs, pétrole qui est ensuite transporté par le collecteur ou l'acheteur par pipeline ou camion. En 2015, Encana a convenu d'affecter exclusivement la majorité de sa superficie et de sa production de pétrole connexe aux termes d'une convention de collecte par pipeline d'une durée initiale de sept ans, avec option de prolongation de la durée initiale pour sept années supplémentaires. Si la capacité du pipeline est limitée, la production de pétrole d'Encana sera transportée par camion par un tiers. Le gaz naturel est recueilli par Encana et transporté au point de comptage et de raccordement avec le pipeline de l'acheteur.

## **Autres activités en amont**

### **DJ Basin**

DJ Basin est une zone riche en liquides située dans le nord du Colorado. Les activités y sont axées sur le développement de Codell, de J-Sand et de Niobrara dans le champ Wattenberg. En 2015, Encana a foré environ 17 puits horizontaux nets sur une longueur latérale atteignant environ 4 400 pieds. Encana a amorcé un essai pilote, dont les résultats sont attendus, sur diverses combinaisons d'espacement et de complétion des puits afin de maximiser la récupération des ressources et de réduire le plus possible l'empreinte du développement. En 2015, la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 55 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, 9,4 kb/j de pétrole et 5,5 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 56 000 acres brutes (51 000 acres nettes) dans la zone.

Encana est partie à des conventions de coentreprise aux termes desquelles son partenaire gagne 50 pour cent de la participation directe d'Encana dans certains puits de pétrole et de gaz naturel devant être forés à



l'appréciation d'Encana dans DJ Basin. Le partenaire dans le cadre de la coentreprise paiera sa quote-part des coûts plus une somme à engager supplémentaire afin de participer aux puits forés, établie en fonction de certains prix de référence et de la nature du puits foré. La convention a une durée résiduelle de 10 ans et peut faire l'objet de cinq prolongations de un an chacune par la suite si un nombre précis de puits n'ont pas été forés. Chaque partie peut suspendre certaines de ses obligations aux termes de la convention si les prix de référence du gaz naturel et du pétrole baissent en deçà d'un seuil indiqué. En 2015, le partenaire dans le cadre de la coentreprise a cessé temporairement de financer le forage des puits en raison de la faiblesse actuelle des prix des marchandises. À ce jour, Encana a reçu un montant de 256 M\$ aux termes des conventions. En 2015, les fonds de tiers ont été affectés au forage des 17 puits horizontaux nets dans la zone.

Encana a affecté spécifiquement la production de gaz naturel aux fins de collecte et de traitement aux termes d'un contrat avec un tiers sans engagement quant au volume. La capacité totale de l'usine du tiers est d'environ 625 Mpi<sup>3</sup>/j. Encana construisait une installation centrale de collecte de liquides près d'Erie, au Colorado, dont la capacité devrait s'établir à environ 22,0 kb/j. La construction de l'installation a été interrompue en raison de l'annonce de la convention de vente de terrains dans DJ Basin mentionnée ci-dessous.

Le 8 octobre 2015, Encana a conclu une convention visant la vente de terrains dans DJ Basin pour un prix d'achat annoncé d'environ 900 M\$, avant les rajustements postérieurs à la clôture et les autres rajustements. La clôture de l'opération devrait avoir lieu d'ici la fin du deuxième trimestre de 2016 et est soumise au respect de certaines conditions de clôture.

### **San Juan**

San Juan est une zone de pétrole léger non corrosif située dans le bassin San Juan, dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique. Le développement est axé sur l'exploitation de liquides dans la formation de grès Gallup et les formations de limon Mancos au sein de la zone. Encana a constitué une position foncière importante dans la zone et continue de délimiter les terrains détenus. Encana a foré environ un puits horizontal net en 2015 sur une longueur latérale d'environ 6 000 pieds et une profondeur verticale d'environ 5 500 pieds. En 2015, la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 4,8 kb/j de pétrole, 13 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel et 1,4 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 354 000 acres brutes (206 000 acres nettes), dont 296 000 acres brutes non développées (170 000 acres nettes non développées). Encana a affecté spécifiquement la production de gaz naturel aux termes d'un contrat avec un tiers lui donnant accès à une capacité de traitement maximale d'environ 50 Mpi<sup>3</sup>/j.

### **Piceance**

Piceance est une zone située dans le nord-ouest du Colorado. Le développement est axé sur l'exploitation du gaz naturel dans les formations Williams Fork, Niobrara et Mancos au sein de la zone. La formation Williams Fork se caractérise par d'épaisses accumulations de gaz naturel et les formations Niobrara et Mancos, par d'épaisses formations de schiste qui prédominent à travers le bassin. En 2015, la production après redevances s'est établie en moyenne à environ 320 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel, 1,2 kb/j de pétrole et 2,3 kb/j de LGN. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 795 000 acres brutes (717 000 acres nettes) dont 517 000 acres brutes non développées (461 000 acres nettes non développées).

Encana a conclu une convention de coentreprise à long terme avec une filiale de Nucor Corporation (« **Nucor** ») en vertu de laquelle Nucor obtiendra 50 pour cent de la participation directe d'Encana dans certains puits de gaz naturel qui seront forés à Piceance. Aux termes de la convention, Nucor acquerra une telle participation dans Encana pour environ 750 M\$, dont environ 24 M\$ avaient été reçus au 31 décembre 2015. Nucor investira la somme restante au cours de la période d'engagement à long terme. Le partenaire dans le cadre de la coentreprise acquittera également sa quote-part des coûts plus une somme à engager supplémentaire afin de participer aux puits forés, qui est fondée sur les répartitions en pourcentage prédéterminées indexées partiellement en fonction des prix du gaz naturel. La convention comporte également certaines restrictions quant au nombre minimal et maximal de puits qui peuvent être forés au cours d'une année civile pendant la durée de la convention. L'une ou l'autre des parties peut suspendre certaines de ses obligations aux termes de la convention si le prix moyen du gaz naturel tombe en deçà d'un seuil prédéterminé, mais aucune des parties n'a le droit unilatéral de résilier la convention. Depuis décembre 2013, Encana et Nucor ont conjointement convenu de reporter le forage des puits de gaz naturel en raison de la faiblesse actuelle des prix du gaz naturel.

De plus, Encana a d'autres ententes de coentreprise en vigueur en vue du développement de parties de Piceance. Encana a foré jusqu'à maintenant environ 271 puits nets aux termes des ententes, principalement au moyen de fonds de tiers. La vitesse de développement est déterminée conformément aux ententes de coentreprise.

Encana dispose d'une capacité de collecte du gaz naturel aux termes d'engagements quant aux volumes avec un tiers qui varient chaque année et se situent entre 132 Mpi<sup>3</sup>/j et 370 Mpi<sup>3</sup>/j environ et ont une durée résiduelle d'environ 11 ans. Encana a accès à une capacité de collecte du gaz naturel maximale d'environ 850 Mpi<sup>3</sup>/j et à une capacité de traitement du gaz naturel maximale d'environ 650 Mpi<sup>3</sup>/j avec un tiers sans engagement quant aux volumes et d'une durée résiduelle d'environ huit ans. Encana a également conclu un engagement de transport des LGN avec un tiers d'environ 6,0 kb/j pour la production tirée de San Juan et de Piceance d'une durée résiduelle d'environ neuf ans. De plus, Encana est propriétaire d'une capacité de collecte et de compression du gaz naturel d'environ 337 Mpi<sup>3</sup>/j et d'une usine de traitement du gaz naturel d'une capacité d'environ 55 Mpi<sup>3</sup>/j.

### **Autres activités**

La formation de schistes marins de Tuscaloosa est une zone pétrolière située dans l'est de la Louisiane et l'ouest du Mississippi et fait actuellement l'objet d'une évaluation. Encana a constitué une position foncière dans le cœur de la zone et concentre ses efforts sur l'optimisation de la récupération de pétrole dans la formation de schistes marins de Tuscaloosa. En 2015, Encana a foré environ trois puits horizontaux nets sur des longueurs latérales moyennes atteignant environ 7 800 pieds. La production après redevances s'est établie en moyenne à environ 4,4 kb/j de pétrole. Au 31 décembre 2015, Encana contrôlait environ 325 000 acres brutes (220 000 acres nettes), dont 295 000 acres brutes non développées (196 000 acres nettes non développées).

### **Optimisation des marchés**

---

Les activités d'optimisation des marchés sont gérées par l'équipe Commercialisation, secteur intermédiaire et données fondamentales d'Encana, qui est chargée de la vente de la production exclusive de la société et qui vise à améliorer le prix net de cette production. Les activités d'optimisation des marchés comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers afin d'offrir une latitude opérationnelle et une atténuation des coûts pour ce qui est des engagements de transport, du type de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. Dans le cadre de certains dessaisissements, Encana a convenu de commercialiser et de transporter certaines parties de la production de l'acquéreur pour une durée résiduelle de moins de cinq ans.

La production de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana est principalement commercialisée auprès de sociétés de raffinage, de sociétés de distribution locales, de sociétés de commercialisation de ressources énergétiques et de bourses électroniques. Les prix qu'obtient Encana sont fondés principalement sur les prix indiciaires en vigueur dans les régions où il est vendu. Les prix sont tributaires de l'offre et de la demande régionales et mondiales et du prix des combustibles concurrents sur ces marchés.

La majeure partie de la production de gaz naturel d'Encana est vendue suivant des contrats de livraison à court terme de moins de 12 mois, au prix courant du marché au moment où la production est vendue. Toutefois, Encana vend tout le gaz naturel produit à Deep Panuke aux termes d'un contrat de vente physique à long terme, aux prix en vigueur dans la région concernée. La production de pétrole d'Encana est vendue aux termes de contrats d'une durée allant jusqu'à cinq ans. Les prix qu'obtient Encana sont fondés principalement sur les prix indiciaires en vigueur dans la région pertinente où le produit est vendu. La production de LGN d'Encana est vendue aux termes de contrats d'une durée maximale de 12 ans ou aux termes de conventions d'affectation au prix courant du marché au moment où le produit est vendu.

Au 31 décembre 2015, Encana n'avait aucun contrat de vente physique à long terme à prix fixe ni aucun contrat de livraison d'importance pour le gaz naturel, le pétrole et les LGN produits.

Encana cherche à atténuer l'incidence du risque de marché associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques liés à sa production de gaz naturel, de pétrole, de LGN et d'énergie. Les détails des contrats concernant les diverses approches d'Encana en matière de gestion des risques figurent à la note 24 des états financiers consolidés audités d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015; ceux-ci peuvent être obtenus par l'intermédiaire de SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et d'EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

## Réerves 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 figurent 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 d'information 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 historiques moyens des 12 derniers 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 détaillé que celui requis par les normes américaines;
- les normes canadiennes exigent que les réserves prouvées non développées soient examinées tous les ans en vue de leur conservation ou leur reclassification si le développement n'a pas été mené comme il était prévu auparavant alors que les normes américaines précisent une limite de cinq ans après la comptabilisation initiale des réserves prouvées non développées en vue de leur développement.

Depuis 2002, Encana a retenu les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») et les a chargés d'évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'établir des rapports sur celles-ci tous les ans. En 2015, 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.

Le chef, Génie des réservoirs d'Encana et sept autres membres du personnel sous sa direction supervisent la préparation des estimations des réserves par les ERQI. Ce personnel interne, composé de six ingénieurs, dont cinq ont un titre professionnel, cumule une expérience pertinente de plus de 100 ans. Les membres du personnel d'ingénierie étaient tous membres des associations professionnelles appropriées, en plus d'être membres 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 passent en revue les compétences et la nomination des ERQI. Ce comité est également chargé d'examiner les procédures suivies pour fournir l'information aux ERQI. 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'une analyse de l'épuisement de la production, d'une modélisation détaillée des réservoirs, de calculs volumétriques, ou d'une combinaison de ces méthodes, dans chaque cas en tenant compte des questions économiques. Dans le cas des réserves exploitées, l'accent est mis sur l'analyse de l'épuisement, alors que l'analyse volumétrique sert à contenir les prévisions à des niveaux raisonnables. Les réserves non exploitées sont estimées par analogie avec les compensations de la production en tenant compte des estimations volumétriques des quantités en place. Tous les emplacements auxquels ont été attribuées des réserves prouvées non développées font l'objet d'un plan de développement adopté par la direction d'Encana.

## Dépenses d'investissement, acquisitions et dessaisissements d'actifs

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

Le tableau suivant résume les dépenses d'investissement nettes d'Encana pour 2015 et 2014.

(en millions de dollars)	2015	2014
<b>Dépenses d'investissement</b>		
Activités canadiennes	380	1 226
Activités américaines	1 847	1 285
Optimisation des marchés	1	-
Activités non sectorielles et autres	4	15
	2 232	2 526
<b>Acquisitions</b>		
Activités canadiennes	9	21
Activités américaines	27	2 995
Activités non sectorielles et autres	34	-
<b>Sorties d'actifs</b>		
Activités canadiennes	(959)	(1 847)
Activités américaines	(896)	(2 264)
Optimisation des marchés	-	(205)
Activités non sectorielles et autres	(53)	(29)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(1 838)	(1 329)
<b>Dépenses d'investissement, montant net</b>	<b>394</b>	<b>1 197</b>

Les dépenses d'investissement au cours de 2015 ont été le reflet de la gestion serrée par la société des dépenses d'investissement, qui mettaient l'accent sur l'investissement dans les actifs principaux de la Société.

Le produit des dessaisissements par les activités canadiennes au cours de 2015, soit 959 M\$, comprend principalement la vente de certains terrains dans Wheatland situés dans le centre et le sud de l'Alberta pour environ 467 M\$ (557 M\$ CA), après les rajustements de clôture, de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel dans Montney situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour environ 355 M\$ (450 M\$ CA), après les rajustements de clôture, et de certains autres terrains qui ne complètent pas le portefeuille d'actifs existant d'Encana. Le produit des dessaisissements par les activités américaines, soit 896 M\$, comprend surtout la vente de terrains dans Haynesville situés dans le nord de la Louisiane pour environ 769 M\$, après les rajustements de clôture, et de certains autres terrains qui ne complètent pas le portefeuille d'actifs existant d'Encana. Pour de plus amples renseignements sur les acquisitions et les dessaisissements, veuillez vous reporter à la rubrique « Événements récents » de la présente notice annuelle.

## 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 du secteur, notamment dans les domaines suivants :

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

Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à d'autres secteurs axés sur la fourniture de sources d'énergie de substitution aux consommateurs. Les forces concurrentielles peuvent provoquer des augmentations des coûts ou entraîner un surapprovisionnement de gaz naturel, de pétrole ou de LGN, facteurs qui pourraient tous avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'Encana.

## Protection de l'environnement

---

Les activités qu'exerce Encana sont assujetties aux lois et aux règlements en matière de pollution, de protection de l'environnement ainsi que de manipulation et de transport de matières dangereuses. Ces lois et ces règlements obligent généralement Encana à supprimer ou à corriger les effets de ses activités sur l'environnement dans ses sites d'exploitation passés et actuels, et notamment à démanteler ses installations de production et à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de certaines substances.

Le comité de la responsabilité d'entreprise, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'Encana examine les politiques environnementales et fait ses recommandations au conseil d'administration à cet égard et voit au respect des lois et des règlements imposés par les États. Des programmes de surveillance et d'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité (« ESS ») dans les activités quotidiennes ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes environnementales et réglementaires. Des plans d'urgence ont été élaborés afin de pouvoir intervenir rapidement dans les situations environnementales, et des programmes de correction et de remise en état de sites sont en vigueur et sont déployés pour restaurer l'environnement.

Encana surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et étudie les coûts associés aux émissions de carbone dans sa planification. 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 les plans d'affaires d'Encana en fonction d'une fourchette de prix allant d'environ 20 \$ à 125 \$ la tonne d'émissions, appliqués à un éventail de niveaux de couverture des émissions. Le coût des émissions de carbone prévu d'Encana associé à la réglementation de la Colombie-Britannique et de l'Alberta n'est pas important pour Encana. Encana pourrait prendre part à des consultations au besoin et gère activement la mise en œuvre de nouvelles politiques et de nouveaux règlements en matière de climat afin de minimiser l'incidence éventuelle sur son entreprise. Pour de plus amples renseignements sur la réglementation en matière d'environnement, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – L'entreprise de la société est assujettie à la réglementation en matière d'environnement de tous les territoires où elle exerce des activités et toute modification de cette réglementation pourrait avoir des répercussions défavorables sur ses résultats opérationnels » de la présente notice annuelle.

Encana s'attend à devoir engager des coûts d'abandon et de remise en état de sites à mesure que des terrains pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. En 2015, 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 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 2,6 G\$. Au 31 décembre 2015, Encana a comptabilisé une charge au titre des obligations liées à la mise hors service d'actifs de 814 M\$.

## 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 les plans fiscal, environnemental et social, tout en procurant un solide rendement financier. La politique de responsabilité d'entreprise présente des exigences précises dans les domaines liés à la gouvernance, aux gens, à l'environnement, à la santé et la sécurité, à l'engagement et à la participation dans la collectivité.

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

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

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

La politique de santé et de sécurité reconnaît que les maladies et les blessures professionnelles peuvent être évitées et souligne l'objectif d'Encana d'offrir un milieu de travail exempt de dangers connus, de blessures et de maladies professionnelles. La politique confère à tout le personnel travaillant sur un site d'Encana, lorsqu'une situation dangereuse est identifiée ou présumée, la responsabilité d'interrompre le travail et l'autorité nécessaire pour le faire, sans en subir de conséquences.

Les politiques et leurs révisions sont approuvées par la haute direction d'Encana et par le conseil d'administration. La responsabilité de la mise en œuvre des politiques est assumée, au niveau de l'exploitation, à l'intérieur de la structure organisationnelle d'Encana. Les équipes d'exploitations 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 Politiques, environnement et développement durable d'Encana.

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

- une orientation générale en ce qui a trait à la communication des politiques et des pratiques et à la formation s'y rapportant et l'obligation pour les membres du conseil d'administration d'Encana et les employés de la société de reconnaître les politiques clés et d'y consentir;
- un système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité (l'« ESS ») et un programme d'audit interne de la société qui évalue si Encana se conforme aux attentes et aux exigences du système de gestion de l'ESS;



- un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les risques connexes;
- une orientation officielle relative aux relations avec les parties prenantes au moyen d'un manuel d'engagement envers les parties prenantes normalisé et d'un guide d'engagement spécifique envers les communautés autochtones;
- des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer les progrès de la société;
- un programme exhaustif d'investissements dans la collectivité pour contribuer à des organismes caritatifs et sans but lucratif actifs dans les endroits où Encana exerce ses activités et un programme destiné aux employés qui double les dons versés par les employés jusqu'à concurrence de 25 000 \$ par employé annuellement;
- une pratique d'enquête et une équipe chargée de l'éthique et de la conformité à l'interne en vue de recevoir les plaintes concernant les violations éventuelles des politiques et des pratiques d'Encana et/ou de la loi, d'enquêter sur ces violations et de les corriger;
- 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 d'entreprise qui permet aux gens d'écrire à la société relativement à leurs préoccupations autres que financières;
- un code de conduite des affaires qui fonde l'engagement d'Encana envers des pratiques commerciales éthiques et légales, et auquel les employés, les entrepreneurs et les administrateurs sont tenus de se conformer;
- des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre la fraude, une politique en matière de conflits d'intérêts, une politique de prévention de la corruption, une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie, une politique sur les contributions politiques, une politique sur la gestion de l'information ainsi que des pratiques en matière d'acceptation de cadeaux et de lobbying qui définissent les attentes d'Encana à l'égard du comportement des employés, des entrepreneurs et des administrateurs, conformément 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 2015, Encana comptait 2 726 employés, répartis comme suit :

	<b>Employés</b>
Canada	1 385
États-Unis	1 341
<b>Total</b>	<b>2 726</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 2015, 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 présentes 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
Clayton H. Woitas <sup>(5, 7)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2008	Président du conseil Encana Corporation
Peter A. Dea <sup>(3, 5, 6)</sup> Denver (Colorado) États-Unis	2010	Président et chef de la direction Cirque Resources LP (société fermée de pétrole et de gaz)
Fred J. Fowler <sup>(3, 4)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2010	Administrateur de sociétés
Howard J. Mayson <sup>(3, 5, 6)</sup> Breckenridge (Colorado) États-Unis	2014	Administrateur de sociétés
Lee A. McIntire <sup>(3, 4)</sup> Denver (Colorado) États-Unis	2014	Chef de la direction TerraPower, LLC (société fermée spécialisée dans les technologies relatives à l'énergie nucléaire)
Margaret A. McKenzie <sup>(2, 4)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2015	Administratrice de sociétés
Suzanne P. Nimocks <sup>(2, 4, 5)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2010	Administratrice de sociétés
Jane L. Peverett <sup>(2, 5, 6)</sup> West Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Administratrice de sociétés
Brian G. Shaw <sup>(2, 6)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2013	Administrateur de sociétés
Douglas J. Suttles <sup>(8)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2013	Président et chef de la direction Encana Corporation
Bruce G. Waterman <sup>(2, 4)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2010	Administrateur de sociétés

(1) Indique l'année où chaque particulier est devenu administrateur d'Encana.

