



Encana Corporation

Rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2013

(Établi en dollars US)

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion d'Encana Corporation (« Encana » ou la « Société ») doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 (« états financiers consolidés ») ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Les états financiers consolidés et les données comparatives ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») et sont présentés en dollars américains (« dollars US »), sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont présentés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont indiqués déduction faite des redevances, conformément aux normes de présentation américaines pour le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'information que fournissent les sociétés pétrolières et gazières des États-Unis. 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 présent document est en date du 20 février 2014.

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Le secteur du pétrole et du gaz ainsi qu'Encana utilisent couramment des mesures non conformes aux PCGR pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Les mesures non conformes aux PCGR comprennent les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, la dette, incluant sa partie courante (« dette »), le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. Des renseignements supplémentaires concernant ces mesures figurent à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion, dont des rapprochements des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie ainsi que du résultat net et du résultat opérationnel.

Le présent rapport de gestion renferme les abréviations des mesures volumétriques suivantes : millier de pieds cubes (« kpi³ »); million de pieds cubes (« Mpi³ ») par jour (« Mpi³/j »); million de pieds cubes équivalents (« Mpi³e »); milliard de pieds cubes (« Gpi³ ») par jour (« Gpi³/j »); milliard de pieds cubes équivalents (« Gpi³e »); billion de pieds cubes (« Tpi³ »); baril (« b »); millier de barils (« kb ») par jour (« kb/j »); million de barils (« Mb »); et million d'unités thermiques britanniques (« MBtu »).

Les lecteurs devraient également prendre connaissance de la rubrique « Mise en garde » à la fin du présent document, laquelle renferme des renseignements concernant les énoncés prospectifs, l'information sur le pétrole et le gaz ainsi que les devises et les renvois à Encana.

Objectifs stratégiques d'Encana

Encana est l'un des principaux producteurs d'énergie de l'Amérique du Nord et ses activités visent à enrichir son portefeuille déjà fort imposant de zones de ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN productives. Encana entend augmenter la valeur actionnariale à long terme grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable. Elle maintient le cap sur ses principaux objectifs commerciaux, à savoir équilibrer la composition de ses produits, axer ses dépenses d'investissement sur des projets évolutifs qui génèrent des rendements supérieurs, maintenir la souplesse de son portefeuille afin de pouvoir réagir à l'évolution des marchés, optimiser sa rentabilité par voie de l'efficacité opérationnelle, réduire ses coûts et préserver la vigueur de son bilan.

Encana est reconnue pour faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et pour tirer parti de la technologie afin d'exploiter ces ressources et de se constituer une capacité de production sous-jacente à faibles coûts. Elle s'efforce continuellement d'accroître son efficacité opérationnelle, de promouvoir l'innovation technologique et de réduire ses structures de coûts, tout en diminuant son empreinte environnementale grâce à l'optimisation des zones de ressources. Son modèle de centre névralgique de zones de ressources, qui met en jeu des installations de production hautement intégrées, permet la mise en valeur des ressources par le forage de puits multiples à partir de plates-formes d'exploitation centrales. La Société parvient à comprimer constamment ses coûts grâce à des activités reproductibles, à l'optimisation du matériel et des processus et à l'application de techniques d'amélioration continue.

Encana couvre une partie des volumes de sa production prévue de gaz naturel et de pétrole. Son programme de couverture réduit la volatilité à laquelle elle est exposée et contribue au maintien des flux de trésorerie et des prix nets dans les périodes où les prix sont faibles. La rubrique « Aperçu des résultats » du présent rapport de gestion et la note 21 annexe aux états financiers consolidés renferment d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 31 décembre 2013.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions pour 2014, lesquelles peuvent être consultées dans son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Activités d'Encana

Les secteurs à présenter d'Encana sont établis comme suit et en fonction de ses activités opérationnelles et régions géographiques :

- La **division Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN ainsi que les activités connexes du centre de coûts canadien.
- La **division États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN ainsi que les activités connexes du centre de coûts américain.
- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont prises en compte dans les divisions Canada et États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers qui procurent une souplesse opérationnelle en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Ces activités sont présentées dans le secteur Optimisation des marchés. Le secteur Optimisation des marchés vend la quasi-totalité de la production en amont de la Société à des tiers. Les transactions conclues entre les secteurs sont évaluées à la valeur de marché et sont éliminées au moment de la consolidation. Dans le présent rapport de gestion, l'information financière est présentée après éliminations.

Le secteur Activités non sectorielles et autres comprend principalement des profits ou pertes latents inscrits à l'égard d'instruments financiers dérivés. Une fois les instruments réglés, les profits et pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel les instruments dérivés sont liés.

La Société ne prévoit pas que la stratégie commerciale qui a été annoncée en novembre 2013 se soldera par des changements importants à ses secteurs à présenter en 2014.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :

- Flux de trésorerie de 2 581 M\$, résultat opérationnel de 802 M\$ et résultat net de 236 M\$.
- Production moyenne de gaz naturel de 2 777 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 53,9 kb/j.
- Profits de couverture réalisés sur des marchandises de 544 M\$ avant impôt.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,09 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 88,19 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 48,95 \$/b.
- Produit tiré des sorties d'actifs totalisant 705 M\$ avant impôt.
- Remboursement, en octobre 2013 et à même la trésorerie, des 500 M\$ de titres d'emprunt portant intérêt au taux de 4,75 %.
- Versement de dividendes de 0,67 \$ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 2 566 M\$ à la fin de l'exercice.

Principaux faits nouveaux survenus dans l'exercice clos le 31 décembre 2013 :

- M. Doug Suttles a été nommé président et chef de la direction ainsi qu'administrateur d'Encana en juin 2013 et, en novembre 2013, il a été annoncé qu'un réalignement de la stratégie commerciale et de la structure organisationnelle de la Société serait mis en œuvre en 2014.
- Un projet visant à transférer à une entreprise distincte les activités d'Encana dans le secteur des redevances et dont les actifs comprennent des titres miniers en fief simple et certains droits de redevance visant des terrains situés principalement en Alberta. Ultérieurement, soit vers le milieu de 2014, Encana prévoit céder une partie de sa participation dans la nouvelle entreprise par voie d'un premier appel public à l'épargne (« PAPE »), mais entend conserver une participation majoritaire dans celle-ci. Cette transaction est assujettie à l'approbation du conseil d'administration d'Encana et à celle des bourses, des organismes de réglementation et de tierces parties, à un contrôle diligent et à une bonne conjoncture de marché.
- La production des installations de gaz naturel Deep Panuke qui sont situées au large des côtes de la Nouvelle-Écosse a débuté en août 2013, et leur exploitation commerciale a démarré en décembre 2013 après réception d'un avis d'acceptation de la production.
- La vente de la participation de 30 % que détenait la Société dans le projet de terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à Kitimat, en Colombie-Britannique, a été conclue en février 2013.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013					2012					2011
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie ¹⁾ par action – dilués	2 581 \$ 3,50	677 \$ 0,91	660 \$ 0,89	665 \$ 0,90	579 \$ 0,79	3 537 \$ 4,80	809 \$ 1,10	913 \$ 1,24	794 \$ 1,08	1 021 \$ 1,39	4 216 \$ 5,72
Résultat opérationnel ¹⁾ par action – dilué	802 1,09	226 0,31	150 0,20	247 0,34	179 0,24	997 1,35	296 0,40	263 0,36	198 0,27	240 0,33	1 191 1,62
Résultat net par action – de base et dilué	236 0,32	(251) (0,34)	188 0,25	730 0,99	(431) (0,59)	(2 794) (3,79)	(80) (0,11)	(1 244) (1,69)	(1 482) (2,01)	12 0,02	5 0,01
Volumes de production											
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	2 777	2 744	2 723	2 766	2 877	2 981	2 948	2 905	2 802	3 272	3 333
Pétrole et LGN (kb/j)											
Pétrole	25,8	33,0	27,2	22,9	20,0	17,6	18,5	17,5	17,9	16,5	14,5
LGN	28,1	33,0	31,0	24,7	23,5	13,4	17,7	12,8	10,3	12,8	9,5
Total pour le pétrole et les LGN	53,9	66,0	58,2	47,6	43,5	31,0	36,2	30,3	28,2	29,3	24,0
Dépenses d'investissement	2 712	717	641	639	715	3 476	780	779	797	1 120	4 610
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(521)	(72)	(51)	(312)	(86)	(3 664)	(1 327)	31	(8)	(2 360)	(1 565)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 858	1 423	1 392	1 984	1 059	5 160	1 605	1 025	731	1 799	8 467
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents ¹⁾	6 205	1 719	1 518	1 523	1 445	6 601	1 723	1 623	1 526	1 729	7 613
Profits de couverture réalisés avant impôt	544	174	175	52	143	2 161	420	578	636	527	948
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	-	-	-	-	-	(3 179)	(291)	(1 193)	(1 695)	-	(1 687)
Total de l'actif	17 648					18 700					23 415
Total de la dette	7 124					7 675					8 150
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 566					3 179					800

1) Mesure non conforme aux PCGR qui est définie à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net trimestriel d'Encana peut être fortement influencé par les fluctuations des prix des marchandises, par les profits et pertes de couverture réalisés et latents, par les volumes de production, par les taux de change et par les pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, éléments qui sont indiqués dans les tableaux intitulés « Résultats financiers » et « Prix et taux de change – par trimestre » qui figurent dans le présent rapport de gestion. Tel qu'il est fait mention à la rubrique « Estimations comptables cruciales » du présent rapport de gestion, la charge d'impôt sur le résultat intermédiaire qui est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé influe également sur le résultat net trimestriel de la Société.