(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. Woitas assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum.

(8) À titre de dirigeant d'Encana et d'administrateur non indépendant, M. Suttles n'est membre d'aucun comité du conseil d'administration.



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

À la date de la présente notice annuelle, la société compte 11 administrateurs qui ont tous été élus à la dernière assemblée annuelle des actionnaires tenue le 12 mai 2015. À la prochaine assemblée annuelle, les actionnaires seront priés d'élire à titre d'administrateurs les particuliers indiqués dans le tableau précédent. Les restrictions quant à l'âge de la retraite obligatoire établies par le conseil d'administration stipulent qu'un administrateur ne peut se porter candidat à sa réélection à l'assemblée annuelle après avoir atteint l'âge de 71 ans.

## Hauts dirigeants

---

<b>Nom et lieu de résidence</b>	<b>Poste au sein de la société</b>
Douglas J. Suttles Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction
Joanne L. Alexander Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, chef du contentieux et secrétaire
Sherri A. Brillon Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice et chef des finances
David G. Hill Denver (Colorado) États-Unis	Vice-président directeur, Exploration et expansion des affaires
Michael G. McAllister Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation
Michael Williams Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Services d'entreprise
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. Suttles s'est joint à Encana en juin 2013. De mars 2011 à juin 2013, il a été un homme d'affaires indépendant offrant des services de consultation au secteur du pétrole et du gaz et siégeant au conseil de Ceres, Inc. (société ouverte de culture énergétique) et au conseil de NEOS GeoSolutions (société fermée de géosciences). M. Suttles a été chef de l'exploitation de BP Exploration & Production de janvier 2009 à mars 2011.

M. Mayson est administrateur de Corex Resources Ltd. et de Hawkwood Energy LLC et membre du conseil consultatif du fonds de capital-investissement Azimut Capital Management LLC (anciennement, Kern Partners). Il a fait partie du conseil d'administration d'Endurance Energy Ltd. de mars 2012 à décembre 2015 et de Fairfield Energy Ltd. de juillet 2010 à juin 2015. Il possède plus de 35 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, acquise principalement auprès de BP Exploration & Production, où il a occupé divers postes de premier plan, y compris chef de la direction de BP Russia, président de BP Angola et directeur du groupe des technologies de BP Exploration & Production, en plus de diriger le groupe des activités souterraines mondiales de BP.

M. McIntire est chef de la direction de TerraPower LLC (société fermée spécialisée dans les technologies relatives à l'énergie nucléaire) depuis août 2015. Il a auparavant été président et chef de la direction de CH2M HILL (société d'experts-conseils fermée) de janvier 2009 à janvier 2014, dont il a été président du conseil de 2010 à 2014 et président-directeur du conseil de janvier 2014 à octobre 2014. Il a été administrateur de BAE Systems (British Aerospace) PLC (société ouverte spécialisée dans la défense, l'aérospatiale et la sécurité à l'échelle mondiale) de juin 2011 à août 2013.

M<sup>me</sup> McKenzie est administratrice d'Inter Pipeline Ltd. (société d'oléoducs ouverte) depuis août 2015, de Bonavista Energy Corporation (société pétrolière et gazière ouverte) depuis mai 2006, de PrairieSky Royalty Ltd. (société pétrolière et gazière ouverte) depuis décembre 2014 et de deux sociétés de développement du pétrole et du gaz fermées (Spur Resources Ltd. et Endurance Energy Ltd.). M<sup>me</sup> McKenzie a été chef des finances de Range Royalty Management Ltd. (société de redevances pétrolières et gazières fermée) de 2006 à décembre 2014 et vice-présidente, Finances et chef des finances de Profico Energy Management Ltd. (société de redevances pétrolières et gazières fermée) de 2000 à 2006.

M. Shaw est administrateur de NuVista Energy Ltd. (société pétrolière et gazière ouverte) depuis août 2014, de la Banque Manuvie du Canada (banque privée) depuis février 2012, de la Société de fiducie Manuvie (société de fiducie fermée) depuis février 2012, d'Ivey Canadian Exploration Ltd. (société d'exploration fermée) depuis mars 2010 et de Lakeview Mortgage Funding Inc. (société de crédit structuré fermée) depuis janvier 2016. M. Shaw a fait partie du conseil d'administration de PrairieSky Royalty Ltd. d'avril 2014 à décembre 2014. Auparavant, M. Shaw a été président du conseil et chef de la direction de Marchés mondiaux CIBC inc. de 2005 à 2008.

M. Waterman siège au conseil d'administration d'Enbridge Income Fund Holdings Inc. (société d'énergie et de pipelines ouverte) depuis janvier 2014, d'Irving Oil Limited (société pétrolière et gazière fermée) depuis janvier 2012 et de Prairie Storm Energy Corp. (société pétrolière et gazière fermée) depuis février 2015. M. Waterman a été administrateur de PrairieSky Royalty Ltd. d'avril 2014 à décembre 2014 et vice-président directeur, Expansion internationale d'Agrium Inc. (société ouverte de fournitures agricoles) de février 2012 à janvier 2013. D'avril 2011 à février 2012, M. Waterman a été vice-président directeur et chef de l'expansion stratégique et des investissements d'Agrium et d'avril 2000 à avril 2011, il a été premier vice-président, Finances, et chef des finances d'Agrium.

M. Woitas est président du conseil d'Encana Corporation et a été président et chef de la direction intérimaire d'Encana de janvier 2013 à juin 2013. Il a été président du conseil et chef de la direction de Range Royalty Management Ltd. (société à redevances pétrolières et gazières fermée) de 2006 à décembre 2014.

M<sup>me</sup> Alexander a été vice-présidente principale, chef du contentieux et secrétaire générale de Precision Drilling Corporation (société de services pétroliers et gaziers ouverte) d'avril 2008 à décembre 2014 et chef du contentieux de Marathon Oil Canada Corporation de 2007 à 2008.

M. Williams a été vice-président directeur des services aux entreprises de Tervita Corporation (société de services liés à l'énergie fermée) de 2011 à 2014 et administrateur principal de TransAlta Corporation (société d'électricité ouverte) de 2002 à 2011.

Au 23 février 2016, tous les administrateurs et les hauts dirigeants d'Encana énumérés précédemment étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 700 571 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, et détenaient des options visant l'acquisition de 3 944 161 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 de décrire leur intérêt et 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.

#### 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, un certificat d'analyste en valeurs mobilières au Canada ainsi que l'accréditation IAS.A (Institut des administrateurs de sociétés). 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 l'Associated Electric & Gas Insurance Services Limited (société mutuelle d'assurances fermée) et de Hydro One Limited (société ouverte de services publics). Elle est également présidente du comité d'audit de la Banque Canadienne Impériale de Commerce. M<sup>me</sup> Peverett a auparavant siégé notamment au conseil d'administration de Postmedia Network Canada Corp., de Postmedia Network Inc. (société d'édition ouverte), de la B.C Ferry Authority, de l'Association canadienne de l'électricité et de la United Way of Lower Mainland (Grand Vancouver). Elle a été présidente et chef de la direction de BCTC (société de transport d'électricité) d'avril 2005 à janvier 2009 et a été auparavant vice-présidente des services aux entreprises et chef des finances de BCTC de juin 2003 jusqu'en avril 2005. Au cours de sa carrière de 18 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.

#### Margaret A. McKenzie

M<sup>me</sup> McKenzie est titulaire d'un baccalauréat en commerce (University of Saskatchewan) et a obtenu le titre de comptable agréée ainsi que l'accréditation IAS.A (Institut des administrateurs de sociétés). Elle est administratrice d'Inter Pipeline Ltd. (société d'oléoducs ouverte), de Bonavista Energy Corporation (société pétrolière et gazière ouverte), de PrairieSky Royalty Ltd. (société pétrolière et gazière ouverte) et de deux sociétés pétrolières et gazières fermées (Spur Resources Ltd. et Endurance Energy Ltd.). Elle est également présidente du comité

d'audit de PrairieSky Royalty Ltd. Elle a été chef des finances de Range Royalty Management Ltd. (commandité de Range Royalty Limited Partnership, société en commandite fermée) de juillet 2006 à décembre 2014. Elle a auparavant occupé le poste de vice-présidente, Finances et chef des finances de Profico Energy Management Ltd. (société de redevances pétrolières et gazières fermée) de 2000 à 2006 ainsi que divers postes de direction chez Renaissance Energy Ltd. (société pétrolière et gazière ouverte) de 1987 à 2000.

### **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 plc (société ouverte internationale de services de forage contractuels), d'ArcelorMittal (société ouverte internationale de sidérurgie) et d'Owens Corning (société mondiale ouverte de matériaux de construction résidentielle et commerciale). 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.

### **Brian G. Shaw**

M. Shaw est analyste financier agréé; il détient une maîtrise en administration des affaires (University of Alberta) et un baccalauréat en commerce (University of Alberta). Il est administrateur de sociétés. M. Shaw est administrateur de NuVista Energy Ltd. (société pétrolière et gazière ouverte), de la Banque Manuvie du Canada (banque fermée), de la Société de fiducie Manuvie (société de fiducie fermée), d'Ivey Canadian Exploration Ltd. (société d'exploration fermée) et de Lakeview Mortgage Funding Inc. (société de crédit structuré fermée). Il est le président des comités de gestion des risques de la Banque Manuvie du Canada et de la Société de fiducie Manuvie. M. Shaw a été administrateur de PrairieSky Royalty Ltd. d'avril 2014 à décembre 2014. Il possède une expérience du financement des sociétés, des marchés des capitaux, des activités d'investissement et de la gouvernance, expérience acquise au cours des 23 années où il a travaillé chez Marchés mondiaux CIBC inc., notamment à titre de président du conseil et chef de la direction de Marchés mondiaux CIBC inc. de 2005 à 2008.

### **Bruce G. Waterman**

M. Waterman est titulaire d'un baccalauréat en commerce (Queen's University), est comptable agréé et a obtenu l'accréditation IAS.A (Institut des administrateurs de sociétés). Il est également Fellow de l'Ordre des comptables agréés (FCA). M. Waterman est administrateur d'Enbridge Income Fund Holdings Inc. (société ouverte d'oléoducs et d'énergie) et fiduciaire d'Enbridge Commercial Trust. Il est aussi administrateur d'Irving Oil Limited (société pétrolière et gazière fermée) et de Prairie Storm Energy Corp. (société pétrolière et gazière fermée). M. Waterman a fait partie du conseil d'administration de PrairieSky Royalty Ltd. d'avril 2014 à décembre 2014. Il a été vice-président directeur d'Agrium Inc. (société agricole ouverte), où il a occupé des fonctions de cadre à titre de chef des finances ainsi que des postes en expansion d'entreprise et en stratégie d'avril 2000 jusqu'à son départ à la retraite en janvier 2013. Avant de se joindre à Agrium Inc., M. Waterman a acquis une vaste expérience dans les activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz, ayant occupé pendant près de 20 ans divers postes de direction. Il 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 et a occupé divers postes de direction en finance, en comptabilité et en promotion des affaires de 1981 à 1996 auprès d'Amoco Corporation et de la société qu'elle a remplacée, Dome Petroleum Limited (société mondiale de pétrole, de gaz et de produits chimiques qui a également fusionné avec British Petroleum en 1998).

La liste précédente ne comprend pas Clayton H. Woitas qui est membre d'office du comité d'audit.

## Politiques et procédures d'approbation préalable

Encana a adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Le comité d'audit du conseil d'administration a prévu un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services d'audit et de services non liés à l'audit autorisés qui, à son avis, sont des services habituels, répétitifs ou que, par ailleurs, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. devrait vraisemblablement fournir. Le budget vise en général la période entre l'adoption du budget et la réunion suivante du comité d'audit mais, au gré du comité d'audit, il peut viser une période plus longue ou plus courte. La liste des services comporte suffisamment de détails sur les services déterminés qui doivent être fournis pour garantir (i) que le comité d'audit sait quels sont les services à approuver au préalable et (ii) qu'il n'est pas nécessaire pour un membre de la direction de décider si oui ou non un service proposé correspond aux services approuvés au préalable.

Sous réserve du paragraphe suivant, le comité d'audit a délégué à son président le pouvoir (ou si le président ne peut agir, à un autre membre du comité) d'approuver au préalable la prestation, par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., de services autorisés qui n'ont pas par ailleurs été approuvés au préalable par le comité d'audit, y compris les honoraires et les modalités des services proposés (le « pouvoir délégué »). Toutes les approbations préalables aux termes du pouvoir délégué doivent être communiquées par les membres qui ont donné leur approbation préalable au comité d'audit plénier à sa prochaine réunion. Les honoraires payables à l'égard d'un service particulier devant être fourni par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. qui a été approuvé au préalable aux termes du pouvoir délégué (i) ne peuvent être supérieurs à 200 000 \$ CA dans le cas des approbations au préalable données par le président du comité d'audit et (ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ CA dans le cas des approbations au préalable données par un autre membre du comité d'audit.

Tous les services proposés ou les honoraires payables pour ces services qui n'ont pas déjà été approuvés au préalable doivent l'être soit par le comité d'audit soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité d'audit ni aux termes du pouvoir délégué.

## Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur externe

Le tableau suivant donne des renseignements sur les honoraires facturés à la société en contrepartie de services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. au cours des exercices 2015 et 2014.

(en milliers de dollars canadiens)	2015	2014
Honoraires d'audit <sup>(1)</sup>	3 408	3 303
Honoraires liés à l'audit <sup>(2)</sup>	235	877
Honoraires pour services fiscaux <sup>(3)</sup>	661	940
Tous les autres honoraires <sup>(4)</sup>	5	4
<b>Total</b>	<b>4 309</b>	<b>5 124</b>

- (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 2015 et 2014, les services de cette catégorie ont compris des examens effectués dans le cadre des acquisitions et des dessaisissements, la recherche portant sur des questions comptables et des questions liées à l'audit et l'examen de l'information sur les réserves.
- (3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent la rémunération en contrepartie des services de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Au cours des exercices 2015 et 2014, 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 2015 et 2014, 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.

Encana n'a pas invoqué l'exception à l'égard des services de valeur minimale (*de minimis*) 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 2015 ni en 2014.

## Description du capital-actions

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre d'actions privilégiées de catégorie A limité au nombre correspondant à un maximum de 20 pour cent du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au moment de l'émission. Au 31 décembre 2015, environ 849,8 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée de catégorie A 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 fondés sur des 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 dans un délai de trois à quatre ans. Les options attribuées dans le cadre des régimes avant le 24 février 2015 expireront cinq ans après leur date d'attribution. Les options attribuées aux termes des régimes à compter du 24 février 2015 expireront sept ans après leur date d'attribution.

La société a instauré un régime de droits des actionnaires modifié et mis à jour (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. Encana entend demander aux actionnaires d'approuver le régime au cours de l'assemblée annuelle des actionnaires 2016 de la société.

### Actions privilégiées de catégorie A

---

Les actions privilégiées de catégorie A peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration doit fixer le nombre d'actions de chaque série et peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées de catégorie A avant l'émission de la série.

Les actions privilégiées de catégorie A ont priorité sur les actions ordinaires de la société, en ce qui a trait au rachat, aux versements de dividendes, au remboursement de capital et à la distribution des actifs de la société advenant la liquidation ou la dissolution des affaires de la société. Chaque action privilégiée de catégorie A comportera certaines restrictions, notamment que les porteurs des actions privilégiées de catégorie A 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 un certain nombre de dividendes sur cette série d'actions privilégiées de catégorie A et que les actions privilégiées de catégorie A pourront uniquement être converties en une autre série d'actions privilégiées de catégorie A (et non en actions ordinaires de la société).

## Évaluations de crédit

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

Le tableau suivant indique les notes accordées par les agences de notation respectives en date du 23 février 2016.

	<b>Standard &amp; Poor's Ratings Services (« S&amp;P »)</b>	<b>Moody's Investors Service (« Moody's »)</b>	<b>DBRS Limited (« DBRS »)</b>
Long terme – Titres de rang supérieur non garantis	BBB	Ba2	BBB
Court terme – papier commercial	A-2	NP	-
Perspective/tendance	négative	stable	négative

Les notes d'évaluation du crédit visent à donner aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations aux fins de l'achat, de la vente ou de la détention des titres pas plus que les notes ne constituent un commentaire sur les cours des titres ou leur pertinence pour un investisseur en particulier. Toute évaluation peut ne pas rester en vigueur pendant toute période ou peut être révisée ou retirée à tout moment 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 comporte des paramètres de protection suffisants. 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 ses engagements financiers. Les notes du papier commercial à court terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1+ à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-2 est la quatrième catégorie en importance sur huit pour le programme de papier commercial canadien de la société et la deuxième catégorie en importance sur six pour le programme de papier commercial américain de la société. La note de A-2 indique une capacité satisfaisante du débiteur de s'acquitter de ses engagements financiers à l'égard de l'obligation, tout en signalant une sensibilité accrue à l'évolution des circonstances ou de la conjoncture économique par rapport aux débiteurs des catégories supérieures. Une perspective négative signifie qu'une note pourrait être abaissée; toutefois, une perspective n'est pas nécessairement un signe précurseur d'une modification de la note ou d'une action future.

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 Ba2 de Moody's fait partie de la cinquième catégorie en importance sur neuf et est attribuée aux obligations qui sont considérées comme comportant des éléments spéculatifs et qui présentent un risque de crédit important. Ces obligations peuvent ainsi 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 « non privilégié » (« NP ») ne fait pas partie de l'une des catégories de notation privilégiées. Une perspective stable indique une faible probabilité de changement de notation à moyen 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 BBB de DBRS fait partie de la quatrième catégorie en importance sur dix et est attribuée aux obligations considérées comme ayant une qualité de crédit adéquate. La capacité d'acquitter les obligations financières est jugée acceptable même si elle peut être vulnérable aux événements futurs. La tendance de notation de DBRS indique la direction dans laquelle la note pourrait se déplacer si les circonstances actuelles se poursuivaient. Une tendance négative n'indique pas que la note sera modifiée sous peu. Elle indique plutôt qu'il y a plus de probabilités que la note soit modifiée dans l'avenir que si une tendance stable avait été attribuée.

Encana a payé à S&P, à Moody's et à DBRS leurs honoraires habituels relativement à la fourniture des notes précédentes. Encana a également effectué des paiements à S&P, à Moody's et à DBRS au cours des deux dernières années à l'égard d'abonnements lui permettant d'utiliser leurs outils d'analyse du crédit en ligne.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Les déclassements des notes de crédit attribuées à Encana pourraient augmenter le coût de ses capitaux et limiter son accès aux capitaux, aux fournisseurs ou aux contreparties » dans la présente notice annuelle.

## Marché pour la négociation des titres

La totalité des actions ordinaires en circulation d'Encana sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et de la New York Stock Exchange sous le symbole « ECA ». Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois au cours de 2015.

	Bourse de Toronto				New York Stock Exchange			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ CA par action)			(en millions)	(\$ par action)			(en millions)
<b>2015</b>								
Janvier	16,99	14,67	15,54	55,8	13,98	11,68	12,24	36,4
Février	17,79	15,68	16,29	52,5	14,36	12,50	13,05	28,7
Mars	16,30	13,50	14,14	81,3	13,02	10,54	11,15	39,3
Avril	17,39	14,04	17,13	62,6	14,39	11,11	14,21	40,7
Mai	17,75	15,57	15,76	54,9	14,72	12,44	12,66	31,5
Juin	15,85	13,50	13,77	58,7	12,75	10,82	11,02	33,4
Juillet	13,94	9,46	9,94	75,5	11,09	7,28	7,59	47,8
Août	9,97	7,44	9,83	91,4	7,66	5,55	7,44	47,4
Septembre	10,40	8,31	8,59	85,7	7,94	6,22	6,44	44,8
Octobre	11,97	8,63	9,95	92,3	9,23	6,52	7,63	53,6
Novembre	11,60	9,43	11,12	80,5	8,72	7,07	8,34	43,4
Décembre	11,29	6,49	7,03	109,2	8,45	4,66	5,09	51,4

Le régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») d'Encana lui permet d'émettre aux actionnaires participants des actions ordinaires à un prix représentant un escompte, fixé de temps à autre par le conseil d'administration, par rapport au cours moyen du marché des actions ordinaires (au sens donné à *average market price* dans le RRD) à la date de versement des dividendes applicable. Le 25 février 2015, Encana a annoncé que tous les dividendes distribués aux actionnaires qui participent au RRD seraient versés sous forme de nouvelles actions d'Encana émises à un escompte de deux pour cent par rapport au cours moyen du marché. Le 14 décembre 2015, Encana a annoncé que les dividendes qui seront versés après le 31 décembre 2015 aux actionnaires participant au RRD ont seront versés sous forme de nouvelles actions d'Encana émises sans escompte par rapport au cours moyen du marché, sauf avis contraire d'Encana dans un communiqué de presse.