Comparaison des quatrièmes trimestres de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie se sont établis à 677 M\$, ayant fléchi de 132 M\$ en raison surtout d'un recul de 246 M\$ des profits de couverture réalisés avant impôt. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie du trimestre clos le 31 décembre 2013.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 174 M\$, comparativement à 420 M\$ en 2012.
- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,69 \$ le kpi³, contre 3,45 \$ le kpi³ en 2012, ce qui témoigne de la montée des prix de référence. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 204 Mpi³/j pour se situer à 2 744 Mpi³/j, contre 2 948 Mpi³/j en 2012, ce qui a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et a comprimé son programme de dépenses d'investissement et que des baisses normales de rendement et des sorties d'actifs ont eu lieu. Ces facteurs ont été atténués par les résultats fructueux des programmes de forage et par la production réalisée dans les installations de gaz naturel en mer Deep Panuke.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 29,8 kb/j pour atteindre 66,0 kb/j, comparativement à 36,2 kb/j en 2012, ce qui s'explique essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides qui ont été traités dans des installations de tiers. La hausse des volumes de pétrole et le LGN a accru de 190 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les frais de transport et de traitement ont augmenté de 87 M\$ en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers et des coûts associés aux installations de gaz naturel en mer Deep Panuke.
- Les charges administratives ont augmenté à cause principalement des charges de restructuration dont il est fait mention à la rubrique « Autres résultats opérationnels » du présent rapport de gestion.
- Une économie d'impôt sur le résultat exigible de 25 M\$ a été constatée, comparativement à une charge de 62 M\$ en 2012.

Le résultat opérationnel s'est établi à 226 M\$, enregistrant une baisse de 70 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». Le résultat opérationnel ne tient pas compte des charges de restructuration qui sont décrites à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Le montant net de la perte a été de 251 M\$, contre 80 M\$ en 2012. La perte du quatrième trimestre de 2013 a découlé essentiellement des éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat opérationnel » et a été atténuée par le fait que, dans la période correspondante de 2012, une perte de valeur hors trésorerie découlant du test de plafonnement du coût entier de 291 M\$ après impôt a été inscrite. La hausse de 137 M\$ des pertes de couvertures latentes après impôt, la montée de la perte de change non opérationnelle après impôt, l'accroissement des charges administratives en raison des charges de restructuration et la charge d'impôt différé ont également influé sur la perte du quatrième trimestre de 2013.

Comparaison de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie se sont établis à 2 581 M\$, ayant fléchi de 956 M\$ en raison surtout d'un recul de 1 617 M\$ des profits de couverture réalisés avant impôt, facteur qui a été compensé en partie par la progression des prix obtenus pour le gaz naturel, laquelle a haussé de 790 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie de l'exercice 2013.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 544 M\$, comparativement à 2 161 M\$ en 2012.
- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,57 \$ le kpi³, contre 2,83 \$ le kpi³ en 2012, ce qui témoigne de la montée des prix de référence, qui a accru de 790 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 204 Mpi³/j pour se situer à 2 777 Mpi³/j, contre 2 981 Mpi³/j en 2012. Cette diminution a découlé essentiellement du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et a comprimé son programme de dépenses d'investissement et qu'il s'est produit des baisses normales de rendement. Ces facteurs ont été annulés en partie par le fait que la fermeture de puits en 2012 a réduit la production dans cet exercice, par les résultats fructueux des programmes de forage et par la production réalisée aux installations de gaz naturel en mer Deep Panuke en 2013. Le repli des volumes de gaz naturel a comprimé de 208 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture, a été de 67,30 \$ le baril, comparativement à 75,12 \$ le baril en 2012, ce qui a affaibli de 168 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 22,9 kb/j pour atteindre 53,9 kb/j, comparativement à 31,0 kb/j en 2012, ce qui s'explique essentiellement par les bons résultats des programmes de forage menés dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, par l'extraction de volumes supplémentaires de liquides qui ont été traités dans des installations de tiers et par les volumes additionnels de LGN auxquels ont donné lieu de nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégociés. L'élargissement des volumes de pétrole et de LGN a accru de 640 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les frais de transport et de traitement ont augmenté de 245 M\$ en raison surtout des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers, des volumes additionnels de LGN auxquels ont donné lieu de nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégociés, des coûts associés aux installations de gaz naturel en mer Deep Panuke et de l'accroissement des coûts fermes de traitement.
- Les charges opérationnelles ont monté de 65 M\$ à cause surtout du fait que la Société a mis davantage l'accent sur de nouvelles zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.
- Les charges administratives ont augmenté à cause essentiellement des charges de restructuration dont il est fait mention sous la rubrique « Autres résultats opérationnels » du présent rapport de gestion.

Le résultat opérationnel s'est dégagé à 802 M\$, accusant ainsi une baisse de 195 M\$ qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie », ce qui a été atténué par la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par le repli de la charge d'impôt différé. Le résultat opérationnel ne tient pas compte des charges de restructuration qui sont décrites sous la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Le résultat net a été positif, se situant à 236 M\$, comparativement à une perte d'un montant net de 2 794 M\$ en 2012, ce qui a découlé essentiellement du fait qu'en 2012, des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier de 3 179 M\$ après impôt ont été inscrites, facteur contrebalancé en partie par les éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat opérationnel ». Le résultat net de 2013 a également été touché par un recul de 770 M\$ des pertes de couvertures latentes après impôt, ce qui a été atténué par une perte de change non opérationnelle après impôt et par l'accroissement des charges administratives en raison des charges de restructuration.

Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie se sont établis à 3 537 M\$, ayant fléchi de 679 M\$ en raison surtout du recul des prix des marchandises qui ont été obtenus, recul qui a réduit de 1 564 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce facteur a été compensé en partie par une progression de 1 213 M\$ des profits de couverture réalisés avant impôt. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie dans l'exercice 2012.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 2 161 M\$, comparativement à 948 M\$ en 2011.
- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,83 \$ le kpi³, contre 4,17 \$ le kpi³ en 2011. Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 352 Mpi³/j pour se situer à 2 981 Mpi³/j, contre 3 333 Mpi³/j en 2011, ce qui a découlé surtout de la fermeture de puits, de la compression de la production et du fait que la Société a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.
- Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 75,12 \$ le baril, comparativement à 85,36 \$ le baril en 2011. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 7,0 kb/j pour atteindre 31,0 kb/j, comparativement à 24,0 kb/j en 2011.

Le résultat opérationnel s'est établi à 997 M\$ et a ainsi fléchi de 194 M\$ en raison essentiellement des éléments analysés sous la rubrique « Flux de trésorerie », ce qui a été atténué par une baisse de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et par un recul de l'impôt différé.

Une perte d'un montant net de 2 794 M\$ a été subie, comparativement à un résultat net positif de 5 M\$ en 2011. La perte de 2012 a découlé essentiellement des pertes de couverture latentes, de l'augmentation des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier et des éléments analysés sous les rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat opérationnel ». La perte constatée pour 2012 a été atténuée par un profit de change latent à la réévaluation de la dette à long terme et par une économie d'impôt différé.

La Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 3 179 M\$ en 2012 et de 1 687 M\$ en 2011 par suite de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur s'expliquent principalement par le recul des prix moyens du gaz naturel établis sur les 12 derniers mois. Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana compris dans chaque centre de coûts par pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier chaque trimestre.

Prix et taux de change – par trimestre

(moyenne de la période)	2013					2012					2011
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Prix obtenus par Encana											
Compte tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,09 \$	4,34 \$	4,00 \$	4,17 \$	3,86 \$	4,82 \$	5,02 \$	4,91 \$	4,79 \$	4,58 \$	4,96 \$
Pétrole (\$/b)	88,19	85,39	90,42	88,27	89,71	84,06	79,75	80,04	84,62	92,65	86,70
LGN (\$/b) ¹⁾	48,95	48,59	46,35	49,63	52,24	63,37	52,97	61,34	72,88	72,30	83,32
Total pour le pétrole et les LGN (\$/b)	67,75	67,01	66,95	68,25	69,45	75,12	66,65	72,17	80,32	83,77	85,36
Compte non tenu des couvertures											
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,57	3,69	3,26	3,99	3,35	2,83	3,45	2,77	2,25	2,80	4,17
Pétrole (\$/b)	87,25	82,54	96,09	85,89	84,46	84,06	79,75	80,04	84,62	92,65	86,70
LGN (\$/b)	48,95	48,59	46,35	49,63	52,24	63,37	52,97	61,34	72,88	72,30	83,32
Total pour le pétrole et les LGN (\$/b)	67,30	65,58	69,60	67,10	67,04	75,12	66,65	72,17	80,32	83,77	85,36
Prix de référence du gaz naturel											
NYMEX (\$/MBtu)	3,65	3,60	3,58	4,09	3,34	2,79	3,40	2,81	2,22	2,74	4,04
AECO (\$ CA/kpi ³)	3,16	3,15	2,82	3,59	3,08	2,40	3,06	2,19	1,83	2,52	3,67
Rocheuses (Opal) (\$/MBtu)	3,50	3,48	3,37	3,89	3,26	2,63	3,26	2,56	2,01	2,67	3,80
HSC (\$/MBtu)	3,63	3,57	3,55	4,11	3,30	2,75	3,35	2,84	2,17	2,65	4,02
Écart de base (\$/MBtu)											
AECO/NYMEX	0,57	0,59	0,89	0,56	0,27	0,38	0,32	0,62	0,39	0,22	0,31
Rocheuses/NYMEX	0,15	0,12	0,21	0,20	0,08	0,16	0,14	0,25	0,21	0,07	0,24
HSC/NYMEX	0,02	0,03	0,03	(0,02)	0,04	0,04	0,05	(0,03)	0,05	0,09	0,02
Prix de référence du pétrole											
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)											
	97,97	97,46	105,81	94,17	94,36	94,21	88,22	92,20	93,35	103,03	95,11
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)											
	93,11	86,58	103,65	92,67	87,43	87,02	83,99	84,33	83,95	92,23	95,03
Taux de change											
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA											
	0,971	0,953	0,963	0,977	0,992	1,000	1,009	1,005	0,990	0,999	1,012

1) La Société n'a réglé aucun contrat de couverture des LGN dans les périodes indiquées.

Les résultats financiers d'Encana sont influencés par les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix et le taux de change entre les dollars américain et canadien. En 2013, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de la hausse des prix de référence par rapport à ceux de 2012. Les activités de couverture ont fait augmenter de 0,52 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2013. Le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son pétrole en 2013, compte non tenu des couvertures, reflète également la montée des prix de référence. Les activités de couverture ont ajouté 0,94 \$ le baril au prix moyen obtenu pour le pétrole en 2013. Le prix des LGN que la Société a obtenus en 2013 témoigne de la proportion moins élevée de condensats dans la composition totale des LGN, condensats qui se vendent à meilleurs prix.

En 2012, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, traduit le recul des prix de référence par rapport à ceux de 2011. Les activités de couverture ont fait augmenter de 1,99 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel en 2012. En 2012, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son pétrole reflète le repli des prix de référence depuis 2011. Quant au prix de ses LGN en 2012, il témoigne de la proportion moins élevée de condensats dans la composition totale des LGN, condensats qui se vendent à meilleurs prix.

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises et son incidence sur ses flux de trésorerie, Encana conclut divers contrats de couverture financière. Les contrats financiers dérivés non réglés sont comptabilisés à leur juste valeur à la date des états financiers. Les variations de la juste valeur sont attribuables à la volatilité des courbes des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés d'une période à l'autre. Les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits des activités ordinaires à titre de profits ou pertes de couverture latents. Les profits ou pertes de couverture réalisés sont constatés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats financiers dérivés.

Au 31 décembre 2013, Encana avait couvert environ 2 138 Mpi³/j de sa production prévue pour 2014, au prix moyen de 4,17 \$ le kpi³, et environ 825 Mpi³/j de sa production prévue pour 2015, au prix moyen de 4,37 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 9,5 kb/j de sa production de pétrole projetée pour 2014 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, au prix moyen de 94,19 \$ le baril. Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie et de ses prix nets dans les périodes où les prix sont faibles. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

Quantités des réserves

Depuis sa création en 2002, Encana fait appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants et leur demande d'évaluer, une fois l'an, toutes ses réserves de gaz naturel, de pétrole et de LGN et de rédiger des rapports sur celles-ci. La Société a un comité des réserves, formé d'administrateurs indépendants, qui examine les compétences et la nomination des évaluateurs qualifiés indépendants. Ce comité examine en outre les procédures suivies pour la communication des informations aux évaluateurs. Toutes les réserves homologuées sont fondées sur des évaluations annuelles des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Comme l'exigent les normes réglementaires canadiennes, la communication par Encana des données relatives à ses réserves est conforme au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (« Règlement 51-101 »). La communication par Encana des données prévues par le protocole canadien pour 2013 inclut les quantités des réserves prouvées avant et après redevances, compte tenu de prix et coûts prévisionnels, et est comprise dans la notice annuelle d'Encana. Les normes canadiennes exigent que les rapprochements figurant dans la présente section incluent les pieds cubes équivalents. Les volumes de pétrole et de LGN ont été convertis en pieds cubes équivalents à raison de 1 kb pour 6 Mpi³ et selon une méthode de d'équivalence énergétique qui s'applique essentiellement au bec du brûleur. Cette méthode ne génère pas une équivalence de valeur puisque le prix actuel du pétrole et des LGN est nettement supérieur à celui du gaz naturel.

Des informations supplémentaires sur le pétrole et le gaz, y compris les réserves prouvées après redevances, sont présentées conformément aux exigences d'information des États-Unis décrites à la note 24 annexe aux états financiers consolidés du 31 décembre 2013. Comme Encana applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis relativement à ses activités liées au pétrole et au gaz, les estimations des réserves selon le protocole américain constituent des données essentielles aux calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier de la Société.

Les normes canadiennes exigent l'utilisation de prix prévisionnels aux fins de l'estimation des réserves ainsi que la présentation des volumes avant et après redevances. Les normes américaines exigent l'utilisation des prix moyens des 12 derniers mois aux fins de l'estimation des réserves et la présentation des volumes après redevances. Les quantités des réserves d'Encana selon le protocole canadien et le protocole américain sont présentées dans les rubriques suivantes.

Protocole canadien – Quantités des réserves

Réserves prouvées par pays (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Canada	5 031	6 730	7 067	141,1	126,3	106,5
États-Unis	4 887	6 660	8 432	136,2	156,2	47,3
Total	9 918	13 390	15 499	277,3	282,5	153,8

Rapprochement des réserves prouvées (Prix et coûts prévisionnels; avant redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gpi ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2012	6 730	6 660	13 390	126,3	156,2	282,5	15 085
Extensions	533	296	829	33,8	23,5	57,3	1 173
Découvertes	32	-	32	3,2	-	3,2	51
Révisions techniques	(1 082)	(1 424)	(2 506)	(9,1)	(32,4)	(41,5)	(2 755)
Facteurs économiques	(121)	(46)	(167)	(0,1)	(1,3)	(1,4)	(176)
Acquisitions	-	10	10	-	0,8	0,8	15
Sorties d'actifs	(514)	(2)	(516)	(3,2)	(0,1)	(3,3)	(535)
Production	(547)	(607)	(1 154)	(9,8)	(10,5)	(20,3)	(1 276)
31 décembre 2013	5 031	4 887	9 918	141,1	136,2	277,3	11 582

En 2013, les réserves prouvées de gaz naturel avant redevances d'Encana se sont établies à environ 9,9 Tpi³, ayant fléchi de 3,5 Tpi³ par rapport à celles de 2012, ce qui s'explique essentiellement par les changements apportés aux plans de mise en valeur de la Société et par l'incidence que ces changements ont eue sur les réserves prouvées non mises en valeur qui ont été enregistrées, ce qui est pris en compte dans les révisions techniques. Des sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2013. Des extensions et découvertes d'environ 0,9 Tpi³ ont remplacé 75 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

En 2013, les réserves prouvées de pétrole et de LGN avant redevances d'Encana se sont établies à environ 277,3 Mb, ayant diminué de 5,2 Mb depuis 2012, et ce, en raison surtout des révisions techniques, lesquelles ont été touchées par une diminution des réserves de LGN aux États-Unis par suite du rejet d'éthane. Il y a rejet d'éthane lorsque l'éthane n'est pas récupéré au cours du processus de production en tant que LGN, mais est plutôt vendu en tant que gaz naturel. Des extensions et découvertes d'environ 60,5 Mb ont remplacé 298 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

Réserves prouvées par pays (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Canada	4 550	6 207	6 607	122,2	113,1	94,4
États-Unis	4 026	5 410	6 834	112,7	127,3	38,6
Total	8 576	11 617	13 441	234,9	240,4	133,0

Rapprochement des réserves prouvées (Prix et coûts prévisionnels; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)			Total (Gpi ³ e)
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total	
31 décembre 2012	6 207	5 410	11 617	113,1	127,3	240,4	13 059
Extensions et découvertes	508	264	772	30,3	19,4	49,7	1 070
Révisions ¹⁾	(1 152)	(1 164)	(2 316)	(7,6)	(26,0)	(33,6)	(2 518)
Acquisitions	-	8	8	-	0,7	0,7	12
Sorties d'actifs	(490)	(1)	(491)	(2,5)	(0,1)	(2,6)	(506)
Production	(523)	(491)	(1 014)	(11,1)	(8,6)	(19,7)	(1 132)
31 décembre 2013	4 550	4 026	8 576	122,2	112,7	234,9	9 985

1) Comprend les facteurs économiques.