## Dividendes

La déclaration de dividendes est au gré du conseil d'administration et est approuvée chaque trimestre. En 2015 et 2014, Encana a versé un dividende trimestriel de 0,07 \$ par action (0,28 \$ par action annuellement). En 2013, elle avait versé un dividende trimestriel de 0,20 \$ pour les trois premiers trimestres et de 0,07 \$ pour le quatrième trimestre (0,67 \$ par action annuellement).

Le 14 décembre 2015, Encana a annoncé qu'elle prévoyait réviser son dividende 2016 annualisé et le fixer à 0,06 \$ par action. Le 23 février 2016, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,015 \$ par action payable le 31 mars 2016 aux actionnaires ordinaires inscrits au 15 mars 2016.

Le versement de dividendes n'est pas garanti. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Le versement des dividendes et l'établissement de leur montant sont des décisions prises à l'appréciation du conseil d'administration de la société en fonction de nombreux facteurs qui peuvent changer à l'occasion » dans la présente notice annuelle.

## Procédures judiciaires

Encana est partie à des réclamations et des actions en justice diverses découlant de ses activités. Bien que le dénouement de ces affaires ne puisse être prédit avec certitude et qu'il n'y ait aucune garantie qu'elles seront résolues en faveur d'Encana, la société ne croit pas que ces affaires auront un effet défavorable important sur la situation financière, les flux de trésorerie ou les résultats opérationnels d'Encana. Si l'issue de ces affaires devait être défavorable, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le résultat net ou la perte nette consolidé(e) de la société à l'égard de la période où l'issue de l'affaire est déterminée.

Veuillez vous reporter aux rubriques « Facteurs de risque – La société peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires » et « Facteurs de risque – Encana est soumise aux risques associés aux coentreprises et aux sociétés de personnes » dans la présente notice annuelle.

## Facteurs de risque

Tout événement découlant des facteurs de risque indiqués ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les perspectives, la situation financière, les résultats opérationnels, les flux de trésorerie ou le cours des titres d'Encana et, dans certains cas, sur sa réputation. Lorsqu'il s'agit d'évaluer l'importance des facteurs de risque précédents, Encana prend en considération un certain nombre de facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment les aspects financiers, environnementaux et réglementaires associés au facteur de risque en question ainsi que les aspects liés à la sécurité, à l'exploitation et à la réputation de l'entreprise.

### **Une diminution substantielle ou prolongée des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN et des écarts de prix pourraient avoir un effet défavorable important sur Encana.**

La situation financière d'Encana et son rendement financier dépendent fortement des prix du gaz naturel, du pétrole et des LGN en vigueur. La faiblesse des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN (y compris le fait que la faiblesse actuelle des prix des marchandises se poursuive) et des écarts de prix importants aux États-Unis et au Canada auront 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, du pétrole ou des LGN fluctuent en réaction à la variation de l'offre et de la demande de gaz naturel, de pétrole ou de LGN, 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, les contraintes relatives au transport et aux infrastructures ainsi que par les prix des sources d'énergie de rechange (y compris les produits raffinés, le charbon et les initiatives concernant les sources d'énergie renouvelable). Les prix du pétrole sont largement déterminés par l'offre et la demande à

l'échelle internationale et nationale. Parmi les facteurs qui ont une incidence sur les prix du pétrole, on compte les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, l'offre de pétrole à l'étranger et au pays, le prix des importations étrangères, la disponibilité de sources de combustibles de rechange, les contraintes au niveau du transport et des infrastructures et les conditions climatiques. Par le passé, les prix des LGN ont entretenu une corrélation avec les prix du pétrole et ont été déterminés en fonction de l'offre et la demande des marchés des LGN internationaux et nationaux.

Une baisse importante ou prolongée des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN ou leur maintien à un niveau bas pourrait entraîner un retard ou l'annulation des programmes de construction, de développement ou de forage actuels ou futurs ou la réduction ou l'interruption 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 producteurs de gaz naturel et de pétrole d'Amérique du Nord, et particulièrement au Canada, reçoivent actuellement des prix réduits pour leur production par rapport à certains prix internationaux en raison de contraintes influant sur leur capacité de transporter et de vendre cette production sur les marchés internationaux. L'incapacité d'échapper à ces contraintes peut entraîner la poursuite de la réduction des prix des marchandises que réalisent les producteurs de gaz naturel et de pétrole, y compris Encana.

Au moins une fois l'an, Encana évalue la valeur comptable de ses actifs conformément aux normes comptables applicables. Si les prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN demeurent bas ou diminuent davantage, la valeur comptable des actifs d'Encana pourrait être révisée à la baisse et les résultats nets de la société pourraient en subir les effets.

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

La capacité de la société à exercer ses activités, à générer des flux de trésorerie suffisants et à réaliser des projets dépend de bon nombre de facteurs indépendants de la volonté de la société. Outre les prix des marchandises et le maintien de la demande pour ses produits, ces facteurs incontrôlables comprennent les suivants : la conjoncture et les conditions du marché, les récessions économiques et l'agitation des marchés des capitaux, la situation générale des marchés financiers, y compris l'intérêt des investisseurs à faire des placements dans le secteur pétrolier et gazier en général et dans les titres de la société en particulier, la capacité à obtenir et à conserver un financement à coût avantageux pour remplir ses engagements, les questions d'ordre environnemental, législatif et réglementaire, la dépendance envers les partenaires et les fournisseurs de services dans le secteur, les augmentations inattendues des coûts, les redevances, les taxes et impôts, la volatilité des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN, 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 et la proximité d'une capacité de traitement et de transport par pipeline, les interruptions et les contraintes relatives au transport, les défaillances de la technologie, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et la qualité des réservoirs. En outre, certains de ces risques pourraient être exacerbés en raison de la nature concentrée du financement de certains actifs au sein du portefeuille de biens pétroliers et gaziers de la société, qui sont exploités dans des zones géographiques restreintes. Par conséquent, plusieurs actifs de la société pourraient être exposés aux mêmes risques et aux mêmes conditions simultanément, de sorte que ceux-ci auraient une incidence relativement plus importante sur la situation financière et les résultats opérationnels de la société par rapport à d'autres sociétés dont le portefeuille de biens pourrait être mieux diversifié géographiquement.

La baisse des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN ou la faiblesse continue des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN entraîne des défis fiscaux pour le secteur pétrolier et gazier. Ces conditions ont eu une incidence sur les sociétés du secteur pétrolier et gazier ainsi que sur les plans de dépenses et d'exploitation de la société et pourraient continuer d'avoir une telle incidence à l'avenir. L'incertitude des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues, y compris la volatilité des taux de change, de l'inflation, des taux d'intérêt, des cas de défaut des fournisseurs 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 développement et la construction ou l'agrandissement d'installations et de pipelines. Les retards dans les projets peuvent se répercuter sur la réalisation des produits des activités ordinaires prévus, et des dépassements de coûts des projets pourraient rendre ces projets non rentables.

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

### **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'estimer les quantités des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. Les données sur les réserves figurant dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. En général, les estimations des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN récupérables de façon économique et les flux de trésorerie nets futurs en provenant sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, comme les prix des marchandises, les charges opérationnelles et les dépenses en immobilisations futures, l'offre de capitaux à l'avenir, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris en ce qui concerne les versements de redevances, et hypothèses et facteurs peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels. Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude.

Pour ces raisons, les estimations des réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN récupérables de façon économique provenant d'un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs prévus qui en découlent établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de développement 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 développées et exploitées à l'avenir 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.

En outre, les estimations à l'égard des réserves pouvant être développées et exploitées à l'avenir par la suite se fondent sur certaines attentes et hypothèses, notamment la répartition des capitaux, qui sont sujettes à changement.

### **Si Encana ne peut acquérir ou trouver des réserves supplémentaires, sa production et ses réserves actuelles subiront une baisse importante.**

La production et les réserves futures de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana et, par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent fortement de sa capacité à tirer parti de son stock de réserves actuel et à acquérir, à découvrir ou à développer 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 développement, ses réserves et sa production diminueront progressivement au fur et à mesure que les réserves s'épuiseront.

Les activités d'exploration, de développement ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. De plus, une partie de la stratégie d'Encana est axée sur un nombre limité d'actifs principaux, ce qui entraîne une concentration du capital et des risques éventuels accrus. Si les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

de la société 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 et sa production de gaz naturel, de pétrole et de LGN. En outre, il n'est pas certain qu'Encana pourra trouver et développer ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à un coût raisonnable.

#### **Le niveau d'endettement de la société peut nuire à sa flexibilité financière.**

Au 31 décembre 2015, la société avait une dette à long terme totale de 5 363 M\$, ce qui inclut un encours de 650 M\$ sur ses facilités de crédit renouvelables. Les modalités des diverses ententes de financement de la société, notamment les actes relatifs à ses billets de rang supérieur en circulation et ses facilités de crédit renouvelables, posent des limites à sa capacité et, dans certains cas, à la capacité de ses filiales de prendre un certain nombre de mesures qu'elles pourraient par ailleurs souhaiter prendre, y compris (i) contracter d'autres dettes, notamment en agissant à titre de caution; (ii) grever les actifs de la société ou de ses filiales; et (iii) vendre certains actifs de la société ou de ses filiales.

Le niveau d'endettement de la société pourrait avoir une incidence sur ses activités :

- en faisant en sorte qu'elle doive attribuer une partie des flux de trésorerie tirés de ses activités au service de sa dette, ce qui aurait pour effet de réduire les flux de trésorerie pouvant servir à d'autres fins;
- en la rendant moins concurrentielle par rapport à des sociétés semblables qui sont moins endettées;
- en limitant sa capacité d'obtenir du financement additionnel à l'avenir pour le fonds de roulement, les dépenses en immobilisations et les acquisitions;
- en limitant sa flexibilité pour faire face à des changements au sein de son entreprise ou de son secteur d'activité ou pour réagir si de tels changements se produisent;
- en la rendant plus vulnérable dans une conjoncture et des conditions sectorielles défavorables.

La capacité de la société d'acquitter ses dettes et le service de ses dettes dépend de son rendement futur. La conjoncture, les prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN et d'autres facteurs, notamment financiers et commerciaux, ont une incidence sur les activités et le rendement futur de la société. Bon nombre de ces facteurs échappent à la volonté de la société. Si elle ne peut acquitter ses obligations à même les liquidités dont elle dispose, la société pourrait tenter de refinancer sa dette ou de rembourser celle-ci en utilisant le produit d'un appel public à l'épargne visant ses titres ou en vendant certains actifs. Rien ne garantit que la société sera en mesure de dégager des flux de trésorerie suffisants pour payer les intérêts liés à sa dette ou que les sommes provenant d'emprunts et de financements par actions futurs ou le produit de toute vente d'actifs future pourront servir au remboursement ou au refinancement de sa dette ou qu'ils seront obtenus selon des modalités avantageuses pour la société. Par ailleurs, les acquisitions futures pourraient réduire la trésorerie de la société si une partie importante de son encaisse ou de sa capacité d'emprunt disponible est utilisée pour les financer, et entraîner une augmentation importante des frais d'intérêt ou de l'endettement de la société si celle-ci contracte des dettes additionnelles pour les financer.

#### **Les déclassements des notes de crédit attribuées à Encana pourraient augmenter le coût de ses capitaux et limiter son accès aux capitaux, aux fournisseurs ou aux contreparties.**

Les agences de notation évaluent périodiquement la société et fondent leurs notes accordées à sa dette à long terme et à court terme sur un certain nombre de facteurs. Parmi ces facteurs figurent la santé financière de la société, ainsi que des facteurs qu'elle ne maîtrise pas entièrement, y compris la situation du secteur du pétrole et du gaz en général et la situation globale de l'économie. L'une des notes de crédit de la société a récemment été abaissée en deçà de la catégorie investissement. Rien ne garantit que les autres notes de crédit de la société ne seront pas également abaissées, y compris en deçà de la catégorie investissement. Veuillez vous reporter à la rubrique « Évaluations de crédit » dans la présente notice annuelle.

Les frais d'emprunt de la société et sa capacité à réunir des fonds sont directement touchés par ses notes de crédit. Un déclassement pourrait faire augmenter les frais d'emprunt aux termes des facilités de crédit existantes

de la société, limiter l'accès aux marchés privé et public de financement par emprunt à court et à long terme et avoir une incidence défavorable sur le coût des capitaux de la société. Par ailleurs, à la suite du récent déclassement de l'une des notes de crédit attribuées à la société, l'accès au programme de papier commercial américain de la société a été éliminé.

Les notes de crédit peuvent également être importantes pour les fournisseurs ou les contreparties lorsqu'ils cherchent à se livrer à certaines opérations. L'abaissement d'une ou de plusieurs des notes de crédit de la société en deçà de la catégorie investissement pourrait obliger la société à remettre une garantie, des lettres de crédit, des espèces ou d'autres formes de sûreté à titre de garantie financière du rendement de la société aux termes de certains arrangements contractuels avec des contreparties chargées de la commercialisation, des contrats de construction d'installations et des fournisseurs de services relatifs aux pipelines et aux services intermédiaires. En outre, certains de ces arrangements comportent des dispositions relatives aux garanties financières qui peuvent, dans certaines circonstances, permettre aux contreparties de la société de demander des garanties supplémentaires.

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

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

Tous les aspects des activités liées au gaz naturel, au pétrole ou aux LGN 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 « réglementation en matière d'environnement »).

La réglementation 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 distribution et au stockage des produits de la société, dont le procédé de fracturation hydraulique des puits, la fermeture d'installations et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée relativement aux activités d'extraction de gaz naturel et de pétrole.

Selon la réglementation en matière d'environnement, les puits, les sites d'installations et d'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 développement 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 réglementation 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 réglementation 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 réglementation en matière d'environnement aura un effet défavorable important sur la situation financière ou les résultats opérationnels d'Encana, rien ne garantit que la situation ne changera pas ultérieurement.

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



Le gouvernement fédéral américain a cependant indiqué que la prise de mesures liées aux changements climatiques était une priorité pour l'administration actuelle. L'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« EPA ») a présenté une série de mesures visant à lutter contre les émissions de méthane et de composés organiques volatils provenant du secteur pétrolier et gazier, y compris un nouvel objectif visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 pour cent par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025. Ces réductions seront réalisées au moyen de mesures réglementaires et facultatives qui n'ont pas encore été annoncées. Le gouvernement fédéral canadien a annoncé qu'il travaillera avec les provinces et les territoires à l'établissement d'un cadre de travail pancanadien en matière de changements climatiques qui concorde avec le résultat atteint lors de la 21<sup>e</sup> Conférence des parties à Paris. Le gouvernement de l'Alberta a présenté son plan de leadership sur le climat comportant quatre volets principaux, dont l'un consiste à cibler une réduction de 45 pour cent des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières d'ici 2025.

De plus, aux États-Unis et au Canada, les gouvernements fédéraux et certains gouvernements d'États et de provinces continuent d'examiner certains aspects des cadres scientifique, réglementaire et politique qui entourent les opérations de fracturation hydraulique. À l'heure actuelle, la plupart de 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 particuliers concernant des modifications importantes actuelles, proposées ou envisagées apportées au régime réglementaire de la fracturation hydraulique. Toutefois, certains groupes environnementaux et autres ont suggéré que des lois et des règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, d'État et municipaux pourraient être nécessaires pour réglementer plus étroitement le procédé de fracturation hydraulique et avancent des arguments indiquant que les techniques de fracturation hydraulique sont nuisibles pour l'eau de surface et les sources d'eau potable.

Dans l'État du Colorado, plusieurs villes ont adopté des ordonnances qui restreignent ou interdisent certaines activités liées au pétrole et au gaz, notamment la fracturation hydraulique. Ces initiatives réglementaires locales n'ont pas eu de répercussions majeures sur les activités ou les plans d'expansion de la société dans cet État jusqu'à maintenant. Encana continue de travailler, de concert avec le gouvernement de l'État, les administrations locales, des universitaires ainsi que des chefs de file de l'industrie, à perfectionner la fracturation hydraulique et à répondre aux préoccupations qu'elle suscite au Colorado. La société reconnaît que de nouvelles initiatives populaires visant la fracturation hydraulique pourraient être lancées et/ou que des règles locales limitant ou restreignant les activités de développement pétrolières et gazières pourraient être adoptées dans l'avenir.

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

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

### **Il se pourrait qu'Encana ne réalise pas les avantages prévus ou soit exposée à des risques inconnus découlant d'acquisitions.**

Encana a réalisé plusieurs acquisitions afin de renforcer sa position et d'avoir l'occasion de réaliser certains avantages, notamment des économies de coûts éventuelles. La réalisation des avantages liés aux acquisitions dépend en partie du regroupement réussi de services et de l'intégration rapide et efficace d'activités et de procédures, ainsi que de la capacité de réaliser les occasions de croissance et les synergies prévues par le regroupement des entreprises et des activités acquises. Les acquisitions pourraient également entraîner des

difficultés à l'égard de l'embauche, de la formation ou du maintien en poste d'employés qualifiés chargés de gérer et d'exploiter les biens acquis.

Dans le cadre de l'acquisition de biens pétrolières et gazéifères, la société doit évaluer les caractéristiques des réservoirs et des infrastructures, y compris les réserves récupérables estimatives, le rendement et la production future aux termes de la courbe type, les prix des marchandises, les produits des activités ordinaires, les frais de développement et d'exploitation ainsi que la responsabilité environnementale et autre éventuelle. Ces évaluations sont inexactes et incertaines de par leur nature et, par conséquent, il se pourrait que les biens acquis n'offrent pas la production prévue, ne contiennent pas les réserves attendues et que les coûts et la responsabilité s'y rapportant soient révisés à la hausse.

Même si les biens acquis sont examinés avant la réalisation d'une acquisition, ces examens ne sont pas en mesure de relever toutes les conditions existantes ou éventuellement défavorables. Ce risque peut être accru si les biens acquis se situent dans des zones géographiques où la société n'a pas exercé d'activités auparavant ou dans de nouvelles formations. Les nouvelles formations ou zones comportent souvent des antécédents de production restreints ou limités, et la société pourrait être moins en mesure de prédire les résultats du forage et de la production futurs au cours des cycles de vie des puits situés dans ces zones.

En outre, il se pourrait que la société soit incapable d'obtenir ou de réaliser des indemnités contractuelles auprès du vendeur relativement à la responsabilité née avant une acquisition donnée et qu'elle doive assumer le risque lié à la condition physique des biens dont le rendement ne répond pas à ses attentes.

### **Encana est soumise aux risques associés aux coentreprises et aux sociétés de personnes.**

Certains des projets d'Encana sont réalisés au moyen de coentreprises, de sociétés de personnes ou d'autres ententes aux termes desquelles Encana dépend de ses associés afin qu'ils financent leur quote-part prévue par contrat des dépenses en immobilisations et d'exploitation relatives à ces projets. Si ces associés n'approuvent pas ou sont incapables de financer leur quote-part de certaines dépenses en immobilisations et d'exploitation, de suspendre ou de résilier ces arrangements ou de s'acquitter par ailleurs de leurs obligations, cette incapacité peut entraîner des retards dans les projets ou Encana pourrait être tenue d'engager des frais futurs supplémentaires, des éventualités qui peuvent toutes miner la rentabilité de ces projets.

Ces associés peuvent également avoir des plans stratégiques, des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec ceux d'Encana ou qui peuvent entrer en conflit avec ceux-ci. Bien que certaines décisions opérationnelles puissent être prises uniquement à l'appréciation d'Encana en qualité d'exploitant de certains projets, les décisions stratégiques et les engagements de capitaux majeurs touchant ces projets peuvent nécessiter un consensus au sein des associés. Bien qu'Encana et ses associés cherchent généralement à atteindre un consensus en ce qui concerne les décisions majeures concernant l'orientation et l'exploitation des actifs des projets, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures d'une partie, y compris Encana, en ce qui concerne ces actifs seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité à combler de façon satisfaisante ces demandes ou ces attentes peut influencer sur la participation d'Encana ou celle de ses associés dans l'exploitation de tels actifs ou sur le moment d'entreprendre diverses activités, ce qui pourrait nuire aux activités et aux résultats financiers d'Encana. En outre, Encana est impliquée à l'occasion dans des conflits avec ses associés et pourrait, en conséquence, être incapable de se départir d'actifs ou de participations dans certains arrangements si ces conflits ne peuvent être résolus de façon satisfaisante ou en temps opportun.

### **La société pourrait ne pas être en mesure de se départir de certains actifs et pourrait conserver une part de responsabilité à certains égards.**

Il est possible que la société cible certains actifs dont elle souhaite se départir, ce qui pourrait augmenter les capitaux pouvant servir à d'autres activités ou réduire la dette actuelle de la société. Divers facteurs pourraient avoir une incidence considérable sur la capacité de la société de se départir de ces actifs ou de réaliser des opérations annoncées, notamment le prix des marchandises, l'intérêt d'acquéreurs susceptibles d'acheter certains actifs à un prix et selon des modalités que la société juge acceptables, l'approbation du conseil d'administration d'Encana, une vérification diligente, une conjoncture du marché favorable, la cessibilité des arrangements de coentreprise, de société de personnes ou d'autre nature ainsi que l'obtention des approbations

des autorités de réglementation, des bourses et de toute autre personne. Ces facteurs pourraient également réduire le produit ou la valeur revenant à Encana.