En 2013, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 8,6 Tpi³, ayant fléchi de 3,0 Tpi³ par rapport à celles de 2012, ce qui s'explique essentiellement par les changements apportés aux plans de mise en valeur de la Société et par l'incidence que ces changements ont eue sur les réserves prouvées non mises en valeur qui ont été enregistrées, ce qui est pris en compte dans les révisions. Les sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2013. Des extensions et découvertes d'environ 0,8 Tpi³ ont remplacé 76 % de la production après redevances au cours de l'exercice.

En 2013, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont situées à environ 234,9 Mb, ayant baissé de 5,5 Mb depuis 2012 en raison surtout des révisions, qui ont été touchées par une diminution des réserves de LGN aux États-Unis par suite du rejet d'éthane. Des extensions et découvertes d'environ 49,7 Mb ont remplacé 252 % de la production avant redevances au cours de l'exercice.

Prix prévisionnels

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés pour établir les réserves.

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$ CA/Mbtu)	WTI (\$/b)	Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)
Prix présumés pour 2011				
2012	3,80	3,49	97,00	97,96
2013 à 2021	4,50 - 7,17	4,13 - 6,58	100,00 - 107,56	101,02 - 108,73
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
Prix présumés pour 2012				
2013	3,75	3,38	90,00	85,00
2014 à 2022	4,25 - 6,27	3,83 - 5,64	92,50 - 104,57	91,50 - 103,57
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an
Prix présumés pour 2013				
2014	4,25	4,03	97,50	92,76
2015 à 2023	4,50 - 5,97	4,26 - 5,66	97,50 - 104,57	97,37 - 106,93
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an

Protocole américain – Quantités des réserves

Réserves prouvées par pays (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

(31 décembre)	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Canada	3 975	4 550	6 329	110,2	101,6	95,0
États-Unis	3 877	4 242	6 511	110,6	108,4	38,2
Total	7 852	8 792	12 840	220,8	210,0	133,2

Rapprochement des réserves prouvées (Prix moyens des 12 derniers mois; après redevances)

	Gaz naturel (Gpi ³)			Pétrole et LGN (Mb)		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
31 décembre 2012	4 550	4 242	8 792	101,6	108,4	210,0
Révisions et récupération améliorée	(256)	(362)	(618)	(7,0)	(17,3)	(24,3)
Extensions et découvertes	499	482	981	28,2	27,6	55,8
Achat de réserves en place	-	7	7	-	0,6	0,6
Vente de réserves en place	(295)	(1)	(296)	(1,5)	(0,1)	(1,6)
Production	(523)	(491)	(1 014)	(11,1)	(8,6)	(19,7)
31 décembre 2013	3 975	3 877	7 852	110,2	110,6	220,8

En 2013, les réserves prouvées de gaz naturel après redevances d'Encana se sont établies à environ 7,9 Tpi³, ayant fléchi de 0,9 Tpi³ par rapport à celles de 2012. Les révisions et la récupération améliorée tiennent compte d'une réduction d'environ 2,9 Tpi³ qui s'explique par la diminution des réserves prouvées non mises en valeur qui ont été enregistrées en raison des changements apportés aux plans de mise en valeur de la Société. Ce facteur a été atténué par des ajouts d'environ 2,2 Tpi³ résultant de la montée des prix moyens des 12 derniers mois et de légères révisions à la hausse. Les sorties d'actifs ont également réduit les réserves prouvées de 2013. Des extensions et découvertes d'environ 1,0 Tpi³ ont remplacé 97 % de la production au cours de l'exercice.

En 2013, les réserves prouvées de pétrole et de LGN après redevances d'Encana se sont situées à environ 220,8 Mb, ayant augmenté de 10,8 Mb depuis 2012 en raison surtout d'extensions et de découvertes. Les révisions et la récupération améliorée ont été touchées par une diminution des réserves de LGN qu'a causée essentiellement le rejet d'éthane aux États-Unis. Des extensions et découvertes d'environ 55,8 Mb ont remplacé 283 % de la production au cours de l'exercice.

Prix moyens des 12 derniers mois

Les prix de référence ci-dessous ont été utilisés aux fins de l'établissement des réserves. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de la période de 12 mois concernée.

	Gaz naturel		Pétrole et LGN	
	Henry Hub (\$/Mbtu)	AECO (\$ CA/Mbtu)	WTI (\$/b)	Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)
Prix des réserves ¹⁾				
2011	4,12	3,76	96,19	96,53
2012	2,76	2,35	94,71	87,42
2013	3,67	3,14	96,94	93,44

1) Tous les prix ont été maintenus constants pour tous les exercices ultérieurs aux fins de l'estimation des réserves.

Production et dépenses d'investissement, montant net

Volumes de production (après redevances)

(moyenne quotidienne)	2013	2012	2011
Gaz naturel (Mpi ³ /j)			
Division Canada	1 432	1 359	1 454
Division États-Unis	1 345	1 622	1 879
	2 777	2 981	3 333
Pétrole (kb/j)			
Division Canada	11,9	7,3	5,1
Division États-Unis	13,9	10,3	9,4
	25,8	17,6	14,5
NGL (kb/j)			
Division Canada	18,5	12,1	9,4
Division États-Unis	9,6	1,3	0,1
	28,1	13,4	9,5
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)			
Division Canada	30,4	19,4	14,5
Division États-Unis	23,5	11,6	9,5
	53,9	31,0	24,0

Comparaison de 2013 et de 2012

En 2013, le volume de production moyen de gaz naturel d'Encana a été touché par le fait qu'elle a concentré ses dépenses d'investissement dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, qu'elle a comprimé son programme de dépenses d'investissement et qu'il s'est produit des baisses normales de rendement, ce qui a atténué en partie par le fait qu'en 2012, des puits ont été fermés. En 2013, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 777 Mpi³/j, en baisse de 204 Mpi³/j par rapport à celui de 2012. Dans la division Canada, les volumes ont augmenté en raison surtout de campagnes de forage fructueuses, principalement à Cutbank Ridge et à Bighorn, de la production provenant des installations de gaz naturel en mer Deep Panuke et de la fermeture de puits en 2012, ce qui a été atténué par des baisses normales de rendement et par la vente des actifs de gaz naturel dans la formation Jean Marie, à Greater Sierra. Les volumes de la division États-Unis ont fléchi du fait principalement des baisses normales de rendement, ce qui a été contrebalancé en partie par des fermetures de puits en 2012.

En 2013, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 53,9 kb/j, en hausse de 22,9 kb/j par rapport à celui de 2012. Les volumes de la division Canada ont augmenté par suite surtout de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, et à l'usine Gordondale, à Peace River Arch, et des campagnes de forage fructueuses menées à Peace River Arch et à Clearwater. Les volumes de la division États-Unis se sont élargis en raison surtout des bons résultats des programmes de forage dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et de nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégo-ciés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de LGN, et ce, surtout, à Piceance et à Jonah.

Comparaison de 2012 et de 2011

En 2012, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 2 981 Mpi³/j, en baisse de 352 Mpi³/j par rapport à celui de 2011. Dans la division Canada, les volumes ont fléchi en raison surtout de la fermeture de puits et des sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par une campagne de forage fructueuse à Cutbank Ridge et à Bighorn. Dans la division États-Unis, les volumes ont reculé essentiellement à cause de baisses normales de rendement, des sorties d'actifs au Texas et de la fermeture de puits, facteurs qui ont été atténués par une campagne de

forage fructueuse à Piceance. En 2012, Encana a annoncé qu'elle entendait fermer des puits et comprimer sa production de gaz naturel d'environ 250 Mpi³/j dans les zones affichant les plus fortes baisses de rendement et des coûts variables plus élevés. Les puits fermés ont été remis en service avant la fin de l'exercice.