La société peut également demeurer responsable de certains aspects d'une opération de vente. L'étendue des responsabilités conservées ou des obligations d'indemnisation pourrait être difficilement quantifiable au moment de l'opération et pourrait, au bout du compte, être considérable. De plus, certains tiers pourraient refuser de libérer la société de tout cautionnement ou de toute autre garantie que celle-ci aurait accordée avant la vente des actifs cédés. En conséquence, après la vente de certains actifs, la société pourrait demeurer secondairement responsable des obligations cautionnées ou garanties dans la mesure où l'acquéreur des actifs omet de s'acquitter de ses obligations.

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

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

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

**Les activités de gestion des risques d'Encana pourraient entraîner des pertes réalisées et latentes.**

La nature des activités de la société entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises. La société surveille son exposition à de telles fluctuations et, si elle le juge approprié, utilise des instruments dérivés financiers et des contrats de livraison matérielle pour atténuer l'incidence éventuelle d'une diminution des prix du gaz naturel, du pétrole ou des LGN.

Aux termes des PCGR des États-Unis, les instruments financiers dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couverture, ou qui ne sont pas désignés comme couverture, à des fins comptables sont évalués à leur juste valeur, les variations résultantes étant constatées dans le résultat net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité du résultat net déclaré de la société.

Les modalités des divers contrats de couverture de la société peuvent limiter les avantages que la société peut retirer des augmentations du prix des marchandises. La société peut également subir une perte financière si elle n'est pas en mesure de produire du gaz naturel, du pétrole ou des LGN ou si 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, particulièrement au cours des périodes marquées par une baisse des prix des marchandises.

**Les activités d'Encana peuvent être interrompues ou entraîner des pertes à la suite d'accidents. L'assurance de la société pourrait ne pas fournir une protection adéquate contre ces risques et les obligations en découlant.**

Les activités de la société comportent les risques liés aux activités opérationnelles habituellement liés à l'exploration, au développement et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et à l'exploitation



d'installations médianes. Ces risques comprennent les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de liquides, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les puits de gaz naturel et de pétrole, 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 pétrole, de LGN et autres produits connexes, au forage et à la complétion de puits de gaz naturel et de pétrole, ainsi qu'à l'exploitation et au développement de terrains gazéifères et pétrolifères, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de gaz naturel, de pétrole ou de fluides de puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et d'autres risques liés à l'environnement.

La société dépend de plus en plus des systèmes de technologie de l'information pour exercer ses activités quotidiennes. La société dépend de divers systèmes de technologie de l'information pour estimer les quantités de réserves, traiter et conserver les données financières et d'exploitation, analyser l'information sismique et de forage et communiquer avec les employés et les partenaires tiers. L'accès non autorisé à ces systèmes par des employés ou des tiers pourrait entraîner de la corruption ou l'exposition à des renseignements confidentiels, fiduciaires ou exclusifs, interrompre les communications ou les activités ou compromettre les activités commerciales ou la position concurrentielle de la société. La société applique des contrôles techniques et des procédés qui répondent aux normes acceptées par le secteur afin de protéger ses actifs et systèmes d'information; toutefois, ces contrôles pourraient ne pas prévenir adéquatement les atteintes à la cybersécurité. Rien ne garantit que la société ne subira pas de pertes associées à des atteintes à la cybersécurité dans l'avenir, et la société pourrait devoir consacrer d'importantes ressources supplémentaires à l'examen, à l'atténuation et à la correction des vulnérabilités éventuelles.

Nous souscrivons une assurance qui couvre certains de ces risques et pertes, mais ne les couvre pas tous. La survenance d'un événement important contre lequel Encana n'est pas pleinement assurée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la société.

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

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

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

### **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. La liquidité d'Encana peut aussi être touchée si un prêteur aux termes des facilités de crédit existantes de la société n'est pas en mesure de financer son engagement. 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 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 a certaines obligations d'indemnisation envers certaines contreparties.**

Encana a convenu d'indemniser de nombreuses contreparties, ou d'être indemnisée par celles-ci, à l'égard de certaines responsabilités et obligations associées à des entreprises ou à des actifs conservés ou transférés par la société. Plus précisément, dans le contexte d'une restructuration d'entreprise en vue de scinder deux sociétés d'énergie indépendantes cotées en bourse, Encana et Cenovus Energy Inc. (« 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 a également des obligations d'indemnisation dans le cadre de certaines activités d'acquisition et de dessaisissement qu'elle a entreprises, y compris celles qui sont décrites à la rubrique « Événement récents » dans la présente notice annuelle.

Encana ne peut déterminer si elle devra indemniser certaines contreparties quant à des responsabilités importantes. De plus, Encana ne peut être certaine, si une contrepartie est tenue d'indemniser Encana et ses filiales quant à des obligations importantes, que cette contrepartie sera en mesure de respecter ces obligations. Toute réclamation d'indemnisation présentée contre Encana aux termes des conventions relatives à l'opération pourrait avoir un effet défavorable important sur Encana.

#### **La société peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires.**

Encana peut faire l'objet de réclamations, de litiges, d'instances administratives et de mesures réglementaires. L'issue de ces affaires peut être difficile à évaluer ou à quantifier et rien ne garantit que ces affaires seront résolues en faveur de la société. Si Encana n'est pas en mesure de résoudre ces questions de façon favorable, elle ou ses administrateurs, dirigeants ou employés peuvent être impliqués dans des procédures judiciaires qui pourraient se traduire par une décision coûteuse ou défavorable, y compris des amendes, des pénalités, des dommages-intérêts pécuniaires ou l'incapacité de se livrer à certaines opérations. La défense à l'égard de telles affaires peut être aussi coûteuse et prendre du temps et pourrait détourner l'attention des membres de la direction et des employés clés des activités de la société. Encana peut également faire l'objet d'une publicité défavorable associée à ces affaires, peu importe que ces allégations soient valides ou non ou que la société soit jugée responsable en fin de compte. Par conséquent, ces affaires pourraient avoir un effet défavorable important sur la réputation, la situation financière, les résultats opérationnels ou la liquidité de la société. Veuillez vous reporter à la rubrique « Procédures judiciaires » dans la présente notice annuelle.

#### **La société peut être assujettie aux modifications futures des lois.**

Les lois en matière d'impôt sur le revenu, les régimes de redevances (y compris ce qui est envisagé dans le régime de redevances de l'Alberta récemment annoncé), les lois environnementales et autres lois et règlements peuvent être modifiés à l'avenir ou interprétés d'une façon qui influe défavorablement sur la société ou ses porteurs de titres. Les autorités fiscales ayant compétence sur la société ou ses actionnaires pourraient modifier leurs pratiques administratives ou pourraient être en désaccord avec la façon dont la société calcule son passif fiscal ou structure ses ententes, au détriment de la société ou de ses porteurs de titres. Les modifications des lois et des règlements existants ou l'adoption de nouvelles lois ou de nouveaux règlements pourraient également accroître les coûts de conformité de la société et influencer défavorablement sur l'entreprise, la situation financière, les flux de trésorerie ou les résultats opérationnels de la société.

**La société est tributaire de certains membres du personnel clés et de sa capacité à recruter et à fidéliser le personnel nécessaire à l'exploitation de son entreprise.**

La société est tributaire de certains membres du personnel clés pour l'expansion de son entreprise. L'expérience, les connaissances et l'apport des membres de l'équipe de direction et des administrateurs existants de la société aux activités immédiates et à court terme et à l'orientation de la société continueront vraisemblablement d'être d'une importance fondamentale dans un avenir prévisible. Ainsi, la perte imprévue des services de ces membres du personnel clés ou leur départ à la retraite pourrait avoir un effet défavorable important sur la société. En outre, la concurrence pour recruter du personnel compétent dans le secteur du pétrole et du gaz signifie que rien ne garantit que la société sera en mesure de recruter et de fidéliser le personnel doté des compétences spécialisées requises dont elle a besoin.

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

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts des actions ordinaires de la société est la Société de fiducie CST :

### Au Canada :

Société de fiducie CST  
C.P. 700, succursale B  
Montréal (Québec) H3B 3K3

### Aux États-Unis :

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

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

- Actionnaires résidant au Canada ou aux États-Unis, appel au 1-866-580-7145
- Actionnaires résidant à l'extérieur de l'Amérique du Nord, appel au 1-416-682-3863

Les actionnaires peuvent également transmettre leur demande par le site Web de l'agent des transferts au [www.canstockta.com/fr/Services aux investisseurs/InvestorInquiryForm](http://www.canstockta.com/fr/Services_aux_investisseurs/InvestorInquiryForm).

## Experts intéressés

Les auditeurs indépendants de la société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables professionnels agréés, qui ont remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 29 février 2016 à l'égard des états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2015, et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2015. 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*) des Chartered Professional 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. et Netherland, Sewell & Associates, Inc., qui sont tous des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Les responsables de GLJ Petroleum Consultants Ltd., de McDaniel & Associates Consultants Ltd. et de Netherland, Sewell & Associates, Inc., dans chaque cas, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de un pour cent de toutes les catégories de titres d'Encana.

## Renseignements supplémentaires

Il est possible d'obtenir d'autres renseignements sur Encana sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération et l'endettement des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs des titres d'Encana et les titres pouvant être émis aux termes des régimes de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres, sont donnés dans la circulaire d'information d'Encana en vue de la dernière assemblée annuelle de ses actionnaires à laquelle des administrateurs ont été élus. Des données financières supplémentaires figurent dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

## Remarque concernant les déclarations prospectives

La présente notice annuelle contient certaines déclarations ou certains renseignements prospectifs (collectivement, les « déclarations prospectives ») au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les déclarations prospectives comprennent notamment les suivantes :

- les flux de trésorerie prévus;
- le produit prévu provenant des dessaisissements annoncés, l'utilisation du produit tiré des dessaisissements, le respect des conditions de clôture et le calendrier de clôture;
- les opérations de couverture prévues et les résultats du programme de gestion des risques;
- l'incidence des prix des marchandises;
- les efficacités prévues dans l'avenir sur le plan des coûts et de l'exploitation;
- la gestion des risques, dont l'incidence des modifications à la structure de redevances;
- les déclarations portant sur les objectifs stratégiques;
- la stratégie d'investissement des capitaux visant à accélérer la croissance;
- le maintien d'un portefeuille équilibré offrant la souplesse nécessaire pour permettre à la société de réagir à l'évolution des conditions du marché;
- les estimations des réserves et des ressources;
- la production prévue et le type de produit;
- les forages et le nombre des appareils de forage prévus et le succès qui devrait en découler;
- les coûts de forage et les délais de cycle prévus;
- la capacité à optimiser la conception des puits et de la complétion;
- la construction prévue de la capacité de compression et de traitement;
- le niveau des dépenses et l'incidence de la législation environnementale et des changements dans les lois ou les règlements;
- la suffisance des provisions au titre des frais d'abandon et de remise en état des sites;
- la capacité de préserver la solidité du bilan;
- l'incidence sur Encana d'un déclassement de sa note de crédit;
- l'accès aux marchés des capitaux et la capacité de respecter les obligations financières et de financer la croissance;
- l'approbation du régime par les actionnaires;
- le dividende 2016 annualisé prévu et la déclaration et le versement de dividendes futurs, s'il en est;
- les escomptes futurs éventuels, le cas échéant, dans le cadre du RRD;
- l'évolution continue du modèle de centralisation des zones de ressources de la société afin de rehausser la productivité et les efficacités au chapitre des coûts tout en réduisant son empreinte environnementale;
- la suffisance de la charge d'impôt de la société et de sa provision au titre des actions en justice;
- le produit prévu et les avantages futurs que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de société de personnes et autres.

Les lecteurs ne doivent pas se fier indûment aux déclarations prospectives, qui, de par leur nature, comportent de nombreuses hypothèses et incertitudes et de nombreux risques qui peuvent faire en sorte que ces déclarations ne se concrétisent pas ou que les résultats soient considérablement différents des résultats exprimés ou suggérés. Ces hypothèses comprennent notamment les suivantes :

- les hypothèses fondées sur les orientations actuelles de la société;
- la disponibilité d'opérations de couverture intéressantes et la capacité de faire respecter le programme de gestion des risques;
- l'efficacité du modèle de centralisation des zones de ressources de la société afin de rehausser la productivité et les efficacités;
- les résultats des initiatives axées sur l'innovation;
- l'attente selon laquelle les contreparties s'acquitteront de leurs obligations aux termes des conventions de prestation de services de collecte et de

- commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire;
- l'accès à des installations de transport et de traitement là où Encana exerce ses activités;
- la capacité de remplir certaines conditions de clôture, la conclusion fructueuse des dessaisissements annoncés ainsi que la valeur des ajustements postérieurs à la clôture et d'autres ajustements y afférents;

- les attentes et les projections formulées à la lumière de l'expérience passée d'Encana et de sa perception des tendances historiques et généralement conformes à celles-ci, y compris en ce qui concerne la conversion de ressources en réserves, le rythme de progression et d'innovation, le rythme des avancées technologiques, les avantages obtenus et les attentes générales du secteur.

Les risques et incertitudes qui peuvent influencer les résultats de ces entreprises comprennent ce qui suit : la capacité de générer suffisamment de flux de trésorerie pour s'acquitter des obligations de la société; les risques inhérents à la clôture des dessaisissements annoncés en temps voulu ou à leur simple clôture ainsi que les ajustements pouvant réduire le produit prévu et la valeur pour Encana; la volatilité des prix des marchandises; la capacité d'assurer convenablement le transport des produits et les réductions pipelinières éventuelles; la fluctuation des dividendes et le pouvoir du conseil d'Encana de déclarer et de verser à son gré des dividendes, s'il en est; le calendrier et les coûts de construction des puits, des installations et des pipelines; les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents ou les difficultés techniques imprévues; les risques de contrepartie et de crédit; le risque et l'incidence d'un abaissement de la note de crédit, y compris en deçà de la catégorie investissement, et son incidence sur l'accès aux marchés des capitaux et les autres sources de liquidités; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; les hypothèses fondées sur les prévisions de la société pour 2016; l'impossibilité d'obtenir les résultats escomptés des initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficacité; les risques inhérents aux activités de commercialisation; les risques liés à la technologie; les modifications à la réglementation ou aux lois en matière de redevances, d'impôts, d'environnement, de gaz à effet de serre, de carbone, de comptabilité et à d'autres règlements ou lois ou l'interprétation qui en est faite; les risques liés aux mesures réglementaires et aux poursuites judiciaires actuelles et futures éventuelles visant la société; l'incidence sur la société de conflits survenant avec ses associés, y compris la suspension par ses associés de certaines de leurs obligations et l'incapacité de se départir d'actifs ou de participations dans certains arrangements; la capacité de la société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves; l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et d'autres sources qui ne sont actuellement pas classées dans les réserves prouvées, probables ou possibles ou dans les ressources éventuelles économiques, y compris les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs; les risques associés à des dessaisissements passés et futurs de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les montants envisagés aux termes des conventions relatives aux opérations (ces opérations pouvant comprendre des dépenses d'investissement de tiers, des ententes d'amodiation ou des conventions de société de personnes, qu'Encana peut appeler à l'occasion des « sociétés de personnes » ou des « coentreprises » et les fonds reçus à leur égard qu'Encana peut appeler à l'occasion un « produit », un « prix d'achat différé » et/ou du « capital différé », peu en importe la forme juridique) si diverses conditions ne sont pas remplies; et les autres risques et incertitudes ayant une incidence sur les activités d'Encana comme il est décrit ailleurs dans la présente notice annuelle ou de temps à autre dans le rapport de gestion, les états financiers et le formulaire 40-F les plus récents d'Encana, tels qu'ils ont été déposés sur SEDAR et sur EDGAR.

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 les hypothèses, les risques et les incertitudes dont il est question ci-dessus ne constituent pas une liste exhaustive. Les déclarations prospectives portent la date du présent document et, sauf si la loi le prescrit, Encana n'est pas tenue de les mettre à jour publiquement ni de les réviser. Les déclarations prospectives figurant dans le présent document sont données expressément sous réserve des présentes mises en garde.

## Remarque concernant les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes d'information sur les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. Le protocole canadien de communication figure à l'**Annexe A** et à la rubrique « Description de l'activité ». Par ailleurs, certains renseignements ont été préparés conformément aux exigences d'information applicables aux États-Unis. Le protocole américain de communication figure 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. Certaines expressions et certains termes utilisés dans la présente notice annuelle qui se rapportent aux réserves de pétrole et de gaz et aux activités opérationnelles ont le sens qui leur est attribué dans le Règlement 51-101 ou sont définis autrement dans la présente notice annuelle.



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

Dans la présente annexe, sauf comme il est décrit autrement dans la présente notice annuelle, 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 2015, et cette information a été établie au 22 février 2016.

Depuis sa création, Encana a retenu les services d'ERQI pour évaluer la totalité de ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et préparer des rapports sur celles-ci tous les ans. Pour obtenir d'autres renseignements concernant le processus relatif aux 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 de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana et les valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs tirés de ces réserves déterminées au moyen de prix et coûts prévisionnels, telles qu'évaluées par les ERQI d'Encana. Les évaluations ont été préparées conformément aux procédures et aux normes exposées dans le manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) (le « manuel COGE »). Les définitions de réserves utilisées sont celles contenues dans le manuel COGE et le Règlement 51-101.

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

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

Les tableaux compris dans la présente annexe font référence aux types de produits suivants :

- **Gaz de schiste**, qui comprend le gaz de schiste de Duvernay et de Horn River pour les activités canadiennes. Ce type de produit comprend également le gaz naturel associé au pétrole de réservoirs étanches de Permian, d'Eagle Ford et des schistes marins Tuscaloosa pour les activités américaines.
- **Méthane de houille**, qui comprend le méthane de houille mélangé à des sables gazéifères de faible profondeur, situé dans Wheatland pour les activités canadiennes.
- **Gaz naturel classique**, qui comprend le gaz naturel autre que le méthane de houille et le gaz de schiste. Ce type de produit comprend les zones qui suivent : Montney et Deep Panuke pour les activités canadiennes; et DJ Basin et Piceance pour les activités américaines. À l'exclusion de Deep Panuke, les formations ciblées dans ces zones présentent une faible perméabilité et exigent le recours à la fracturation hydraulique pour produire des quantités commerciales de gaz naturel. Ce type de produit comprend également le gaz naturel associé au pétrole de réservoirs étanches de San Juan pour les activités américaines.
- **Pétrole de réservoirs étanches**, qui comprend Montney et Duvernay pour les activités canadiennes et Eagle Ford, Permian, San Juan, DJ Basin et le pétrole de réservoirs étanches associé aux schistes marins Tuscaloosa pour les activités américaines. Ce type de produit comprend également les condensats provenant des activités américaines.
- **Liquides de gaz naturel**, qui comprend les LGN dérivés de la production de gaz naturel à l'intérieur des zones.

## Données relatives aux réserves (protocole canadien)

### Sommaire des réserves brutes de pétrole et de gaz naturel<sup>(1)</sup> (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

Au 31 décembre 2015

#### Activités canadiennes

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	255	66	1 467	1 789	6,8	43,2	50,0
Développées inexploitées	1	-	81	82	0,2	1,1	1,3
Non développées	202	-	865	1 067	1,8	59,1	60,9
Total des réserves prouvées	458	66	2 413	2 938	8,8	103,4	112,2
Probables	374	31	2 334	2 738	2,4	105,1	107,5
<b>Total des réserves brutes prouvées et probables</b>	<b>832</b>	<b>98</b>	<b>4 747</b>	<b>5 677</b>	<b>11,2</b>	<b>208,5</b>	<b>219,7</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

#### Activités américaines

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	219	-	1 096	1 315	137,9	61,2	199,1
Développées inexploitées	-	-	4	4	0,9	0,4	1,3
Non développées	124	-	203	327	124,2	41,9	166,1
Total des réserves prouvées	344	-	1 302	1 646	263,0	103,5	366,6
Probables	427	-	227	655	316,5	101,8	418,2
<b>Total des réserves brutes prouvées et probables</b>	<b>771</b>	<b>-</b>	<b>1 530</b>	<b>2 301</b>	<b>579,5</b>	<b>205,3</b>	<b>784,8</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

#### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	474	66	2 563	3 104	144,7	104,4	249,1
Développées inexploitées	1	-	85	86	1,1	1,5	2,6
Non développées	326	-	1 068	1 394	126,0	101,0	227,1
Total des réserves prouvées	802	66	3 716	4 584	271,8	207,0	478,8
Probables	801	31	2 561	3 393	318,9	206,8	525,7
<b>Total des réserves brutes prouvées et probables</b>	<b>1 603</b>	<b>98</b>	<b>6 277</b>	<b>7 977</b>	<b>590,7</b>	<b>413,8</b>	<b>1 004,5</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

#### (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 » désignent les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit : l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie; l'utilisation de la technologie connue; et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables.
- 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) à laquelle elles sont attribuées.