En 2012, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 31,0 kb/j, en hausse de 7,0 kb/j par rapport à celui de 2011. Les volumes de la division Canada ont augmenté par suite surtout de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, de l'accroissement des volumes visés par des droits de redevance et de campagnes de forage fructueuses à Peace River Arch et à Bighorn. Les volumes de la division États-Unis se sont élargis en raison surtout des bons résultats des programmes de forage dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides et des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de LGN.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Division Canada	1 365 \$	1 567 \$	2 031 \$
Division États-Unis	1 283	1 727	2 446
Optimisation des marchés	3	7	2
Activités non sectorielles et autres	61	175	131
Dépenses d'investissement	2 712	3 476	4 610
Acquisitions	184	379	515
Sorties d'actifs	(705)	(4 043)	(2 080)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(521)	(3 664)	(1 565)
Dépenses d'investissement, montant net	2 191 \$	(188) \$	3 045 \$

2013

En 2013, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2 712 M\$ et reflètent la rigueur avec laquelle la Société les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses zones de ressources qui génèrent les meilleurs rendements, qu'elle investit dans des zones d'intérêt dont la mise en valeur a donné de bons résultats et qu'elle réalise des programmes de forage avec des coentrepreneurs. La mise en valeur de zones de ressources s'est poursuivie à Peace River Arch, à Bighorn, à Piceance et à Haynesville. Les dépenses consacrées à des zones d'intérêt de gaz naturel riche en pétrole et en liquides ont visé essentiellement la formation Duvernay, le bassin San Juan et le bassin DJ. En 2014, Encana réalignera son programme de dépenses d'investissement en fonction de la stratégie qu'elle a annoncée en novembre 2013.

En 2013, le montant des acquisitions a été de 28 M\$ pour la division Canada et de 156 M\$ pour la division États-Unis. Ces acquisitions ont été essentiellement des achats de terrains et de biens recelant un potentiel de production de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

En 2013, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 685 M\$ pour la division Canada et à 18 M\$ pour la division États-Unis. Dans le cas de la division Canada, les sorties d'actifs ont englobé la vente des actifs de gaz naturel de la Société dans la formation Jean Marie, dans la zone de ressources Greater Sierra, qui se trouve dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et d'autres actifs.

Encana prend actuellement part à un certain nombre de coentreprises formées avec des contreparties au Canada et aux États-Unis. Le partage des frais de mise en valeur avec des tiers lui permet de faire avancer ses projets tout en réduisant ses dépenses d'investissement, ce qui rehausse les rendements des projets.

2012

En 2012, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 476 M\$ et ont servi principalement à mener à bien des campagnes de forage déjà en cours, à réaliser des programmes de forage avec des coentrepreneurs et à accroître les investissements consentis dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides en voie de prospection et de mise en valeur. La mise en valeur de zones de ressources s'est poursuivie à Piceance, Haynesville, Bighorn, Cutbank Ridge et Peace River Arch et des dépenses d'investissement ont été engagées dans des zones d'intérêt de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, notamment dans la formation Duvernay, Clearwater, le schiste marin Tuscaloosa, Eaglebine, la formation Mississippian Lime, le bassin DJ Niobrara et le bassin San Juan.

Les acquisitions réalisées en 2012 ont totalisé 139 M\$ pour la division Canada et 240 M\$ pour la division États-Unis et ont été essentiellement sous forme d'achats de terrains et de biens présentant un potentiel de production de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

En 2012, les sorties d'actifs se sont chiffrées à 3 770 M\$ pour la division Canada et à 271 M\$ pour la division États-Unis. Dans le cas de la division Canada, cette somme comprenait un montant de 1,45 G\$ CA reçu d'une filiale de Mitsubishi Corporation, un montant de 1,18 G\$ CA reçu d'une filiale de PetroChina Company Limited, un montant de 100 M\$ CA reçu d'une filiale de Toyota Tsusho Corporation et les quelque 920 M\$ CA tirés de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel. La division États-Unis a reçu le produit résiduel de 114 M\$ associé à la sortie des actifs de gaz naturel situés à North Texas, la majorité du produit lui ayant été versé en décembre 2011.

2011

En 2011 les dépenses d'investissement ont été de 4 610 M\$ et ont servi essentiellement à la poursuite de la mise en valeur des zones de ressources d'Encana, dont Bighorn, Cutbank Ridge, Haynesville et Piceance.

En 2011, les acquisitions ont totalisé 410 M\$ pour la division Canada et 105 M\$ pour la division États-Unis et comprenaient des achats de terrains et de biens complémentaires à ceux existants de la Société et présentant un potentiel de production de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

Les sorties d'actifs effectuées en 2011 se sont établies à 350 M\$ pour la division Canada et à 1 730 M\$ pour la division États-Unis. Les sorties d'actifs de la division États-Unis comprenaient la vente de l'usine de traitement du gaz naturel de Fort Lupton, en contrepartie d'un produit de 296 M\$, la vente des actifs de collecte de gaz naturel à South Piceance, pour un produit de 547 M\$, et la vente de la plupart des actifs de gaz naturel à North Texas, pour un produit de 836 M\$. L'impôt payé en trésorerie a augmenté de 114 M\$ par suite de la vente d'actifs à South Piceance et à North Texas. Les montants des sorties d'actifs sont présentés après déduction des montants recouverts au titre des dépenses d'investissement engagées avant la vente de certains actifs de collecte et de traitement du gaz naturel.

Les montants reçus à la suite des sorties d'actifs indiquées ci-dessus ont été déduits des comptes de coût entier respectifs des divisions Canada et États-Unis.

Résultats des divisions

Division Canada

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)			Prix net du gaz naturel (\$/kpi ³)			Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 548 \$	1 802 \$	2 507 \$	3,35 \$	2,58 \$	3,79 \$	65,06 \$	70,84 \$	85,41 \$
Profit de couverture réalisé	276	958	365	0,51	1,97	0,69	0,46	-	-
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	15	9	15	0,01	-	0,02	0,96	1,13	0,90
Transport et traitement	756	555	490	1,37	1,12	0,91	2,89	0,75	1,45
Charges opérationnelles	372	352	380	0,61	0,67	0,68	3,56	2,09	1,23
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	1 681 \$	1 844 \$	1 987 \$	1,87 \$	2,76 \$	2,87 \$	58,11 \$	66,87 \$	81,83 \$
				Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
				2013	2012	2011	2013	2012	2011
Volumes de production – après redevances				1 432	1 359	1 454	30,4	19,4	14,5

Comparaison de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 681 M\$, ayant baissé de 163 M\$ en raison principalement d'un recul de 682 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été atténué par la majoration des prix obtenus pour le gaz naturel, majoration qui a accru de 405 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie en 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 276 M\$, en regard de 958 M\$ en 2012.
- La montée des prix du gaz naturel reflète la hausse des prix de référence, ce qui a ajouté 405 M\$ aux produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel, soit 1 432 Mpi³/j, a augmenté de 73 Mpi³/j, ce qui a haussé de 103 M\$ les produits des activités ordinaires. L'augmentation de ce volume a découlé essentiellement de campagnes de forages fructueuses, et ce, principalement à Cutbank Ridge, du fait que la fermeture de puits a réduit la production en 2012 et de la production provenant des installations de gaz naturel en mer Deep Panuke. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des baisses normales de rendement et par la vente des actifs de gaz naturel dans la formation Jean Marie, à Greater Sierra.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 30,4 kb/j, en hausse de 11,0 kb/j, ce qui a permis une augmentation de 281 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté essentiellement de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, et à l'usine Gordondale, à Peace River Arch, ainsi que des bons résultats des campagnes de forage à Peace River Arch et à Clearwater. Le repli des prix des liquides a réduit de 63 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les frais de transport et de traitement ont monté de 201 M\$ à cause essentiellement des coûts associés à la hausse des volumes traités dans des installations de tiers à Bighorn, à Cutbank Ridge et à Peace River Arch, des coûts liés aux installations de gaz naturel en mer Deep Panuke ainsi que de l'augmentation des coûts fermes de traitement.

Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 844 M\$, ayant baissé de 143 M\$ en raison principalement du recul des prix des marchandises obtenus, ce qui a réduit de 695 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce facteur a été atténué par une hausse de 593 M\$ des profits de couverture réalisés. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie en 2012.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 958 M\$, en regard de 365 M\$ en 2011.
- Le recul des prix du gaz naturel reflète la diminution des prix de référence, ce qui a amputé les produits des activités ordinaires de 586 M\$. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 359 Mpi³/j, accusant ainsi un repli de 95 Mpi³/j. La diminution de 158 M\$ des produits des activités ordinaires est essentiellement imputable à la fermeture de puits, aux compressions de production ainsi qu'aux sorties d'actifs, facteurs annulés en partie par des campagnes de forage fructueuses à Cutbank Ridge et à Bighorn. Une portion de la production de 2012 a été interrompue à Cutbank Ridge, à Greater Sierra et à Clearwater.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 19,4 kb/j, en hausse de 4,9 kb/j, ce qui a entraîné une augmentation de 156 M\$ des produits des activités ordinaires et a découlé essentiellement de l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, de l'accroissement des volumes visés par des droits de redevance et des bons résultats de programmes de forage menés à Peace River Arch et à Bighorn. La contraction des prix des liquides a réduit de 109 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les frais de transport et de traitement se sont accrus de 65 M\$ par suite surtout de la hausse des volumes traités dans des installations de tiers, ce qui a résulté principalement de la vente de deux usines de traitement du gaz naturel.

Résultats par zone de ressources

	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)			Production de pétrole et de LGN (kb/j)			Capital (en millions de dollars)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Cutbank Ridge	506	433	428	1,8	1,5	1,1	143 \$	228 \$	371 \$
Bighorn	255	242	230	8,9	5,8	3,5	268	333	397
Peace River Arch	133	108	101	8,7	2,9	2,1	435	220	156
Clearwater	335	374	433	9,9	8,6	7,0	128	131	354
Greater Sierra	156	200	260	0,3	0,5	0,8	17	118	325
Autres et nouvelles zones de ressources	47	2	2	0,8	0,1	-	374	537	428
Total – division Canada	1 432	1 359	1 454	30,4	19,4	14,5	1 365 \$	1 567 \$	2 031 \$

Le poste Autres et nouvelles zones de ressources tient essentiellement compte des résultats de la zone d'intérêt de gaz naturel riche en pétrole et en liquides dans la formation Duvernay ainsi que des installations de gaz naturel en mer Deep Panuke. La production provenant de ces dernières a accru d'environ 41 Mpi³/j les volumes de gaz naturel produits en 2013.

Le volume de production de gaz naturel moyen de la zone Greater Sierra a diminué de 2012 à 2013 en raison surtout de la vente, au deuxième trimestre de 2013, des actifs de gaz naturel dans la formation Jean Marie. Le volume de production de gaz naturel moyen de Cutbank Ridge a augmenté et les dépenses d'investissement ont fléchi dans les périodes indiquées en raison des activités de coentreprise menées dans cette zone de ressources.

Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté en 2013 grâce surtout à l'extraction de volumes supplémentaires de liquides à l'usine Musreau, à Bighorn, et à l'usine Gordondale, à Peace River Arch, ainsi qu'aux bons résultats des campagnes de forage qui ont été réalisées à Peace River Arch et à Clearwater.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	601 \$	748 \$	966 \$
Perte de valeur	-	1 822	2 249

En 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a fléchi par rapport à celle de 2012 en raison d'une diminution du taux d'épuisement, qui est passé de 1,41 \$ le kpi³e en 2012 à 1,01 \$ le kpi³e en 2013, ce qui a été contrebalancé en partie par l'élargissement des volumes de production. La baisse du taux d'épuisement est essentiellement attribuable aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier inscrites en 2012 et des montants qu'ont générés des sorties d'actifs en 2012 et en 2013 et qui ont été déduits du compte du coût entier.

En 2012, la division a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie avant impôt de 1 822 M\$ découlant des tests de plafonnement du coût entier (2 249 M\$ en 2011). Les pertes de valeur ont résulté essentiellement du fléchissement des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de la division, selon un calcul conforme aux exigences de la Securities and Exchange Commission (« SEC »).

Division États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

	Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles (en millions de dollars)			Prix net du gaz (\$/kpi ³)			Prix net du pétrole et des LGN (\$/b)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2 499 \$	2 170 \$	3 424 \$	3,81 \$	3,03 \$	4,47 \$	70,18 \$	82,33 \$	85,28 \$
Profit de couverture réalisé	264	1 195	598	0,53	2,01	0,87	0,44	-	-
Charges									
Taxes à la production et impôts miniers	119	96	183	0,16	0,11	0,23	4,79	6,63	7,54
Transport et traitement	722	652	728	1,47	1,10	1,06	-	0,06	0,08
Charges opérationnelles	411	377	444	0,69	0,59	0,62	7,02	5,88	0,70
Flux de trésorerie ou prix net liés aux activités opérationnelles	1 511 \$	2 240 \$	2 667 \$	2,02 \$	3,24 \$	3,43 \$	58,81 \$	69,76 \$	76,96 \$

	Gaz naturel (Mpi ³ /j)			Pétrole et LGN (kb/j)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Volumes de production – après redevances	1 345	1 622	1 879	23,5	11,6	9,5

Comparaison de 2013 et de 2012

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 511 M\$, ayant baissé de 729 M\$ en raison principalement d'un recul de 931 M\$ des profits de couverture réalisés, ce qui a été compensé en partie par la hausse des prix obtenus pour le gaz naturel, hausse qui a renforcé de 385 M\$ les produits des activités ordinaires. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie en 2013.

- Les profits de couverture réalisés se sont chiffrés à 264 M\$, en regard de 1 195 M\$ en 2012.
- La hausse des prix du gaz naturel reflète la majoration des prix de référence, ce qui a augmenté de 385 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 345 Mpi³/j, en baisse de 277 Mpi³/j, ce qui a retranché 311 M\$ des produits des activités ordinaires et a

découlé essentiellement des baisses normales de rendement. Ce facteur a été contrebalancé en partie par le fait que la fermeture de puits a réduit la production en 2012.

- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 23,5 kb/j, affichant ainsi une hausse de 11,9 kb/j. Cette hausse a permis une augmentation de 359 M\$ des produits des activités ordinaires et a résulté principalement des campagnes de forage fructueuses qui ont été menées dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides ainsi que de nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégociés, contrats qui se sont traduits par des volumes supplémentaires de LGN, et ce, essentiellement à Piceance et à Jonah. Le repli des prix des liquides a affaibli de 105 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les frais de transport et de traitement ont monté de 70 M\$ en raison surtout des coûts associés aux nouveaux contrats de collecte et de traitement et à ceux qui ont été renégociés.
- Les charges opérationnelles se sont accrues de 34 M\$ grâce principalement au fait que davantage de travaux ont été concentrés dans de nouvelles zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides.

Comparaison de 2012 et de 2011

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2 240 M\$, ayant baissé de 427 M\$ en raison principalement de la contraction des prix obtenus pour le gaz naturel, laquelle a réduit de 856 M\$ les produits des activités ordinaires, ce qui a été atténué par une hausse de 597 M\$ des profits de couverture réalisés. Ce qui suit indique les éléments importants qui ont influé sur les flux de trésorerie en 2012.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont chiffrés à 1 195 M\$, comparativement à 598 M\$ en 2011.
- Le repli des prix du gaz naturel reflète la diminution des prix de référence, ce qui a amputé les produits des activités ordinaires de 856 M\$. Le volume de production moyen de gaz naturel s'est établi à 1 622 Mpi³/j, en baisse de 257 Mpi³/j, ce qui a entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 412 M\$ et s'explique principalement par les baisses normales de rendement, par des sorties d'actifs au Texas et par la fermeture de puits à Haynesville. Ces facteurs ont été annulés en partie par une campagne de forage fructueuse à Piceance.
- Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est élevé à 11,6 kb/j, en hausse de 2,1 kb/j. Cette hausse a entraîné une augmentation des produits des activités ordinaires de 66 M\$ et a résulté surtout des campagnes de forage fructueuses menées dans des zones de gaz naturel riche en pétrole et en liquides ainsi que des contrats de collecte et de traitement qui ont été renégociés, contrats qui ont donné lieu à des volumes supplémentaires de LGN.
- La taxe à la production et les impôts miniers ont baissé de 87 M\$ principalement en raison du repli des prix du gaz naturel.
- Les frais de transport et de traitement se sont contractés de 76 M\$ en raison surtout de la diminution des volumes de production de gaz naturel.
- Les charges opérationnelles ont reculé de 67 M\$ grâce principalement au fléchissement des impôts fonciers et à la sortie d'actifs à North Texas.

Résultats par zone de ressources

	Production de gaz naturel (Mpi ³ /j)			Production de pétrole et de LGN (kb/j)			Capital (en millions de dollars)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Piceance	455	475	435	5,1	2,2	1,9	241 \$	328 \$	453 \$
Jonah	323	411	471	4,7	4,1	4,3	48	102	275
Haynesville	348	475	508	-	-	-	210	337	1 018
Texas	136	167	376	-	0,1	0,3	23	62	310
Autres et nouvelles zones de ressources	83	94	89	13,7	5,2	3,0	761	898	390
Total – division États-Unis	1 345	1 622	1 879	23,5	11,6	9,5	1 283 \$	1 727 \$	2 446 \$

Le poste Autres et nouvelles zones de ressources tient compte des résultats de zones d'intérêt de gaz naturel riche en pétrole et en liquides, dont le bassin San Juan, le bassin DJ, le schiste marin Tuscaloosa et Eaglebine.

Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté en 2013 en raison surtout des programmes de forage fructueux qui ont été menés dans le bassin DJ, à Piceance et dans le bassin San Juan ainsi que des nouveaux contrats de collecte et de traitement et de ceux qui ont été renégociés, lesquels ont donné lieu à des volumes supplémentaires de LGN à Piceance et à Jonah.

Pour 2013, le volume de production moyen du gaz naturel à Jonah et à Haynesville a été affaibli par des baisses normales de rendement et par un programme de dépenses d'investissement moins ambitieux.

Autres charges de la division

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	818 \$	1 102 \$	1 226 \$
Perte de valeur	-	2 842	-

En 2013, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué par rapport à celle de 2012 en raison de la réduction du taux d'épuisement, taux qui est passé de 1,78 \$ le kpi³e en 2012 à 1,51 \$ le kpi³e en 2013 et de la contraction des volumes de production dans l'exercice écoulé. Le recul du taux d'épuisement est essentiellement imputable aux pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été comptabilisées en 2012.

En 2012, la division a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie avant impôt de 2 842 M\$ (néant en 2011) découlant de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont principalement résulté du fléchissement des prix moyens du gaz naturel des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de la division, tels qu'ils ont été calculés conformément aux exigences de la SEC.

Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires	512 \$	419 \$	703 \$
Charges			
Charges opérationnelles	38	48	40
Produits achetés	441	349	635
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	12	12	12
	21 \$	10 \$	16 \$

Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés du secteur Optimisation des marchés ont trait à des activités qui confèrent à la Société une latitude opérationnelle sur le plan des engagements de transport, du type de produit, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont progressé de 2012 à 2013 grâce essentiellement à la montée des prix des marchandises, ce qui a été contrebalancé en partie par la contraction des volumes nécessaires aux activités d'optimisation. Les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont baissé de 2011 à 2012 en raison surtout du repli des prix des marchandises et de la baisse des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(241) \$	(1 384) \$	870 \$
Charges			
Transport et traitement	(2)	24	(25)
Charges opérationnelles	38	17	2
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	134	94	78
Pertes de valeur	21	31	-
	(432) \$	(1 550) \$	815 \$

Les produits des activités ordinaires se composent principalement des profits ou pertes de couverture latents qui sont constatés à l'égard de contrats financiers dérivés et qui découlent de la volatilité, d'une période à l'autre, des courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés. Les frais de transport et de traitement tiennent compte des profits ou pertes de couverture latents associés aux contrats financiers dérivés sur l'électricité qu'a conclus la Société. La dotation aux amortissements et à l'épuisement tient compte de l'amortissement d'actifs non sectoriels, tels le matériel informatique, les immeubles de bureaux, le mobilier et les aménagements des locaux loués. Les pertes de valeur ont trait à certains actifs non sectoriels.

Les résultats des Activités sectorielles et autres englobent les produits des activités ordinaires et les charges opérationnelles associés à la sous-location de locaux pour bureaux dans l'immeuble de bureaux The Bow. Pour d'autres informations concernant la sous-location de cet immeuble, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion.

Autres résultats opérationnels

Charges

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	53 \$	53 \$	50 \$
Charges administratives	439	392	350
Intérêts	563	522	468
(Profit) perte de change, montant net	325	(107)	133
Autres	(6)	1	21
	1 374 \$	861 \$	1 022 \$

De 2012 à 2013, les charges administratives ont augmenté, et ce, en raison essentiellement de charges de restructuration d'environ 88 M\$ qui ont résulté de compressions de la main-d'œuvre visant à harmoniser la structure organisationnelle avec la stratégie qui a été annoncée en novembre 2013. Ce facteur a été atténué par l'augmentation des frais juridiques en 2012. Les charges administratives de 2012 ont surpassé celles de 2011 à cause essentiellement de la hausse des coûts de rémunération à long terme qui ont été constatés et des frais juridiques.

La charge d'intérêts de 2013 a été plus élevée que celle de 2012 en raison surtout des intérêts liés à l'immeuble de bureaux The Bow. Quant à la charge d'intérêts de 2012, elle a surpassé celle de 2011 à cause de l'augmentation des commissions d'attente exigées pour les facilités de crédit bancaires renouvelables engagées et disponibles, de la diminution du montant de recouvrement des intérêts courus sur les économies d'impôt non constatées et des intérêts liés à l'immeuble de bureaux The Bow. L'obligation liée à cet immeuble est analysée plus longuement à la rubrique « Obligations contractuelles et éventualités » du présent rapport de gestion.

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Les profits et pertes de change découlent principalement de la réévaluation et du règlement des titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada et de la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Impôt sur le résultat exigible	(191) \$	(200) \$	(195) \$
Impôt sur le résultat différé	(57)	(1 837)	212
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(248) \$	(2 037) \$	17 \$

En 2013, l'impôt sur le résultat exigible a représenté une économie de 191 M\$ qui a résulté essentiellement de montants relatifs à des exercices antérieurs. Les économies d'impôt sur le résultat exigible de 200 M\$ en 2012 et de 195 M\$ en 2011 s'expliquent essentiellement par le report rétrospectif de pertes fiscales sur des exercices antérieurs.

Le total de l'économie d'impôt sur le résultat s'est établi à 248 M\$ en 2013, ce qui correspond à une baisse de 1 789 M\$ qui a découlé principalement de la hausse du résultat net avant impôt puisque les résultats de 2012 tenaient compte de pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier. Le total de l'économie d'impôt a été de 2 037 M\$ en 2012, comparativement à une charge de 17 M\$ en 2011, et a résulté de la diminution du résultat net avant impôt, diminution principalement attribuable à la hausse des pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier, au repli des prix des marchandises et aux pertes de couverture latentes. Les variations du résultat net sont analysées plus longuement à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Le taux d'impôt effectif annuel d'Encana dépend de son résultat, des écarts par rapport aux taux d'impôt prévus par la loi et à d'autres taux à l'étranger, de l'incidence des modifications aux lois, des gains ou pertes en capital non imposables, des écarts de nature fiscale attribuables à des sorties d'actifs et à des transactions ainsi que des ventilations de l'impôt de coentreprise en excédent du financement.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal qui sont en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont à l'étude. La Société estime que le montant constaté à l'égard de sa charge d'impôt est suffisant.

Situation de trésorerie et sources de financement

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux			
Activités opérationnelles	2 289 \$	3 107 \$	3 927 \$
Activités d'investissement	(1 895)	361	(3 631)
Activités de financement	(909)	(1 111)	(194)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents libellés en monnaies étrangères	(98)	22	(1)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(613) \$	2 379 \$	101 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	2 566 \$	3 179 \$	800 \$

Activités opérationnelles

En 2013, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles se sont établis à 2 289 M\$, ayant fléchi de 818 M\$ par rapport à ceux de 2012. En 2012, les flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles se sont établis à 3 107 M\$, en baisse de 820 M\$ par rapport à ceux de 2011. Ces baisses ont découlé essentiellement des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. En 2013, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 179 M\$, comparativement à des déficits de 323 M\$ en 2012 et de 15 M\$ en 2011.

Le fonds de roulement positif de la Société s'élevait à 1 338 M\$ au 31 décembre 2013, en regard de 2 865 M\$ au 31 décembre 2012. La diminution du fonds de roulement vient principalement de la hausse de la partie courante de la dette à long terme, du recul des actifs liés à la gestion des risques et de la baisse des créances clients et produits à recevoir. Au 31 décembre 2013, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 2 566 M\$, contre 3 179 M\$ au 31 décembre 2012. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 1 895 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement en 2013, contre 361 M\$ en 2012. Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont résulté essentiellement de la baisse du produit généré par les sorties d'actifs, ce qui a été compensé en partie par la diminution des dépenses d'investissement. En 2012, des flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement se chiffrent à 361 M\$ ont été enregistrés, alors qu'en 2011, des flux de trésorerie nets de 3 631 M\$ ont été affectés à de telles activités. Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement ont résulté essentiellement de la hausse du produit tiré des sorties d'actifs et de la réduction des dépenses d'investissement. L'origine de ces variations est exposée plus en détail à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

En 2013, les activités d'investissement ont également tenu compte du produit tiré de la vente de la participation de 30 % que détenait la Société dans le projet de terminal d'exportation de GNL à Kitimat, en Colombie-Britannique, vente qui a été conclue en février 2013.