# Sommaire des réserves nettes de pétrole et de gaz naturel<sup>(1)</sup>

(Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

Au 31 décembre 2015

## Activités canadiennes

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	235	46	1 332	1 612	5,2	34,7	39,9
Développées inexploitées	1	-	75	76	0,1	0,9	1,1
Non développées	187	-	790	977	1,3	49,2	50,5
Total des réserves prouvées	422	46	2 197	2 666	6,6	84,8	91,5
Probables	342	21	2 066	2 429	1,7	84,5	86,3
<b>Total des réserves nettes prouvées et probables</b>	<b>764</b>	<b>67</b>	<b>4 263</b>	<b>5 095</b>	<b>8,3</b>	<b>169,4</b>	<b>177,7</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

## Activités américaines

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	168	-	973	1 141	107,9	48,3	156,2
Développées inexploitées	-	-	3	3	0,7	0,3	1,1
Non développées	95	-	172	267	98,2	33,2	131,4
Total des réserves prouvées	263	-	1 147	1 411	206,8	81,9	288,7
Probables	326	-	202	528	246,4	79,1	325,5
<b>Total des réserves nettes prouvées et probables</b>	<b>590</b>	<b>-</b>	<b>1 349</b>	<b>1 939</b>	<b>453,2</b>	<b>161,0</b>	<b>614,2</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

## Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées							
Développées exploitées	403	46	2 304	2 753	113,1	83,0	196,1
Développées inexploitées	1	-	78	79	0,9	1,3	2,1
Non développées	282	-	962	1 244	99,4	82,5	181,9
Total des réserves prouvées	686	46	3 345	4 076	213,4	166,7	380,1
Probables	668	21	2 268	2 957	248,1	163,7	411,8
<b>Total des réserves nettes prouvées et probables</b>	<b>1 354</b>	<b>67</b>	<b>5 613</b>	<b>7 034</b>	<b>461,5</b>	<b>330,4</b>	<b>791,9</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

### (1) Définitions

- 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 partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit : l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie; l'utilisation de la technologie connue; et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables.
- 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) 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 2015

### Activités canadiennes

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	1 775	1 306	1 018	836	715
Développées inexploitées	105	80	63	52	44
Non développées	2 633	1 533	947	606	394
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>4 513</b>	<b>2 919</b>	<b>2 028</b>	<b>1 494</b>	<b>1 153</b>
<b>Probables</b>	<b>7 046</b>	<b>3 641</b>	<b>2 190</b>	<b>1 448</b>	<b>1 018</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>11 559</b>	<b>6 560</b>	<b>4 218</b>	<b>2 942</b>	<b>2 171</b>

### Activités américaines

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	5 155	3 714	2 898	2 382	2 030
Développées inexploitées	22	12	7	4	2
Non développées	3 721	1 970	1 086	591	293
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>8 898</b>	<b>5 696</b>	<b>3 991</b>	<b>2 977</b>	<b>2 325</b>
<b>Probables</b>	<b>12 421</b>	<b>5 982</b>	<b>3 193</b>	<b>1 789</b>	<b>1 008</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>21 319</b>	<b>11 678</b>	<b>7 184</b>	<b>4 766</b>	<b>3 333</b>

### Total Encana

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	6 930	5 020	3 916	3 218	2 745
Développées inexploitées	127	92	70	56	46
Non développées	6 354	3 503	2 033	1 197	687
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>13 411</b>	<b>8 615</b>	<b>6 019</b>	<b>4 471</b>	<b>3 478</b>
<b>Probables</b>	<b>19 467</b>	<b>9 623</b>	<b>5 383</b>	<b>3 237</b>	<b>2 026</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>32 878</b>	<b>18 238</b>	<b>11 402</b>	<b>7 708</b>	<b>5 504</b>

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

Au 31 décembre 2015

### Activités canadiennes

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	1 604	1 216	967	807	696
Développées inexploitées	75	59	48	40	35
Non développées	1 937	1 084	630	367	206
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>3 616</b>	<b>2 359</b>	<b>1 645</b>	<b>1 214</b>	<b>937</b>
<b>Probables</b>	<b>5 159</b>	<b>2 609</b>	<b>1 522</b>	<b>971</b>	<b>659</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>8 775</b>	<b>4 968</b>	<b>3 167</b>	<b>2 185</b>	<b>1 596</b>

### Activités américaines

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	5 155	3 708	2 887	2 368	2 012
Développées inexploitées	22	13	7	4	3
Non développées	3 693	1 967	1 091	599	302
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>8 870</b>	<b>5 688</b>	<b>3 985</b>	<b>2 971</b>	<b>2 317</b>
<b>Probables</b>	<b>7 952</b>	<b>4 025</b>	<b>2 230</b>	<b>1 273</b>	<b>714</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>16 822</b>	<b>9 713</b>	<b>6 215</b>	<b>4 244</b>	<b>3 031</b>

### Total Encana

(en millions de dollars)	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts futurs, actualisés à un taux de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées</b>					
Développées exploitées	6 759	4 924	3 854	3 175	2 708
Développées inexploitées	97	72	55	44	38
Non développées	5 630	3 051	1 721	966	508
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>12 486</b>	<b>8 047</b>	<b>5 630</b>	<b>4 185</b>	<b>3 254</b>
<b>Probables</b>	<b>13 111</b>	<b>6 634</b>	<b>3 752</b>	<b>2 244</b>	<b>1 373</b>
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>25 597</b>	<b>14 681</b>	<b>9 382</b>	<b>6 429</b>	<b>4 627</b>

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

Au 31 décembre 2015

(en millions de dollars)	Activités canadiennes		Activités américaines		Total	
	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables
Produits des activités ordinaires	16 661	36 287	27 125	59 671	43 786	95 958
Redevances, et taxes à la production et impôts miniers	2 256	5 153	6 757	15 683	9 013	20 836
Coûts opérationnels	7 066	14 114	7 624	12 695	14 690	26 809
Frais de développement	2 098	4 592	3 282	9 252	5 380	13 844
Coûts d'abandon et de remise en état	728	869	564	722	1 292	1 591
<b>Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu</b>	<b>4 513</b>	<b>11 559</b>	<b>8 898</b>	<b>21 319</b>	<b>13 411</b>	<b>32 878</b>
Impôts sur le revenu	897	2 784	28	4 497	925	7 281
<b>Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts sur le revenu</b>	<b>3 616</b>	<b>8 775</b>	<b>8 870</b>	<b>16 822</b>	<b>12 486</b>	<b>25 597</b>

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

Au 31 décembre 2015

Catégorie de réserve	Type de produit	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts sur le revenu actualisés à 10 % par année		Valeur unitaire
Prouvées	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	687	1,63	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	(137)	(3,00)	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	2 897	0,88	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et d'autres sous-produits)	2 572	15,06	\$/b <sup>(2)</sup>
<b>Total</b>		<b>6 019</b>		
Prouvées et probables	Gaz de schiste (y compris les sous-produits)	1 407	1,84	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Méthane de houille (y compris les sous-produits)	(120)	(1,79)	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Gaz naturel classique (y compris les sous-produits)	4 761	0,87	\$/kpi <sup>(1)</sup>
	Pétrole de réservoirs étanches (y compris le gaz dissous et d'autres sous-produits)	5 354	13,47	\$/b <sup>(2)</sup>
<b>Total</b>		<b>11 402</b>		

(1) Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nets de gaz naturel.

(2) Les valeurs unitaires sont fondées sur les volumes de réserves nets de pétrole.

## Hypothèses de prix (prix prévisionnels)

Le tableau qui suit présentant les prix de référence du gaz naturel et du pétrole, les taux de change et les taux d'inflation résume les hypothèses utilisées par les ERQI dans l'estimation des données relatives aux réserves d'Encana au moyen de prix et coûts prévisionnels. Les prix des LGN (éthane, propane, butanes, pentanes plus, condensat ou mélanges de ceux-ci) sont établis par rapport à des points de livraison comme Edmonton (Alberta), Conway (Kansas) et Mont Belvieu (Texas). Tous les prix prévisionnels utilisés sont fondés sur la moyenne des prévisions des prix des marchandises, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2016, de GLJ Petroleum Consultants Ltd., de Sproule Associates Ltd. et de McDaniel & Associates Consultants Ltd. (qui sont affichés sur leur site Web respectif au [www.gljpc.com](http://www.gljpc.com), au [www.sproule.com](http://www.sproule.com) et au [www.mcdan.com](http://www.mcdan.com)).

Année	Gaz naturel		Pétrole		Taux de change	Taux d'inflation
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$ CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Edmonton <sup>(1)</sup> (\$ CA/b)	\$ US/\$ CA	%/an
2015 <sup>(2,3)</sup>	2,66	2,79	48,80	57,21	0,7820	
2016	2,45	2,57	44,67	55,89	0,7350	0,7
2017	3,02	3,14	55,20	66,47	0,7667	1,3
2018	3,40	3,47	63,47	73,21	0,8017	1,8
2019	3,73	3,80	71,00	81,35	0,8167	1,8
2020	3,95	3,99	74,77	84,57	0,8333	1,8
2021-2030	4,12 - 5,11	4,13 - 5,15	78,24 - 97,40	87,88 - 109,49	0,8417	1,8
Par la suite	+1,8 %/année	+1,8 %/année	+1,8 %/année	+1,8 %/année	0,8417	1,8

(1) Léger non corrosif.

(2) Prix historiques moyens pondérés réels pour 2015.

(3) Les prix moyens pondérés avant redevances d'Encana pour 2015, excluant l'incidence des opérations de couverture réalisées, étaient de 2,66 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel, de 43,41 \$/b pour le pétrole et de 21,25 \$/b pour les LGN.



## Rapprochement des variations des réserves (avant redevances)

Les tableaux suivants donnent un rapprochement des réserves brutes de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana pour l'année terminée le 31 décembre 2015, au moyen de prix et coûts prévisionnels.

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

#### Activités canadiennes

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	383	701	2 668	3 752	14,0	83,1	97,2	722,5
Extensions et récupération améliorée	194	-	266	460	0,3	39,6	39,9	116,5
Révisions techniques	(21)	(52)	(84)	(157)	(0,9)	(3,4)	(4,3)	(30,5)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	-	(459)	(1)	(459)	(1,6)	(0,4)	(2,0)	(78,6)
Facteurs économiques	(61)	(79)	(134)	(274)	(0,4)	(6,3)	(6,8)	(52,5)
Production	(36)	(45)	(302)	(383)	(2,6)	(9,1)	(11,8)	(75,5)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>458</b>	<b>66</b>	<b>2 413</b>	<b>2 938</b>	<b>8,8</b>	<b>103,4</b>	<b>112,2</b>	<b>601,9</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

#### Activités américaines

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	1 205	-	1 507	2 712	244,3	113,3	357,6	809,5
Extensions et récupération améliorée	103	-	51	154	72,2	24,2	96,4	122,0
Révisions techniques	63	-	178	241	31,2	0,2	31,5	71,7
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(839)	-	(83)	(923)	(1,4)	(4,3)	(5,7)	(159,5)
Facteurs économiques	(66)	-	(177)	(244)	(45,3)	(19,1)	(64,4)	(105,0)
Production	(121)	-	(173)	(295)	(37,9)	(10,8)	(48,7)	(97,9)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>344</b>	<b>-</b>	<b>1 302</b>	<b>1 646</b>	<b>263,0</b>	<b>103,5</b>	<b>366,6</b>	<b>640,9</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

#### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	1 588	701	4 175	6 463	258,4	196,4	454,7	1 532,0
Extensions et récupération améliorée	297	-	317	614	72,5	63,8	136,2	238,5
Révisions techniques	42	(52)	94	84	30,3	(3,1)	27,2	41,2
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(839)	(459)	(84)	(1 382)	(3,1)	(4,7)	(7,7)	(238,1)
Facteurs économiques	(127)	(79)	(311)	(518)	(45,8)	(25,4)	(71,2)	(157,5)
Production	(158)	(45)	(475)	(677)	(40,5)	(20,0)	(60,5)	(173,4)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>802</b>	<b>66</b>	<b>3 716</b>	<b>4 584</b>	<b>271,8</b>	<b>207,0</b>	<b>478,8</b>	<b>1 242,8</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

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

### Activités canadiennes

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	180	191	2 158	2 529	5,1	72,4	77,5	498,9
Extensions et récupération améliorée	193	-	519	712	-	47,8	47,8	166,5
Révisions techniques	43	(48)	(164)	(170)	(2,2)	(6,1)	(8,3)	(36,5)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	-	(97)	-	(97)	(0,4)	(0,1)	(0,5)	(16,7)
Facteurs économiques	(42)	(14)	(179)	(236)	(0,1)	(8,9)	(9,0)	(48,3)
Production	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2015</b>	<b>374</b>	<b>31</b>	<b>2 334</b>	<b>2 738</b>	<b>2,4</b>	<b>105,1</b>	<b>107,5</b>	<b>563,9</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

### Activités américaines

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	514	-	755	1 269	468,8	142,2	611,0	822,4
Extensions et récupération améliorée	303	-	46	350	182,0	60,4	242,4	300,6
Révisions techniques	(295)	-	(557)	(851)	(323,1)	(97,0)	(420,1)	(562,0)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(93)	-	-	(93)	(7,7)	(2,1)	(9,9)	(25,3)
Facteurs économiques	(3)	-	(17)	(19)	(3,4)	(1,7)	(5,1)	(8,3)
Production	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2015</b>	<b>427</b>	<b>-</b>	<b>227</b>	<b>655</b>	<b>316,5</b>	<b>101,8</b>	<b>418,2</b>	<b>527,4</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	694	191	2 913	3 798	473,9	214,6	688,4	1 321,3
Extensions et récupération améliorée	496	-	565	1 062	182,0	108,2	290,2	467,2
Révisions techniques	(252)	(48)	(721)	(1 021)	(325,3)	(103,1)	(428,4)	(598,6)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(93)	(97)	-	(190)	(8,2)	(2,2)	(10,4)	(42,1)
Facteurs économiques	(45)	(14)	(196)	(255)	(3,5)	(10,6)	(14,1)	(56,6)
Production	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>31 décembre 2015</b>	<b>801</b>	<b>31</b>	<b>2 561</b>	<b>3 393</b>	<b>318,9</b>	<b>206,8</b>	<b>525,7</b>	<b>1 091,3</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

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

### Activités canadiennes

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	563	891	4 826	6 280	19,1	155,5	174,6	1 221,4
Extensions et récupération améliorée	387	-	785	1 172	0,3	87,4	87,7	283,0
Révisions techniques	22	(100)	(249)	(327)	(3,1)	(9,4)	(12,5)	(67,0)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	-	(556)	(1)	(557)	(2,1)	(0,5)	(2,6)	(95,4)
Facteurs économiques	(103)	(94)	(313)	(510)	(0,5)	(15,3)	(15,8)	(100,7)
Production	(36)	(45)	(302)	(383)	(2,6)	(9,1)	(11,8)	(75,5)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>832</b>	<b>98</b>	<b>4 747</b>	<b>5 677</b>	<b>11,2</b>	<b>208,5</b>	<b>219,7</b>	<b>1 165,8</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

### Activités américaines

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2014	1 719	-	2 262	3 980	713,1	255,5	968,5	1 631,9
Extensions et récupération améliorée	406	-	97	504	254,1	84,6	338,7	422,7
Révisions techniques	(232)	-	(379)	(610)	(291,9)	(96,8)	(388,7)	(490,3)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(932)	-	(83)	(1 015)	(9,2)	(6,4)	(15,6)	(184,8)
Facteurs économiques	(69)	-	(194)	(263)	(48,7)	(20,8)	(69,5)	(113,3)
Production	(121)	-	(173)	(295)	(37,9)	(10,8)	(48,7)	(97,9)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>771</b>	<b>-</b>	<b>1 530</b>	<b>2 301</b>	<b>579,5</b>	<b>205,3</b>	<b>784,8</b>	<b>1 168,3</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

### Total Encana

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)			Total (Mbep)
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total	
31 décembre 2013	2 282	891	7 088	10 261	732,2	411,0	1 143,2	2 853,3
Extensions et récupération améliorée	793	-	882	1 675	254,5	171,9	426,4	705,7
Révisions techniques	(210)	(100)	(627)	(937)	(295,0)	(106,2)	(401,2)	(557,3)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(932)	(556)	(84)	(1 572)	(11,2)	(6,9)	(18,1)	(280,1)
Facteurs économiques	(172)	(94)	(507)	(773)	(49,2)	(36,1)	(85,3)	(214,0)
Production	(158)	(45)	(475)	(677)	(40,5)	(20,0)	(60,5)	(173,4)
<b>31 décembre 2015</b>	<b>1 603</b>	<b>98</b>	<b>6 277</b>	<b>7 977</b>	<b>590,7</b>	<b>413,8</b>	<b>1 004,5</b>	<b>2 334,1</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

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

### Réserves non développées (prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

Les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées lorsque les facteurs économiques, 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 des réserves prouvées et probables non développées au 31 décembre 2015 est prévu pour les cinq et huit prochaines années respectivement, sauf dans les zones où la capacité de transport est restreinte, principalement dans Montney, où le développement des réserves probables est prévu pour les 10 prochaines années. Les réserves prouvées et probables non développées sont examinées tous les ans en vue de leur conservation ou de leur reclassification si le développement n'a pas eu lieu comme il était prévu auparavant.

Les tableaux qui suivent indiquent, pour chaque type de produit, les volumes de réserves prouvées non développées et de réserves probables non développées qui avaient été initialement attribués à chacun des trois derniers exercices. Les volumes attribués initialement sont ceux qui ont été initialement comptabilisés au cours de l'année en question.

#### Réserves prouvées non développées

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )							
	Gaz de schiste		Méthane de houille		Gaz naturel classique		Total	
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice
2013	137	646	-	122	823	2 622	960	3 390
2014	637	680	-	100	317	1 206	954	1 986
2015	257	326	-	-	264	1 068	520	1 394

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

#### Réserves prouvées non développées

	Pétrole et LGN (Mb)						
	Pétrole de réservoirs étanches		LGN		Total		
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	
2013		23,0	39,5	40,4	100,7	63,5	140,2
2014		93,1	105,5	53,2	88,1	146,3	193,5
2015		52,4	126,0	53,8	101,0	106,2	227,1

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

#### Réserves probables non développées

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )							
	Gaz de schiste		Méthane de houille		Gaz naturel classique		Total	
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice
2013	923	1 054	-	11	1 020	2 580	1 943	3 645
2014	516	540	-	11	505	2 371	1 021	2 921
2015	492	714	-	-	549	2 037	1 042	2 751

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué

## Réserves probables non développées

	Pétrole et LGN (Mb)					
	Pétrole de réservoirs étanches		LGN		Total	
	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice	Attribués initialement	Total à la fin de l'exercice
2013	35,4	42,7	46,9	92,3	82,2	134,9
2014	458,3	467,5	156,4	201,6	614,8	669,1
2015	167,5	300,8	106,8	187,2	274,4	487,9

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

## Facteurs ou incertitudes significatifs

Le calendrier de développement des réserves non développées de la société 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 peuvent avoir des effets importants sur les réserves d'Encana. Encana s'attend à devoir engager des coûts d'abandon et de remise en état à mesure que des terrains pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. Les coûts d'abandon et de remise en état reposent sur des estimations de la vie de la réserve, des coûts prévus au règlement et des taux d'inflation futurs. Aux fins des évaluations de réserves préparées par les ERQI, les coûts déduits au titre des coûts d'abandon et de remise en état dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs ne comprennent pas les coûts d'abandon et de remise en état des installations, des pipelines ou des puits qui ne comportent pas de réserves. En 2015, 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. En outre, il n'y a eu aucun coût d'abandon et de remise en état important, aucun coût de développement anormalement élevé ni aucune obligation contractuelle relative à la production à des prix inférieurs au marché.

## 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)	Activités canadiennes		Activités américaines		Total Encana	
	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables	Prouvées	Prouvées et probables
2016	182	270	428	871	610	1 141
2017	326	417	623	1 307	949	1 724
2018	292	577	596	1 515	888	2 092
2019	529	843	793	1 255	1 322	2 098
2020	567	854	521	1 533	1 088	2 387
Reste	202	1 631	321	2 771	523	4 402
<b>Total</b>	<b>2 098</b>	<b>4 592</b>	<b>3 282</b>	<b>9 252</b>	<b>5 380</b>	<b>13 844</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 des flux de trésorerie futurs, de l'encaisse disponible, des sorties d'actifs, des coentreprises ou d'une combinaison de ces éléments. De plus, la société dispose actuellement d'une capacité disponible sur ses facilités de crédit et son prospectus préalable de base.

## Horizon fiscal

---

Selon les régimes d'imposition actuels, les caractéristiques fiscales dont dispose Encana, le niveau prévu des flux de trésorerie et les dépenses d'investissement, Encana estime actuellement qu'elle paiera de l'impôt sur le revenu en 2016. Le revenu imposable varie en fonction du total du revenu et des dépenses, et l'estimation d'Encana est sensible aux hypothèses concernant les prix des marchandises, la production, les niveaux des flux de trésorerie et des dépenses d'investissement et les opérations d'acquisition et d'aliénation. Les comptes fiscaux, la valeur fiscale, les reports de perte prospectifs et les autres crédits d'impôt d'Encana qui peuvent être utilisés pour mettre à l'abri de l'impôt le revenu imposable futur sont indiqués à la note 7 des états financiers consolidés audités d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

## Coûts engagés

---

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement relatives aux activités d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

(en millions de dollars)	Activités canadiennes	Activités américaines	Total
Acquisitions			
Non prouvées	2	15	17
Prouvées	7	12	19
Total des acquisitions	9	27	36
Coûts d'exploration	3	3	6
Frais de développement	377	1 844	2 221
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>389</b>	<b>1 874</b>	<b>2 263</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 considérait en mesure de produire au 31 décembre 2015.

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	5 746	5 517	112	86	5 858	5 603	383	259	63	35	446	294
Colombie-Britannique	960	849	-	-	960	849	159	120	3	-	162	120
Nouvelle-Écosse	4	4	-	-	4	4	-	-	-	-	-	-
<b>Total – activités canadiennes</b>	<b>6 710</b>	<b>6 370</b>	<b>112</b>	<b>86</b>	<b>6 822</b>	<b>6 456</b>	<b>542</b>	<b>379</b>	<b>66</b>	<b>35</b>	<b>608</b>	<b>414</b>
Colorado	5 823	4 321	-	-	5 823	4 321	66	33	-	-	66	33
Louisiane	32	16	5	5	37	21	-	-	-	-	-	-
Mississippi	-	-	42	27	42	27	-	-	-	-	-	-
Montana	-	-	1	-	1	-	1	1	-	-	1	1
Dakota du Nord	1	-	22	-	23	-	-	-	-	-	-	-
Nouveau-Mexique	157	55	195	165	352	220	-	-	-	-	-	-
Texas	-	-	1 841	1 733	1 841	1 733	-	-	26	25	26	25
Utah	1	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Wyoming	191	175	-	-	191	175	30	28	-	-	30	28
<b>Total – activités américaines</b>	<b>6 205</b>	<b>4 568</b>	<b>2 106</b>	<b>1 930</b>	<b>8 311</b>	<b>6 498</b>	<b>97</b>	<b>62</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>123</b>	<b>87</b>
<b>Total Encana</b>	<b>12 915</b>	<b>10 938</b>	<b>2 218</b>	<b>2 016</b>	<b>15 133</b>	<b>12 954</b>	<b>639</b>	<b>441</b>	<b>92</b>	<b>60</b>	<b>731</b>	<b>501</b>

- (1) Encana détient divers droits de redevances dans environ 2 540 puits de gaz naturel et environ 100 puits de pétrole producteurs ou en mesure de produire.
- (2) Comprend des puits dont la complétion s'échelonne sur plusieurs dates : environ 11 396 puits bruts de gaz naturel (10 625 puits nets) et environ 65 puits bruts de pétrole (44 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 prévu en 2016, ou désignent des puits qui sont temporairement fermés en raison des conditions du marché, mais qui ne sont pas encore abandonnés. Tous les puits de pétrole et de gaz naturel non producteurs, mais considérés en mesure de produire sont situés près d'infrastructures existantes et/ou dans un rayon de transport rentable.



## Avoirs fonciers sans réserves attribuées

Le tableau qui suit résume le nombre d'acres brutes et d'acres nettes d'avoirs fonciers sans réserves attribuées dans lesquels Encana détenait une participation au 31 décembre 2015 et les acres nettes sans réserves attribuées pour lesquels nous prévoyons que les droits d'exploration, de développement et d'exploitation de la société expireront au cours de 2016.

(en milliers d'acres)	Acres brutes <sup>(1)</sup>	Acres nettes <sup>(1)</sup>	Acres nettes expirant dans l'année
<b>Canada</b>			
Alberta	1 338	896	66
Colombie-Britannique	808	545	70
Terre-Neuve-et-Labrador	35	2	-
Territoires du Nord-Ouest	45	12	-
Nouvelle-Écosse	21	10	-
<b>Total - Canada</b>	<b>2 247</b>	<b>1 465</b>	<b>136</b>
<b>États-Unis</b>			
Colorado	787	712	6
Louisiane	77	25	-
Mississippi	196	155	24
Nouveau-Mexique	326	183	1
Texas	126	130	13
Wyoming	18	17	-
Autres	10	8	-
<b>Total - États-Unis</b>	<b>1 540</b>	<b>1 230</b>	<b>44</b>
<b>International</b>			
Australie	104	40	-
<b>Total - international</b>	<b>104</b>	<b>40</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>3 891</b>	<b>2 735</b>	<b>180</b>

(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.

Le développement des ressources sur des terrains sans réserves attribuées comporte un certain nombre de facteurs économiques et techniques importants. Les estimations des ressources récupérables sont hautement incertaines dans les zones où le développement est restreint ou inexistant en raison principalement du risque associé à la géologie, de l'incertitude entourant le type de fluide et des autres caractéristiques des réservoirs.

Le développement réussi des ressources exige d'importants investissements financiers qui peuvent dépendre des fluctuations des prix des marchandises. En outre, la disponibilité de l'infrastructure de traitement et de transport, dont les routes, les pipelines et la capacité pipelinière, et les cadres fiscaux et réglementaires peuvent avoir une incidence sur le calendrier de développement des ressources. Les tarifs des marchandises, les dépenses d'investissement et les frais d'exploitation prévus peuvent retarder ou faire annuler un projet en raison de la valeur économique prévue qui en résulterait. Les ressources non développées pourraient également être soumises à de futures approbations de projet, internes et externes, ou à d'autres restrictions quant à l'échéancier qui pourraient faire reporter le développement des ressources.

La société est également assujettie aux lois et aux règlements relatifs aux questions environnementales dans tous les territoires où elle exerce des activités, y compris les dispositions portant sur la remise en état des terrains, l'évacuation des matières dangereuses et d'autres questions. Les terrains acquis peuvent comporter des risques environnementaux, qui sont inconnus de la société à l'heure actuelle et qui pourraient avoir été causés par les propriétaires ou les exploitants antérieurs des terrains. La société pourrait devenir responsable de ces risques environnementaux même si elle a tenté de limiter sa responsabilité par contrat. Il n'existait aucun coût d'abandon et de remise en état important, aucun coût de développement ni aucune obligation contractuelle anormalement élevés qui pourraient avoir une incidence sur les activités de développement ou de production prévues dans les terrains sans réserves attribuées.

## Activités d'exploration et de développement

Les tableaux suivants résument 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	Bruts	Bruts	Nets
<b>2015<sup>(3, 4)</sup></b>											
Activités canadiennes	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-
Activités américaines	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>

(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 2015, Encana forait des puits d'exploration qui représentaient environ 1 puits brut (1 puits net) au Canada.

(4) Au 31 décembre 2015, aucun forage de puits stratigraphique n'était effectué.

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

	Gaz		Pétrole		Service		Secs et abandonnés		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2015<sup>(3, 4)</sup></b>											
Activités canadiennes	160	135	-	-	4	2	-	-	13	177	137
Activités américaines	80	19	260	246	22	21	-	-	64	426	286
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>154</b>	<b>260</b>	<b>246</b>	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>77</b>	<b>603</b>	<b>423</b>

(1) Puits « bruts » désignent le nombre total de puits dans lesquels Encana détient une participation.

(2) Puits « nets » désignent le nombre de puits résultant de l'addition de la participation directe d'Encana dans chacun de ces puits bruts.

(3) Au 31 décembre 2015, Encana forait des puits de développement qui représentaient environ 5 puits bruts (4 puits nets) au Canada et environ 24 puits bruts (10 puits nets) aux États-Unis.

(4) Au 31 décembre 2015, aucun forage de puits stratigraphique n'était effectué.

## Volumes de production (avant redevances)

### Estimations de la production en 2016 (avant redevances)

Le tableau suivant résume le total du volume de la production estimative pour l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2016, 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.

#### Activités canadiennes

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées	40	16	248	303	1,4	9,6	11,1
Probables	4	4	33	41	0,1	1,6	1,8
<b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>43</b>	<b>20</b>	<b>280</b>	<b>344</b>	<b>1,6</b>	<b>11,2</b>	<b>12,8</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

#### Activités américaines

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées	37	-	128	166	28,5	9,1	37,5
Probables	6	-	-	6	5,7	0,8	6,5
<b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>43</b>	<b>-</b>	<b>128</b>	<b>171</b>	<b>34,2</b>	<b>9,9</b>	<b>44,1</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

#### Total Encana

(exercice)	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )				Pétrole et LGN (Mb)		
	Gaz de schiste	Méthane de houille	Gaz naturel classique	Total	Pétrole de réservoirs étanches	LGN	Total
Prouvées	77	16	376	469	29,9	18,7	48,6
Probables	9	4	33	46	5,8	2,5	8,3
<b>Total des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>86</b>	<b>20</b>	<b>409</b>	<b>515</b>	<b>35,8</b>	<b>21,1</b>	<b>56,9</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

**Volumes de production par pays en 2015  
(avant redevances)**

(moyenne quotidienne)	2015				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz de schiste (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Activités canadiennes	100	117	92	91	98
Activités américaines	332	242	354	354	380
	432	359	446	445	478
<b>Méthane de houille (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Activités canadiennes	122	111	114	118	146
Activités américaines	-	-	-	-	-
	122	111	114	118	146
<b>Gaz naturel classique (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Activités canadiennes	827	847	736	767	962
Activités américaines	476	452	464	485	505
	1 303	1 299	1 200	1 252	1 467
<b>Total du gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Activités canadiennes	1 049	1 075	942	976	1 206
Activités américaines	808	694	818	839	885
	1 857	1 769	1 760	1 815	2 091
<b>Pétrole de réservoirs étanches (kb/j)</b>					
Activités canadiennes	7,2	5,7	6,9	8,0	8,2
Activités américaines	103,9	111,0	110,4	101,7	92,3
	111,1	116,7	117,3	109,7	100,5
<b>LGN (kb/j)</b>					
Activités canadiennes	25,1	30,3	24,3	22,3	23,5
Activités américaines	29,7	33,0	33,5	26,5	25,5
	54,8	63,3	57,8	48,8	49,0
<b>Total du pétrole et de LGN (kb/j)</b>					
Activités canadiennes	32,3	36,0	31,2	30,3	31,7
Activités américaines	133,6	144,0	143,9	128,2	117,8
	165,9	180,0	175,1	158,5	149,5

## Résultats par élément (avant redevances)

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

### Rentrées nettes par pays (avant redevances)

	2015				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz de schiste (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	2,03	1,90	1,97	2,02	2,26
Redevances	0,03	0,03	0,03	0,01	0,03
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,08	0,07	0,07	0,07	0,14
Transport et traitement	2,44	2,08	2,40	2,56	2,82
Coûts opérationnels	0,63	1,00	0,44	0,45	0,53
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(1,15)</b>	<b>(1,28)</b>	<b>(0,97)</b>	<b>(1,07)</b>	<b>(1,26)</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	2,53	2,10	2,66	2,50	2,72
Redevances	0,56	0,48	0,59	0,55	0,57
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,12	0,10	0,11	0,15	0,10
Transport et traitement	1,11	1,10	1,19	1,09	1,06
Coûts opérationnels	0,24	0,04	0,27	0,31	0,28
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,50</b>	<b>0,38</b>	<b>0,50</b>	<b>0,40</b>	<b>0,71</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	2,42	2,03	2,52	2,40	2,62
Redevances	0,43	0,34	0,48	0,44	0,46
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,11	0,09	0,10	0,13	0,11
Transport et traitement	1,42	1,42	1,44	1,39	1,42
Coûts opérationnels	0,33	0,35	0,31	0,34	0,33
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,13</b>	<b>(0,17)</b>	<b>0,19</b>	<b>0,10</b>	<b>0,30</b>
<b>Méthane de houille (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Activités canadiennes et total d'Encana					
Prix avant redevances	2,33	2,08	2,42	2,29	2,49
Redevances	0,62	0,57	0,63	0,74	0,54
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,25	0,19	0,26	0,23	0,31
Transport et traitement	0,42	0,29	0,43	0,59	0,38
Coûts opérationnels	0,53	0,76	0,59	0,86	0,04
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,51</b>	<b>0,27</b>	<b>0,51</b>	<b>(0,13)</b>	<b>1,22</b>

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

	Exercice	T4	2015		
			T3	T2	T1
<b>Gaz naturel classique (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	2,83	2,01	2,48	2,37	4,21
Redevances	0,09	0,05	0,05	0,10	0,17
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,04	0,03	0,04	0,05	0,04
Transport et traitement	1,65	1,56	1,71	1,85	1,51
Coûts opérationnels	0,29	0,28	0,31	0,30	0,28
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,76</b>	<b>0,09</b>	<b>0,37</b>	<b>0,07</b>	<b>2,21</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	2,68	2,40	2,81	2,34	3,14
Redevances	0,43	0,38	0,41	0,46	0,47
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,08	0,07	0,12	0,06	0,05
Transport et traitement	2,48	2,32	2,67	2,41	2,53
Coûts opérationnels	0,74	0,72	0,64	0,78	0,83
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(1,05)</b>	<b>(1,09)</b>	<b>(1,03)</b>	<b>(1,37)</b>	<b>(0,74)</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	2,77	2,14	2,61	2,36	3,84
Redevances	0,22	0,16	0,19	0,24	0,27
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,05	0,05	0,07	0,05	0,04
Transport et traitement	1,95	1,82	2,08	2,07	1,86
Coûts opérationnels	0,46	0,43	0,44	0,49	0,47
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,09</b>	<b>(0,32)</b>	<b>(0,17)</b>	<b>(0,49)</b>	<b>1,20</b>
<b>Total du gaz naturel produit (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	2,70	2,00	2,42	2,33	3,84
Redevances	0,15	0,10	0,12	0,17	0,20
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,07	0,05	0,07	0,07	0,08
Transport et traitement	1,58	1,48	1,63	1,77	1,48
Coûts opérationnels	0,35	0,41	0,35	0,39	0,27
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,55</b>	<b>(0,04)</b>	<b>0,25</b>	<b>(0,07)</b>	<b>1,81</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	2,62	2,29	2,75	2,41	2,96
Redevances	0,48	0,42	0,49	0,50	0,51
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,09	0,08	0,12	0,10	0,07
Transport et traitement	1,92	1,89	2,03	1,86	1,90
Coûts opérationnels	0,54	0,48	0,48	0,58	0,59
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(0,41)</b>	<b>(0,58)</b>	<b>(0,37)</b>	<b>(0,63)</b>	<b>(0,11)</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	2,66	2,12	2,57	2,36	3,47
Redevances	0,29	0,22	0,29	0,32	0,33
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,08	0,06	0,09	0,08	0,08
Transport et traitement	1,73	1,64	1,81	1,81	1,66
Coûts opérationnels	0,43	0,44	0,41	0,48	0,41
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,13</b>	<b>(0,24)</b>	<b>(0,03)</b>	<b>(0,33)</b>	<b>0,99</b>

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

	Exercice	2015			
		T4	T3	T2	T1
<b>Total du pétrole de réservoirs étanches (\$/b)</b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	43,17	38,35	40,94	52,71	39,08
Redevances	9,12	11,26	9,24	9,45	7,19
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,72	0,76	0,75	0,77	0,61
Transport et traitement	13,54	15,58	12,36	13,68	12,97
Coûts opérationnels	5,81	5,88	3,93	5,72	7,46
<b>Rentrées nettes</b>	<b>13,98</b>	<b>4,87</b>	<b>14,66</b>	<b>23,09</b>	<b>10,85</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	43,42	37,37	42,63	53,41	40,70
Redevances	9,48	8,17	9,30	11,77	8,74
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,12	1,76	1,94	2,30	2,61
Transport et traitement	0,03	0,11	(0,02)	-	-
Coûts opérationnels	9,43	8,58	9,98	11,00	8,05
<b>Rentrées nettes</b>	<b>22,36</b>	<b>18,75</b>	<b>21,43</b>	<b>28,34</b>	<b>21,30</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	43,41	37,42	42,53	53,36	40,56
Redevances	9,45	8,32	9,30	11,60	8,62
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,03	1,71	1,87	2,19	2,45
Transport et traitement	0,90	0,87	0,71	1,00	1,06
Coûts opérationnels	9,19	8,44	9,62	10,61	8,00
<b>Rentrées nettes</b>	<b>21,84</b>	<b>18,08</b>	<b>21,03</b>	<b>27,96</b>	<b>20,43</b>
<b>Total des LGN (\$/b)<sup>(1)</sup></b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	29,51	29,15	27,56	34,15	27,61
Redevances	2,99	2,28	3,30	4,14	2,51
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	-	-	-	-	-
Transport et traitement	1,44	1,23	0,89	1,46	2,30
<b>Rentrées nettes</b>	<b>25,08</b>	<b>25,64</b>	<b>23,37</b>	<b>28,55</b>	<b>22,80</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	14,26	13,19	13,55	15,49	15,34
Redevances	2,83	2,65	2,82	3,08	2,80
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,71	0,63	0,96	0,56	0,65
Transport et traitement	1,16	1,10	1,12	0,93	1,56
<b>Rentrées nettes</b>	<b>9,56</b>	<b>8,81</b>	<b>8,65</b>	<b>10,92</b>	<b>10,33</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	21,25	20,84	19,43	24,00	21,22
Redevances	2,90	2,47	3,02	3,57	2,66
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,38	0,33	0,55	0,30	0,34
Transport et traitement	1,29	1,16	1,02	1,17	1,91
<b>Rentrées nettes</b>	<b>16,68</b>	<b>16,88</b>	<b>14,84</b>	<b>18,96</b>	<b>16,31</b>

(1) Les coûts opérationnels relatifs au gaz de schiste, au méthane de houille et au gaz classique ne sont pas attribués aux LGN.



	Exercice	T4	2015		
			T3	T2	T1
<b>Total du pétrole et des LGN (\$/b)<sup>(1)</sup></b>					
Activités canadiennes					
Prix avant redevances	32,56	30,60	30,53	39,06	30,59
Redevances	4,36	3,69	4,62	5,55	3,73
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,16	0,12	0,17	0,20	0,16
Transport et traitement	4,14	3,49	3,44	4,69	5,07
Coûts opérationnels	1,30	0,93	0,87	1,52	1,94
<b>Rentrées nettes</b>	<b>22,60</b>	<b>22,37</b>	<b>21,43</b>	<b>27,10</b>	<b>19,69</b>
Activités américaines					
Prix avant redevances	36,94	31,83	35,86	45,56	35,20
Redevances	8,00	6,90	7,79	9,97	7,45
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	1,81	1,50	1,71	1,94	2,19
Transport et traitement	0,28	0,34	0,25	0,19	0,34
Coûts opérationnels	7,33	6,61	7,65	8,72	6,30
<b>Rentrées nettes</b>	<b>19,52</b>	<b>16,48</b>	<b>18,46</b>	<b>24,74</b>	<b>18,92</b>
Total d'Encana					
Prix avant redevances	36,09	31,58	34,91	44,32	34,22
Redevances	7,29	6,26	7,23	9,13	6,66
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	1,49	1,22	1,43	1,61	1,76
Transport et traitement	1,03	0,97	0,81	1,05	1,34
Coûts opérationnels	6,16	5,47	6,44	7,34	5,38
<b>Rentrées nettes</b>	<b>20,12</b>	<b>17,66</b>	<b>19,00</b>	<b>25,19</b>	<b>19,08</b>

(1) Les coûts opérationnels relatifs au gaz de schiste, au méthane de houille et au gaz classique ne sont pas attribués aux LGN.

### Incidences des opérations de couverture sur les rentrées nettes d'Encana (avant redevances)

	Exercice	T4	2015		
			T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Activités canadiennes	1,25	1,16	1,19	1,19	1,42
Activités américaines	0,81	1,14	0,72	0,76	0,68
<b>Total</b>	<b>1,06</b>	<b>1,15</b>	<b>0,97</b>	<b>0,99</b>	<b>1,11</b>
Pétrole et LGN (\$/b)					
Activités canadiennes	1,37	4,30	1,82	(1,92)	0,68
Activités américaines	3,79	6,66	4,07	0,41	3,61
<b>Total</b>	<b>3,32</b>	<b>6,18</b>	<b>3,67</b>	<b>(0,04)</b>	<b>2,99</b>

## Annexe B - Rapport sur les données relatives aux réserves établi par 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 2015. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2015, estimés 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 une opinion sur ces données en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. 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 de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation 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 2015, et indique les portions respectives de ces données que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de dollars américains)
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2015	Canada	1 017
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	31 décembre 2015	Canada	3 201
Netherland, Sewell & Associates, Inc.	31 décembre 2015	États-Unis	7 184
<b>Total</b>			<b>11 402</b>

6. 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.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports visés au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.
8. 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.  
**McDaniel & Associates Consultants Ltd.**  
Calgary (Alberta) Canada

(signé) GLJ Petroleum Consultants Ltd.  
**GLJ Petroleum Consultants Ltd.**  
Calgary (Alberta) Canada

(signé) Netherland, Sewell & Associates, Inc.  
**Netherland, Sewell & Associates, Inc.**  
Dallas (Texas) États-Unis

Le 22 février 2016

## 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.

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 :

- 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 et, à l'égard du changement d'un évaluateur de réserves qualifié indépendant, de vérifier si des différends avaient opposé l'évaluateur de réserves indépendant à la direction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

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, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu du relevé prévu à l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport, prévu à l'Annexe 51-101A2, des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

(signé) Douglas J. Suttles  
**Douglas J. Suttles**  
Président et chef de la direction

(signé) David G. Hill  
**David G. Hill**  
Vice-président directeur, Exploration et expansion des affaires

(signé) Clayton H. Woitas  
**Clayton H. Woitas**  
Administrateur et président du conseil

(signé) Howard J. Mayson  
**Howard J. Mayson**  
Administrateur et président du comité des réserves

Le 23 février 2016

## 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 choisie sur ses réserves et sur 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 » dans la présente notice annuelle. La date d'effet de l'information sur les réserves, le pétrole et le gaz ci-après donnée est le 31 décembre 2015, et cette information a été établie au 22 février 2016.

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

### Réserves prouvées nettes (protocole américain)

Les estimations des réserves dans la présente annexe sont conformes aux règlements de la SEC. Les normes exigent que les réserves prouvées soient estimées selon les conditions économiques en vigueur (prix constants). En se fondant sur cette méthodologie, les résultats d'Encana ont été établis en fonction du prix historique moyen sur les 12 derniers mois pour chacun des exercices inclus dans cette annexe. La moyenne sur 12 mois est calculée comme la moyenne non pondérée du prix le premier jour de chaque mois.

#### Réserves de gaz naturel

En 2015, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana, d'environ 3,1 Tpi<sup>3</sup>, ont décliné de 2,4 Tpi<sup>3</sup> par rapport à 2014 en raison principalement des ventes de réserves en place de 1,2 Tpi<sup>3</sup>, qui résultaient de la transition stratégique de la société vers un portefeuille de marchandises plus équilibré et de l'incidence des prix moyens sur les 12 derniers mois inférieurs de 1,1 Tpi<sup>3</sup>.

En 2014, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana, d'environ 5,5 Tpi<sup>3</sup> ont diminué de 2,4 Tpi<sup>3</sup> par rapport à 2013 en raison principalement des ventes de réserves en place de 2,4 Tpi<sup>3</sup>, qui résultaient de la stratégie d'Encana de se réorienter vers des zones riches en pétrole et en liquides.

En 2013, les réserves prouvées de gaz naturel d'Encana d'environ 7,9 Tpi<sup>3</sup> ont baissé de 0,9 Tpi<sup>3</sup> par rapport à 2012, principalement en raison de changements apportés aux plans de développement de la société et de leur incidence sur la comptabilisation des réserves prouvées non développées. Les extensions et les découvertes, réparties presque également entre les États-Unis et le Canada, ont représenté 1,0 Tpi<sup>3</sup>, ce qui se compare aux résultats de l'année précédente.

#### Réserves de pétrole et de LGN

En 2015, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana, de 288,8 Mb, ont diminué de 72,9 Mb par rapport à 2014, principalement en raison des révisions négatives et de la récupération améliorée de 130,5 Mb, attribuables essentiellement à l'incidence des prix moyens sur les 12 derniers mois inférieurs de 112,5 Mb, qui ont été contrebalancées en partie par des extensions et des découvertes représentant 113,0 Mb.

En 2014, les réserves prouvées de pétrole d'Encana de 205,0 Mb ont progressé de 127,7 Mb par rapport à 2013 principalement en raison des achats de réserves en place de 148,2 Mb. Ces achats ont eu lieu aux États-Unis et s'inscrivaient dans la stratégie d'Encana de se réorienter vers des zones riches en pétrole et en liquides. En 2014, les réserves prouvées de LGN d'Encana de 156,7 Mb ont monté de 13,2 Mb par rapport en 2013 en raison principalement des extensions et des découvertes de 31,1 Mb, qui ont été à leur tour partiellement compensées par les ventes déduction faite des achats des réserves en place de 12,4 Mb.

En 2013, les réserves prouvées de pétrole et de LGN d'Encana, d'environ 220,8 Mb, ont augmenté de 10,8 Mb par rapport à 2012. Les extensions et les découvertes ont représenté 55,8 Mb répartis presque également entre les États-Unis et le Canada. Les révisions et l'amélioration de la récupération ont été touchées par la diminution des réserves de LGN attribuable principalement au rejet d'éthane aux États-Unis. Il y a rejet d'éthane lorsque l'éthane présent dans le flux n'est pas récupéré pendant la production sous forme de LGN mais plutôt vendu comme gaz naturel.

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

	Gaz naturel (Gpi <sup>3</sup> )			Pétrole (Mb)			LGN (Mb)			Total (Mbp)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
<b>2013</b>										
Début de l'exercice	4 550	4 242	8 792	13,0	46,0	59,0	88,6	62,4	151,0	1 675,3
Révisions et récupération améliorée <sup>(3)</sup>	(256)	(362)	(618)	2,6	(1,2)	1,4	(9,6)	(16,1)	(25,7)	(127,3)
Extensions et découvertes	499	482	981	11,5	14,3	25,8	16,7	13,3	30,0	219,3
Achat de réserves en place	-	7	7	-	0,5	0,5	-	0,1	0,1	1,8
Vente de réserves en place	(295)	(1)	(296)	-	-	-	(1,5)	(0,1)	(1,6)	(50,9)
Production	(523)	(491)	(1 014)	(4,3)	(5,1)	(9,4)	(6,8)	(3,5)	(10,3)	(188,7)
Fin de l'exercice	3 975	3 877	7 852	22,8	54,5	77,3	87,4	56,1	143,5	1 529,5
Développées	2 744	2 619	5 363	16,5	31,1	47,6	44,6	24,1	68,7	1 010,1
Non développées	1 231	1 258	2 489	6,3	23,4	29,7	42,8	32,0	74,8	519,3
<b>Total</b>	<b>3 975</b>	<b>3 877</b>	<b>7 852</b>	<b>22,8</b>	<b>54,5</b>	<b>77,3</b>	<b>87,4</b>	<b>56,1</b>	<b>143,5</b>	<b>1 529,5</b>
<b>2014</b>										
Début de l'exercice	3 975	3 877	7 852	22,8	54,5	77,3	87,4	56,1	143,5	1 529,5
Révisions et récupération améliorée <sup>(4)</sup>	250	(511)	(261)	(5,0)	(2,7)	(7,7)	10,9	(2,6)	8,3	(41,5)
Extensions et découvertes	385	493	879	4,7	21,4	26,1	22,3	8,8	31,1	202,2
Achat de réserves en place	6	234	240	-	148,2	148,2	0,1	52,9	53,0	241,1
Vente de réserves en place	(885)	(1 473)	(2 358)	(6,6)	(14,2)	(20,8)	(45,5)	(20,0)	(65,4)	(479,2)
Production	(503)	(355)	(858)	(5,0)	(13,1)	(18,0)	(8,6)	(5,0)	(13,6)	(174,7)
Fin de l'exercice	3 229	2 265	5 494	10,9	194,1	205,0	66,6	90,2	156,7	1 277,4
Développées	2 282	1 606	3 887	8,2	112,3	120,5	31,6	53,4	85,0	853,3
Non développées	947	660	1 607	2,8	81,8	84,5	34,9	36,8	71,7	424,1
<b>Total</b>	<b>3 229</b>	<b>2 265</b>	<b>5 494</b>	<b>10,9</b>	<b>194,1</b>	<b>205,0</b>	<b>66,6</b>	<b>90,2</b>	<b>156,7</b>	<b>1 277,4</b>
<b>2015</b>										
Début de l'exercice	3 229	2 265	5 494	10,9	194,1	205,0	66,6	90,2	156,7	1 277,4
Révisions et récupération améliorée <sup>(5)</sup>	(801)	(342)	(1 144)	(0,9)	(73,6)	(74,6)	(14,8)	(41,1)	(55,9)	(321,1)
Extensions et découvertes	313	159	472	-	68,4	68,4	19,8	24,9	44,7	191,7
Achat de réserves en place	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vente de réserves en place	(434)	(728)	(1 163)	(1,6)	(1,2)	(2,8)	(0,4)	(3,6)	(4,0)	(200,6)
Production	(354)	(241)	(596)	(2,0)	(29,7)	(31,8)	(8,3)	(8,6)	(16,9)	(148,0)
Fin de l'exercice	1 952	1 112	3 064	6,4	157,9	164,3	62,8	61,7	124,5	799,4
Développées	1 295	928	2 223	5,0	91,6	96,6	31,8	37,8	69,5	536,6
Non développées	657	184	841	1,3	66,3	67,7	31,0	24,0	55,0	262,8
<b>Total</b>	<b>1 952</b>	<b>1 112</b>	<b>3 064</b>	<b>6,4</b>	<b>157,9</b>	<b>164,3</b>	<b>62,8</b>	<b>61,7</b>	<b>124,5</b>	<b>799,4</b>

\* Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Définitions :

- Réserves « nettes » désignent les réserves restantes d'Encana, après déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
  - 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 géoscientifiques et d'ingénierie, 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.
  - 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.
  - 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 importantes.
- Encana ne dépose pas d'estimations des réserves prouvées nettes totales de gaz naturel, de pétrole et de LGN auprès des autorités fédérales américaines, mise à part la SEC.
  - En 2013, le poste « Révision et récupération améliorée » comprend une réduction de 2 872 Gpi<sup>3</sup> attribuable à la diminution des réserves prouvées non développées comptabilisées, un résultat partiellement contrebalancé par des ajouts de 2 233 Gpi<sup>3</sup> attribuables à des prix historiques moyens sur 12 mois beaucoup plus élevés du gaz naturel et à des révisions mineures positives.
  - En 2014, le poste « Révision et récupération améliorée » pour le gaz naturel comprend une réduction de 520 Gpi<sup>3</sup> attribuable aux modifications apportées à la comptabilisation des réserves prouvées non développées aux États-Unis.
  - En 2015, le poste « Révisions et récupération améliorée » pour le gaz naturel comprend une réduction de 1 106 Gpi<sup>3</sup> attribuable aux prix historiques moyens sur les 12 derniers mois inférieurs du gaz naturel. Le poste « Révisions et récupération améliorée » pour le pétrole et les LGN comprend des réductions respectives de 59,9 Mb et de 52,6 Mb attribuables aux prix historiques moyens sur les 12 derniers mois inférieurs du pétrole et des LGN.

## Hypothèses de prix (prix constants de la SEC)

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

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Centre Henry (\$/MBTU)	AECO (\$ CA/MBTU)	WTI (\$/b)	Léger non corrosif d'Edmonton (\$ CA/b)
<b>Prix des réserves<sup>(1)</sup></b>				
2013	3,67	3,14	96,94	93,44
2014	4,34	4,63	94,99	96,40
2015	2,58	2,69	50,28	58,82

(1) Aux fins des estimations des produits des activités ordinaires nets et des réserves, tous les prix demeurent constants pour toutes les années futures.

## Réserves prouvées non développées

Les réserves prouvées non développées de gaz naturel d'Encana ont représenté environ 27 pour cent du total des réserves de gaz naturel prouvées au 31 décembre 2015, en baisse par rapport à environ 29 pour cent au 31 décembre 2014. Au 31 décembre 2015, environ 41 pour cent des réserves prouvées de pétrole d'Encana étaient des réserves non développées, ce qui demeure inchangé par rapport à environ 41 pour cent au 31 décembre 2014. Au 31 décembre 2015, environ 44 pour cent des réserves prouvées de LGN d'Encana étaient des réserves non développées, ce qui constitue une baisse par rapport à environ 46 pour cent au 31 décembre 2014.

La comptabilisation de réserves prouvées non développées était fondée sur des facteurs économiques, le mérite technique, des considérations commerciales et des plans de développement. Toutes les réserves prouvées non développées au 31 décembre 2015 devraient être développées d'ici cinq ans et elles sont attribuées à des emplacements faisant l'objet d'un plan de développement adopté par la direction d'Encana. Aux fins de l'évaluation des réserves d'Encana au 31 décembre 2015, les réserves prouvées non développées qui sont demeurées ou devraient demeurer non développées pendant cinq années ou plus à partir de leur comptabilisation initiale ne sont pas importantes.

Au cours de 2015, environ 49,6 Mbep de réserves prouvées non développées ont été converties en réserves prouvées développées. Les investissements effectués en 2015 pour convertir les réserves prouvées non développées en réserves prouvées développées se sont chiffrés à environ 0,6 G\$.



## Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs et variations de cette mesure

---

Les hypothèses utilisées pour calculer la mesure standardisée sont conformes à la directive *Accounting Standards Codification Topic 932 Extractive Industries - Oil and Gas* de la Financial Accounting Standards Board et aux directives de la SEC.

Pour le calcul de la mesure standardisée de la valeur actualisée de ses flux de trésorerie nets futurs, Encana a déterminé le montant de ses encaissements en appliquant des hypothèses de prix et de coûts constants à la production annuelle future qu'elle prévoit tirer de ses réserves prouvées. Les frais de production et de développement futurs supposent le maintien des conditions économiques, d'exploitation et de réglementation existantes. Le montant des impôts sur le revenu futurs est calculé en appliquant les taux d'imposition établis par la loi à ses flux de trésorerie avant impôts futurs, après avoir tenu compte de la charge fiscale associée à ses biens pétroliers et gaziers conformément aux lois et aux règlements en vigueur. L'écart d'actualisation a été calculé en appliquant un facteur d'actualisation de 10 pour cent aux flux de trésorerie nets futurs. La mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs déterminée par les ERQI d'Encana à l'égard des réserves qu'ils ont respectivement évaluées, qui a été rajustée dans la mesure prévue par les ententes contractuelles, comme les activités de gestion des risques liés aux prix, en vigueur à la fin de l'exercice et pour tenir compte des obligations de mise hors service d'immobilisations et des impôts sur le revenu futurs de la société.

Encana signale que la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz ne correspond ni à la juste valeur marchande des biens pétroliers et gaziers d'Encana, ni aux flux de trésorerie nets futurs qu'elle prévoit tirer de ces biens. La valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs ne comprend pas la juste valeur marchande voués à l'exploration ni de réserves probables ou possibles de pétrole ou de gaz, et ne tient pas compte de l'effet de la variation future prévue des prix du pétrole et du gaz naturel, des coûts de mise en valeur, de mise hors service d'immobilisations ou de production, ni de modifications possibles à la réglementation fiscale et à la réglementation régissant les redevances. Le taux d'actualisation prescrit de 10 pour cent pourrait ne pas refléter de façon adéquate les taux d'intérêt futurs réels.

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

(en millions de dollars)	Canada			États-Unis		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Encaissements futurs	6 284	19 255	19 039	9 462	26 742	17 217
Moins les charges futures suivantes :						
Frais de production	3 800	7 456	7 377	3 959	6 673	4 484
Frais de développement	1 725	3 276	4 515	3 092	4 087	3 982
Impôts sur le revenu	-	1 727	652	-	2 886	1 615
Flux de trésorerie nets futurs	759	6 796	6 495	2 411	13 096	7 136
Moins l'actualisation au taux annuel de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	122	2 320	1 836	984	6 015	2 978
<b>Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs</b>	<b>637</b>	<b>4 476</b>	<b>4 659</b>	<b>1 427</b>	<b>7 081</b>	<b>4 158</b>

(en millions de dollars)	Total		
	2015	2014	2013
Encaissements futurs	15 746	45 997	36 256
Moins les charges futures suivantes :			
Frais de production	7 759	14 129	11 861
Frais de développement	4 817	7 363	8 497
Impôts sur le revenu	-	4 613	2 267
Flux de trésorerie nets futurs	3 170	19 892	13 631
Moins l'actualisation au taux annuel de 10 % selon les dates estimatives des flux de trésorerie	1 106	8 335	4 814
<b>Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs</b>	<b>2 064</b>	<b>11 557</b>	<b>8 817</b>

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

(en millions de dollars)	Canada			États-Unis		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Solde en début d'exercice	4 476	4 659	3 002	7 081	4 158	3 015
Variations résultant des éléments suivants :						
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(969)	(2 120)	(1 649)	(1 250)	(1 746)	(1 490)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	109	827	725	504	1 429	633
Achats de réserves prouvées en place	-	9	-	-	3 052	16
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(674)	(1 320)	(304)	(1 604)	(1 902)	(2)
Variation nette des prix et des coûts de production	(3 094)	1 777	2 703	(3 266)	2 567	1 891
Révisions aux estimations de quantité	(1 355)	314	(178)	(2 183)	(616)	(324)
Accroissement de l'écart d'actualisation	565	515	311	834	503	333
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	435	532	417	263	(3)	708
Autres	(32)	(36)	14	(210)	24	(68)
Variation nette des impôts sur le résultat	1 176	(681)	(382)	1 258	(385)	(554)
<b>Solde en fin d'exercice</b>	<b>637</b>	<b>4 476</b>	<b>4 659</b>	<b>1 427</b>	<b>7 081</b>	<b>4 158</b>

(en millions de dollars)	Total		
	2015	2014	2013
Solde en début d'exercice	11 557	8 817	6 017
Variations résultant des éléments suivants :			
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(2 219)	(3 866)	(3 139)
Découvertes et extensions, déduction faite des frais connexes	613	2 256	1 358
Achats de réserves prouvées en place	-	3 061	16
Ventes et transferts de réserves prouvées en place	(2 278)	(3 222)	(306)
Variation nette des prix et des frais de production	(6 360)	4 344	4 594
Révisions aux estimations de quantité	(3 538)	(302)	(502)
Accroissement de l'écart d'actualisation	1 399	1 018	644
Estimation antérieure des frais de développement engagés, déduction faite de la variation des frais de développement futurs	698	529	1 125
Autres	(242)	(12)	(54)
Variation nette des impôts sur le résultat	2 434	(1 066)	(936)
<b>Solde en fin d'exercice</b>	<b>2 064</b>	<b>11 557</b>	<b>8 817</b>

## Résultats opérationnels

(en millions de dollars)	Canada			États-Unis		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Produits des activités pétrolières et gazières, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de traitement	1 168	2 475	2 068	1 911	2 244	2 041
Moins :						
Coûts opérationnels, taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	199	355	419	661	498	551
Amortissement et épuisement	305	625	601	1 088	992	818
Perte de valeur	-	-	-	6 473	-	-
Bénéfice (perte) opérationnels	664	1 495	1 048	(6 311)	754	672
Impôts sur le revenu	179	376	264	(2 285)	273	243
<b>Résultats opérationnels</b>	<b>485</b>	<b>1 119</b>	<b>784</b>	<b>(4 026)</b>	<b>481</b>	<b>429</b>

(en millions de dollars)	Total		
	2015	2014	2013
Produits des activités pétrolières et gazières, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de traitement	3 079	4 719	4 109
Moins :			
Coûts opérationnels, taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	860	853	970
Amortissement et épuisement	1 393	1 617	1 419
Perte de valeur	6 473	-	-
Bénéfice (perte) opérationnel	(5 647)	2 249	1 720
Impôts sur le revenu	(2 106)	649	507
<b>Résultats opérationnels</b>	<b>(3 541)</b>	<b>1 600</b>	<b>1 213</b>

## Coûts capitalisés et coûts engagés

### Coûts capitalisés

(en millions de dollars)	Canada			États-Unis		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Biens pétroliers et gaziers prouvés	14 866	18 271	25 003	25 723	24 279	26 529
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	334	478	598	5 282	5 655	470
Total des coûts en capital	15 200	18 749	25 601	31 005	29 934	26 999
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	14 170	16 566	23 012	23 822	16 260	22 074
<b>Coûts capitalisés nets</b>	<b>1 030</b>	<b>2 183</b>	<b>2 589</b>	<b>7 183</b>	<b>13 674</b>	<b>4 925</b>

(en millions de dollars)	Autre			Total		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Biens pétroliers et gaziers prouvés	58	65	71	40 647	42 615	51 603
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	-	-	-	5 616	6 133	1 068
Total des coûts en capital	58	65	71	46 263	48 748	52 671
Amortissement cumulé et provisions pour épuisement	58	65	71	38 050	32 891	45 157
<b>Coûts capitalisés nets</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8 213</b>	<b>15 857</b>	<b>7 514</b>

### Coûts engagés

(en millions de dollars)	Canada			États-Unis		
	2015	2014	2013	2015	2014 <sup>(1)</sup>	2013
Acquisitions						
Non prouvées	2	15	26	15	5 452	111
Prouvées	7	6	2	12	5 008	45
Total des acquisitions	9	21	28	27	10 460	156
Frais d'exploration	3	10	22	3	38	412
Frais de développement	377	1 216	1 343	1 844	1 247	871
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>389</b>	<b>1 247</b>	<b>1 393</b>	<b>1 874</b>	<b>11 745</b>	<b>1 439</b>

(en millions de dollars)	Total		
	2015	2014 <sup>(1)</sup>	2013
Acquisitions			
Non prouvées	17	5 467	137
Prouvées	19	5 014	47
Total des acquisitions	36	10 481	184
Frais d'exploration	6	48	434
Frais de développement	2 221	2 463	2 214
<b>Total des coûts engagés</b>	<b>2 263</b>	<b>12 992</b>	<b>2 832</b>

(1) Les données pour 2014 comprennent 5 338 M\$ dans les acquisitions non prouvées et 2 127 M\$ dans les acquisitions prouvées provenant de l'acquisition d'Athlon.

## Avoirs fonciers développés et non développés

Le tableau suivant résume les avoires fonciers développés, non développés et totaux d'Encana au 31 décembre 2015.

### Avoirs fonciers<sup>(1-7)</sup>

(en milliers d'acres)

		Développés		Non développés		Total		
		Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	
<b>Canada</b>								
Alberta	— Couronne	590	369	828	554	1 418	923	
	— Propriété franche	560	513	249	221	809	734	
	— Fief	1	1	2	2	3	3	
		<b>1 151</b>	<b>883</b>	<b>1 079</b>	<b>777</b>	<b>2 230</b>	<b>1 660</b>	
Colombie-Britannique	— Couronne	393	212	919	581	1 312	793	
	— Propriété franche	7	-	-	-	7	-	
	— Fief	-	-	1	1	1	1	
		<b>400</b>	<b>212</b>	<b>920</b>	<b>582</b>	<b>1 320</b>	<b>794</b>	
Terre-Neuve-et-Labrador	— Couronne	-	-	35	2	35	2	
	Territoires du Nord-Ouest	— Couronne	-	-	45	12	45	12
		— Couronne	20	20	21	10	41	30
<b>Total Canada</b>		<b>1 571</b>	<b>1 115</b>	<b>2 100</b>	<b>1 383</b>	<b>3 671</b>	<b>2 498</b>	
<b>États-Unis</b>								
Colorado	— Terres fédérales/d'État	211	195	421	375	632	570	
	— Propriété franche	110	100	83	73	193	173	
	— Fief	3	3	14	14	17	17	
		<b>324</b>	<b>298</b>	<b>518</b>	<b>462</b>	<b>842</b>	<b>760</b>	
Louisiane	— Terres fédérales/d'État	-	-	-	-	-	-	
	— Propriété franche	1	1	76	24	77	25	
	— Fief	-	-	-	-	-	-	
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>76</b>	<b>24</b>	<b>77</b>	<b>25</b>	
Mississippi	— Terres fédérales/d'État	1	-	6	6	7	6	
	— Propriété franche	28	24	213	165	241	189	
		29	24	219	171	248	195	
Nouveau-Mexique	— Terres fédérales/d'État	58	36	287	165	345	201	
	— Propriété franche	-	-	9	5	9	5	
		58	36	296	170	354	206	
Texas	— Terres fédérales/d'État	7	7	6	6	13	13	
	— Propriété franche	152	145	54	43	206	188	
		159	152	60	49	219	201	
Wyoming	— Terres fédérales/d'État	11	11	7	6	18	17	
	— Propriété franche	3	2	1	1	4	3	
		14	13	8	7	22	20	
Autres	— Terres fédérales/d'État	1	1	8	8	9	9	
	— Propriété franche	1	-	-	-	1	-	
	— Fief	-	-	-	-	-	-	
		<b>2</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	
<b>Total États-Unis</b>		<b>587</b>	<b>525</b>	<b>1 185</b>	<b>891</b>	<b>1 772</b>	<b>1 416</b>	
<b>International</b>								
Australie		-	-	104	40	104	40	
<b>Total International</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>104</b>	<b>40</b>	<b>104</b>	<b>40</b>	
<b>Total</b>		<b>2 158</b>	<b>1 640</b>	<b>3 389</b>	<b>2 314</b>	<b>5 547</b>	<b>3 954</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, (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 2 500 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>2015<sup>(3)</sup></b>											
Activités canadiennes	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-
Activités américaines	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>
<b>2014</b>											
Activités canadiennes	2	1	1	1	-	-	3	2	2	5	2
Activités américaines	2	2	4	-	-	-	6	2	-	6	2
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>4</b>
<b>2013</b>											
Activités canadiennes	31	15	1	1	-	-	32	16	21	53	16
Activités américaines	5	5	43	31	-	-	48	36	-	48	36
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>20</b>	<b>44</b>	<b>32</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>80</b>	<b>52</b>	<b>21</b>	<b>101</b>	<b>52</b>

(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 2015, Encana forait des puits d'exploration qui représentaient environ 1 puits brut (1 puits net) au Canada.

## 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>2015<sup>(3)</sup></b>											
Activités canadiennes	160	135	-	-	-	-	160	135	13	173	135
Activités américaines	80	19	260	246	-	-	340	265	64	404	265
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>154</b>	<b>260</b>	<b>246</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>500</b>	<b>400</b>	<b>77</b>	<b>577</b>	<b>400</b>
<b>2014</b>											
Activités canadiennes	299	255	22	22	-	-	321	277	37	358	277
Activités américaines	239	82	144	120	1	-	384	202	11	395	202
<b>Total</b>	<b>538</b>	<b>337</b>	<b>166</b>	<b>142</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>705</b>	<b>479</b>	<b>48</b>	<b>753</b>	<b>479</b>
<b>2015</b>											
Activités canadiennes	329	308	67	66	-	-	396	374	430	826	374
Activités américaines	437	201	-	-	-	-	437	201	31	468	201
<b>Total</b>	<b>766</b>	<b>509</b>	<b>67</b>	<b>66</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>833</b>	<b>575</b>	<b>461</b>	<b>1 294</b>	<b>575</b>

(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 2015, Encana forait des puits de développement qui représentaient environ 5 puits bruts (4 puits nets) au Canada et environ 24 puits bruts (10 puits nets) aux États-Unis.

## 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)

(moyenne quotidienne)	2015				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> /j)					
Activités canadiennes	971	1 001	876	881	1 128
Activités américaines	664	570	671	687	729
	<b>1 635</b>	<b>1 571</b>	<b>1 547</b>	<b>1 568</b>	<b>1 857</b>
<b>Pétrole</b> (kb/j)					
Activités canadiennes	5,6	4,0	5,3	6,5	6,6
Activités américaines	81,4	86,6	86,6	79,7	72,6
	<b>87,0</b>	<b>90,6</b>	<b>91,9</b>	<b>86,2</b>	<b>79,2</b>
<b>LGN</b> (kb/j)					
Activités canadiennes	22,8	28,2	21,9	19,8	21,2
Activités américaines	23,6	26,2	26,6	21,3	20,3
	<b>46,4</b>	<b>54,4</b>	<b>48,5</b>	<b>41,1</b>	<b>41,5</b>
<b>Pétrole et LGN</b> (kb/j)					
Activités canadiennes	28,4	32,2	27,2	26,3	27,8
Activités américaines	105,0	112,8	113,2	101,0	92,9
	<b>133,4</b>	<b>145,0</b>	<b>140,4</b>	<b>127,3</b>	<b>120,7</b>
				<b>2014</b>	<b>2013</b>
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> /j)					
Activités canadiennes				1 378	1 432
Activités américaines				972	1 345
				<b>2 350</b>	<b>2 777</b>
<b>Pétrole</b> (kb/j)					
Activités canadiennes				13,6	11,9
Activités américaines				35,8	13,9
				<b>49,4</b>	<b>25,8</b>
<b>LGN</b> (kb/j)					
Activités canadiennes				23,6	18,5
Activités américaines				13,8	9,6
				<b>37,4</b>	<b>28,1</b>
<b>Pétrole et LGN</b> (kb/j)					
Activités canadiennes				37,2	30,4
Activités américaines				49,6	23,5
				<b>86,8</b>	<b>53,9</b>



## Résultats par élément (après redevances)

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

### Rentrées nettes par pays (après redevances)

	2015				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Activités canadiennes					
Prix après redevances	2,75	2,04	2,48	2,39	3,89
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08
Transport et traitement	1,71	1,59	1,75	1,95	1,58
Charges opérationnelles	0,38	0,44	0,38	0,43	0,29
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,59</b>	<b>(0,05)</b>	<b>0,27</b>	<b>(0,07)</b>	<b>1,94</b>
Activités américaines					
Prix après redevances	2,60	2,29	2,75	2,33	2,97
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,11	0,10	0,14	0,12	0,09
Transport et traitement	2,34	2,31	2,47	2,26	2,30
Charges opérationnelles	0,65	0,58	0,59	0,71	0,72
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(0,50)</b>	<b>(0,70)</b>	<b>(0,45)</b>	<b>(0,76)</b>	<b>(0,14)</b>
Total Encana					
Prix après redevances	2,69	2,13	2,60	2,37	3,53
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,09	0,07	0,11	0,10	0,09
Transport et traitement	1,96	1,85	2,06	2,09	1,86
Charges opérationnelles	0,49	0,49	0,47	0,55	0,46
<b>Rentrées nettes</b>	<b>0,15</b>	<b>(0,28)</b>	<b>(0,04)</b>	<b>(0,37)</b>	<b>1,12</b>
<b>Pétrole (\$/b)</b>					
Activités canadiennes					
Prix après redevances	43,90	38,50	41,32	53,26	40,01
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,92	1,08	0,98	0,95	0,76
Transport et traitement	17,45	22,15	16,10	16,84	16,26
Charges opérationnelles	7,49	8,36	5,12	7,04	9,36
<b>Rentrées nettes</b>	<b>18,04</b>	<b>6,91</b>	<b>19,12</b>	<b>28,43</b>	<b>13,63</b>
Activités américaines					
Prix après redevances	43,31	37,44	42,47	53,14	40,58
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,71	2,25	2,47	2,93	3,32
Transport et traitement	0,03	0,15	(0,03)	-	-
Charges opérationnelles	12,03	11,00	12,70	14,04	10,22
<b>Rentrées nettes</b>	<b>28,54</b>	<b>24,04</b>	<b>27,33</b>	<b>36,17</b>	<b>27,04</b>
Total Encana					
Prix après redevances	43,35	37,48	42,40	53,15	40,53
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,60	2,20	2,38	2,78	3,11
Transport et traitement	1,15	1,12	0,91	1,27	1,35
Charges opérationnelles	11,73	10,88	12,27	13,52	10,14
<b>Rentrées nettes</b>	<b>27,87</b>	<b>23,28</b>	<b>26,84</b>	<b>35,58</b>	<b>25,93</b>

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

	2015				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>LGN (\$/b)<sup>(2)</sup></b>					
Activités canadiennes					
Prix après redevances	29,21	28,89	26,93	33,74	27,76
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	-	-	-	-	-
Transport et traitement	1,59	1,32	0,99	1,64	2,54
<b>Rentrées nettes</b>	<b>27,62</b>	<b>27,57</b>	<b>25,94</b>	<b>32,10</b>	<b>25,22</b>
Activités américaines					
Prix après redevances	14,37	13,26	13,52	15,48	15,80
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,89	0,79	1,20	0,70	0,82
Transport et traitement	1,46	1,39	1,41	1,16	1,96
<b>Rentrées nettes</b>	<b>12,02</b>	<b>11,08</b>	<b>10,91</b>	<b>13,62</b>	<b>13,02</b>
Total Encana					
Prix après redevances	21,66	21,36	19,57	24,28	21,92
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,45	0,38	0,66	0,36	0,40
Transport et traitement	1,53	1,35	1,22	1,39	2,26
<b>Rentrées nettes</b>	<b>19,68</b>	<b>19,63</b>	<b>17,69</b>	<b>22,53</b>	<b>19,26</b>
<b>Pétrole et LGN (\$/b)<sup>(1)</sup></b>					
Activités canadiennes					
Prix après redevances	32,10	30,08	29,75	38,57	30,65
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,18	0,13	0,19	0,23	0,18
Transport et traitement	4,71	3,90	3,95	5,40	5,78
Charges opérationnelles	1,48	1,04	1,01	1,74	2,21
<b>Rentrées nettes</b>	<b>25,73</b>	<b>25,01</b>	<b>24,60</b>	<b>31,20</b>	<b>22,48</b>
Activités américaines					
Prix après redevances	36,80	31,81	35,66	45,21	35,18
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,30	1,91	2,17	2,46	2,77
Transport et traitement	0,35	0,44	0,31	0,24	0,43
Charges opérationnelles	9,33	8,43	9,73	11,08	7,99
<b>Rentrées nettes</b>	<b>24,82</b>	<b>21,03</b>	<b>23,45</b>	<b>31,43</b>	<b>23,99</b>
Total Encana					
Prix après redevances	35,80	31,43	34,52	43,83	34,13
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	1,85	1,52	1,79	2,00	2,17
Transport et traitement	1,28	1,21	1,02	1,31	1,66
Charges opérationnelles	7,65	6,80	8,03	9,15	6,67
<b>Rentrées nettes</b>	<b>25,02</b>	<b>21,90</b>	<b>23,68</b>	<b>31,37</b>	<b>23,63</b>

(1) Les coûts opérationnels relatifs au gaz naturel ne sont pas attribués aux LGN.

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

Moyenne de l'exercice<sup>(1)</sup>

	2014	2013
<b>Gaz naturel</b> (\$/kpi <sup>3</sup> )		
Activités canadiennes		
Prix après redevances	4,89	3,35
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,11	0,09
Transport et traitement	1,50	1,36
Charges opérationnelles	0,48	0,54
<b>Rentrées nettes</b>	<b>2,80</b>	<b>1,36</b>
Activités américaines		
Prix après redevances	4,62	3,81
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,16	0,15
Transport et traitement	1,82	1,47
Charges opérationnelles	0,63	0,70
<b>Rentrées nettes</b>	<b>2,01</b>	<b>1,49</b>
Total Encana		
Prix après redevances	4,78	3,57
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,13	0,12
Transport et traitement	1,65	1,41
Charges opérationnelles	0,54	0,62
<b>Rentrées nettes</b>	<b>2,46</b>	<b>1,42</b>
<b>Pétrole</b> (\$/b)		
Activités canadiennes		
Prix après redevances	82,86	83,28
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,34	2,68
Transport et traitement	10,51	6,85
Charges opérationnelles	5,44	8,92
<b>Rentrées nettes</b>	<b>64,57</b>	<b>64,83</b>
Activités américaines		
Prix après redevances	81,27	90,63
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	5,81	6,00
Transport et traitement	-	-
Charges opérationnelles	7,65	11,98
<b>Rentrées nettes</b>	<b>67,81</b>	<b>72,65</b>
Total Encana		
Prix après redevances	81,71	87,25
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	4,86	4,47
Transport et traitement	2,89	3,15
Charges opérationnelles	7,04	10,58
<b>Rentrées nettes</b>	<b>66,92</b>	<b>69,05</b>
<b>LGN</b> (\$/b) <sup>(2)</sup>		
Activités canadiennes		
Prix après redevances	53,41	53,37
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	-	-
Transport et traitement	1,02	0,32
<b>Rentrées nettes</b>	<b>52,39</b>	<b>53,05</b>
Activités américaines		
Prix après redevances	38,92	40,41
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	2,64	2,82
Transport et traitement	1,42	-
<b>Rentrées nettes</b>	<b>34,86</b>	<b>37,59</b>
Total Encana		
Prix après redevances	48,09	48,95
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,97	0,96
Transport et traitement	1,17	0,21
<b>Rentrées nettes</b>	<b>45,95</b>	<b>47,78</b>

(1) Mise à jour afin de refléter la reclassification des impôts fonciers et de certaines autres charges prélevées, qui sont passés des frais de transport et de traitement et/ou des charges opérationnelles aux taxes à la production, impôts miniers et autres taxes impôts. Il n'y a eu aucun changement aux totaux établis pour les rentrées nettes.

(2) Les coûts opérationnels relatifs au gaz naturel ne sont pas attribués aux LGN.

## Rentrées nettes par pays (après redevances)

	Moyenne de l'exercice <sup>(1)</sup>	
	2014	2013
<b>Pétrole et LGN (\$/b)<sup>(2)</sup></b>		
Activités canadiennes		
Prix après redevances	64,16	65,06
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	0,85	1,05
Transport et traitement	4,49	2,88
Charges opérationnelles	1,98	3,48
<b>Rentrées nettes</b>	<b>56,84</b>	<b>57,65</b>
Activités américaines		
Prix après redevances	69,54	70,18
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	4,93	4,71
Transport et traitement	0,39	-
Charges opérationnelles	5,53	7,10
<b>Rentrées nettes</b>	<b>58,69</b>	<b>58,37</b>
Total Encana		
Prix après redevances	67,24	67,30
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes et impôts	3,18	2,64
Transport et traitement	2,15	1,62
Charges opérationnelles	4,02	5,07
<b>Rentrées nettes</b>	<b>57,89</b>	<b>57,97</b>

(1) Mise à jour afin de refléter la reclassification des impôts fonciers et de certaines autres charges prélevées, qui sont passés des frais de transport et de traitement et/ou des charges opérationnelles aux taxes à la production, impôts miniers et autres taxes impôts. Il n'y a eu aucun changement aux totaux établis pour les rentrées nettes.

(2) Les coûts opérationnels relatifs au gaz naturel ne sont pas attribués aux LGN.

## Incidences des opérations de couverture réalisées sur les rentrées nettes d'Encana (après redevances)

	Exercice	2015			
		T4	T3	T2	T1
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Activités canadiennes	1,35	1,25	1,28	1,32	1,52
Activités américaines	0,99	1,39	0,88	0,93	0,82
Total	1,20	1,30	1,11	1,15	1,25
Pétrole et LGN (\$/b)					
Activités canadiennes	1,56	4,80	2,09	(2,21)	0,78
Activités américaines	4,83	8,50	5,17	0,52	4,58
Total	4,13	7,68	4,57	(0,05)	3,70
				Moyenne de l'exercice	
				2014	2013
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )					
Activités canadiennes				(0,15)	0,51
Activités américaines				(0,24)	0,53
Total				(0,19)	0,52
Pétrole et LGN (\$/b)					
Activités canadiennes				1,36	0,46
Activités américaines				3,29	0,44
Total				2,46	0,45

Note : La Société n'a pas couvert la production de LGN pour les périodes présentées.

Dernière mise à jour, le 9 décembre 2014.

### 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 placés 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.
- Fournir 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 de la supervision active 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 provisions;
- 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 doivent pas simultanément siéger au comité d'audit de plus de deux autres sociétés ouvertes, à moins que le conseil n'établisse au préalable que ces services simultanés n'entraveront pas la capacité des membres en cause 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, avec prise d'effet 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 indépendant pour agir à titre de président du comité. Le conseil nomme le président du comité.

Si le président du comité n'est pas disponible ni en mesure d'assister à une réunion du comité, il demande à un autre membre de présider la réunion, sinon, un des autres membres du comité présent à la réunion est choisi pour présider la réunion par la majorité des membres du comité présents.

Le président du comité qui préside toute réunion du comité n'a pas de voix prépondérante.

Les dispositions concernant le président dans la présente section devraient être lues conjointement avec la section relative aux présidents des comités 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, Finances et contrôleur, le vice-président, Conformité financière, risque et gouvernance ou tout autre vice-président occupant un rôle semblable lié à la comptabilité, à la gestion du risque, à la conformité et/ou à l'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 données 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 des 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 résultats annuels et intermédiaires, l'utilisation de renseignements financiers « pro forma » non conformes aux PCGR ou d'indications concernant le résultat 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). Il y a lieu d'établir si l'information est conforme à celle qui figure dans les états financiers de la société ou d'une filiale dont les titres sont placés dans le public. Cet examen et cette discussion devraient avoir lieu avant que l'information soit rendue publique et peuvent 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 de tout examen effectué dans ces domaines par les auditeurs internes 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 de tout examen effectué dans ces domaines 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 mis en place 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 employés qui ont des rôles importants en ce qui 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 des lois applicables, 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 toute lettre émanant de la direction ou toute 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 faite par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à un 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 l'ensemble des 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 destitution.
  - 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 de ceux-ci 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 maintenir 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'embauche 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 d'autres cabinets d'audit que 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 internes.
  - 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 la destitution 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 d'exceptions pour les services non liés à l'audit de valeur minimale décrits dans le Règlement 52-110, les règles et les formulaires adoptés en vertu de la Loi de 1934, du Règlement S-X de la SEC ou d'autres lois et règlements fédéraux, provinciaux ou d'État du Canada ou des États-Unis, lesquels services 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 à l'égard des approbations au préalable décrites aux paragraphes 33 et 34 pourvu que ces politiques et procédures comportent des précisions quant aux services précis, 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 la destitution du chef des finances.
39. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus s'il est jugé souhaitable de le faire.
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 à s'acquitter de ses fonctions.
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 dispositions de la Loi de 1934.
44. Le comité doit examiner et réévaluer le caractère adéquat du présent mandat chaque année et recommander les modifications proposées, le cas échéant, au conseil à des fins d'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 tâche 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.