En 2013, les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont également compris des fonds en réserve de 44 M\$ qui ont été libérés de l'entiercement, comparativement à 415 M\$ en 2012. Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement en 2011 comprenaient des fonds en mains tierces totalisant 383 M\$. Les fonds en réserve comprennent des sommes qui ne peuvent servir aux fins opérationnelles générales, qui sont mises de côté ou qui sont détenues en mains tierces, ainsi que les sommes reçues de contreparties en lien avec des actifs mis en valeur conjointement. Au 31 décembre 2011, la Société avait aussi des sommes entières en vue d'un possible échange de biens équivalents aux fins de l'impôt sur le résultat des États-Unis.

Activités de financement

Dettes à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 6 124 M\$ au 31 décembre 2013 et 7 175 M\$ au 31 décembre 2012. Au 31 décembre 2013, la partie courante de sa dette à long terme se chiffrait à 1 000 M\$, contre 500 M\$ au 31 décembre 2012. Le 15 octobre 2013, la Société a remboursé, à même sa trésorerie, ses titres d'emprunt de 500 M\$ échéant à cette date et portant intérêt au taux de 4,75 %. Elle prévoit rembourser en trésorerie les 1 000 M\$ de billets restants, lesquels portent intérêt au taux de 5,80 % et viennent à échéance le 1^{er} mai 2014. Il n'y avait aucun encours sur les facilités de crédit renouvelables de la Société au 31 décembre 2013 ou 2012.

Encana est en mesure de refinancer sa dette à long terme à son échéance ou de rembourser ses titres d'emprunt lorsqu'ils deviennent exigibles grâce à ses sources de trésorerie existantes. Ses principales sources de trésorerie englobent sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses facilités de crédit bancaires renouvelables, son fonds de roulement, ses flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et le produit que génèrent ses sorties d'actifs.

Facilités de crédit et prospectus préalables

Encana dispose de deux facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et a déposé un prospectus préalable portant sur des titres en dollars américains. En juin 2013, la Société a reporté, à juin 2018, la date d'échéance de ses facilités de crédit bancaires renouvelables et a fait passer de 4,0 G\$ CA à 3,5 G\$ CA sa facilité en dollars canadiens. Au 31 décembre 2013, elle avait à sa disposition des facilités de crédit bancaires renouvelables consenties et inutilisées totalisant 4,3 G\$ et avait déposé, sans l'utiliser, un prospectus préalable visant un maximum de 4,0 G\$.

- Encana a accès à une facilité de crédit bancaire renouvelable de 3,5 G\$ CA (3,3 G\$) qui reste disponible jusqu'en juin 2018 et dont la totalité est toujours inutilisée.
- Une des filiales américaines d'Encana dispose d'une facilité de crédit bancaire renouvelable de 1,0 G\$ qui demeure disponible jusqu'en juin 2018 et dont une tranche de 999 M\$ est toujours inutilisée.
- Encana a déposé un prospectus préalable qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 4,0 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt aux États-Unis. Au 31 décembre 2013, aucun titre n'avait été émis aux termes de ce prospectus. Toute émission est fonction des conditions de marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juin 2014.

Encana avait déposé, sans y recourir, un prospectus préalable lui permettant d'émettre jusqu'à 2,0 G\$ CA, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt au Canada. La période de validité de ce prospectus a pris fin en juin 2013. Encana ne l'a pas renouvelé puisqu'elle disposait de suffisamment de liquidités et qu'elle ne croit pas devoir faire appel au marché canadien des capitaux d'emprunt dans un proche avenir.

À l'heure actuelle, Encana se conforme à toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit et elle prévoit continuer de s'y conformer. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les définitions utilisées dans la clause restrictive exigent que les capitaux permanents soient ajustés en fonction du cumul des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 36 % au 31 décembre 2013 et à 37 % au 31 décembre 2012.

Données relatives aux actions en circulation

Au 31 décembre 2013 et au 18 février 2014, le nombre d'actions ordinaires d'Encana en circulation s'établissait à 740,9 millions.

Dans le cadre du régime d'options sur actions destiné aux membres du personnel d'Encana, des options visant l'achat d'actions ordinaires sont attribuées à ceux qui y sont admissibles. Au 31 décembre 2013, il y avait en cours environ 29,5 millions d'options sur actions assorties de droits à l'appréciation des actions jumelés (« DAAJ ») (15,5 millions d'options exerçables). Un DAAJ donne au porteur de l'option le droit de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana au moment de l'exercice sur le prix d'attribution initial. L'exercice d'un DAAJ contre un paiement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif. Dans le passé, la plupart des porteurs de ces options ont choisi de les exercer en tant que DAAJ contre un paiement en trésorerie.

Des droits à la valeur des actions soumis à restrictions (« DVASR ») sont attribués aux membres du personnel admissibles et leur permettent de recevoir une action ordinaire d'Encana, ou son équivalent en trésorerie, au gré d'Encana et lorsque les DVASR sont acquis, conformément aux modalités du régime de DVASR et de la convention d'attribution qui s'y rapporte. Un DVASR vaut théoriquement une action ordinaire d'Encana. Au 31 décembre 2013, il y avait en cours quelque 8,6 millions de DVASR qui deviennent acquis trois ans après la date de leur attribution. La Société entend régler les DVASR en trésorerie à leur date d'acquisition. Un règlement en trésorerie n'entraîne pas l'émission d'actions ordinaires d'Encana et n'a donc pas d'effet dilutif.

En 2013, Encana a annulé 767 327 actions ordinaires qui avaient été réservées en vue de leur émission aux actionnaires au moment de l'échange d'actions des sociétés remplacées. Conformément aux modalités de la convention de fusion qui a mené à la formation d'Encana, les actions qui n'avaient pas été échangées ont été annulées.

En mars 2013, Encana a modifié son régime de réinvestissement des dividendes afin de pouvoir émettre, à même ses actions non émises et aux actionnaires qui participent à ce régime, des actions ordinaires à un prix reflétant un escompte par rapport au cours moyen à la date de versement du dividende concerné. En vertu de ce régime, Encana a émis en 2013 5,4 millions d'actions ordinaires, pour un total de 93 M\$.

Le 13 février 2014, Encana a annoncé que, dans l'avenir, toute action liée à un dividende et associée à ce régime sera émise à même ses actions non émises et sans escompte par rapport au cours moyen, sauf si la Société fait une annonce à l'effet du contraire par voie d'un communiqué de presse.

Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires au gré du conseil d'administration. En 2013, les versements de dividendes ont totalisé 494 M\$ ou 0,67 \$ par action, contre 588 M\$ ou 0,80 \$ par action pour 2012 et 2011. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, les dividendes versés incluaient les 93 M\$ d'actions ordinaires que la Société a émises en 2013 au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son régime de réinvestissement des dividendes.

Le 12 février 2014, le conseil a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 31 mars 2014 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 14 mars 2014.

Structure du capital

La structure du capital de la Société se compose des capitaux propres et de la dette à long terme, y compris la partie courante. Par sa gestion du capital la Société vise divers objectifs, notamment maintenir la souplesse financière nécessaire pour préserver son accès aux marchés financiers ainsi que sa capacité de s'acquitter de ses obligations financières et de financer sa croissance interne et des acquisitions potentielles. Encana a, depuis longtemps, pour pratique de gérer son capital avec rigueur et de gérer sa structure du capital ainsi que d'y apporter des ajustements en fonction des conditions du marché de sorte à préserver sa souplesse financière tout en atteignant ses objectifs.

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes versés aux actionnaires, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette. Dans le cadre de la gestion de sa structure du capital, la Société surveille plusieurs mesures financières non conformes aux PCGR qui lui servent d'indicateurs de sa santé financière générale et qui sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion. Les mesures financières que surveille actuellement la Société sont présentées ci-dessous.

	2013	2012	2011
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,5 x	1,1 x	1,6 x
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,4 x	2,0 x	1,8 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	2,5 x	2,0 x	1,9 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	36 %	37 %	33 %

Obligations contractuelles et éventualités

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit résume les obligations de nature contractuelle de la Société au 31 décembre 2013.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus						Par la suite	Total
	2014	2015	2016	2017	2018			
Dette à long terme ¹⁾	1 000	-	-	700	705	4 700	7 105	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	68	61	70	68	57	3 982	4 306	
Autres obligations à long terme	87	87	88	89	90	1 893	2 334	
Contrats de location-acquisition	106	93	93	94	94	315	795	
Obligations ²⁾	1 261	241	251	951	946	10 890	14 540	
Transport et traitement	967	985	896	896	848	4 379	8 971	
Forage et services aux champs pétroliers	292	106	71	41	38	35	583	
Contrats de location simple	47	43	38	31	28	38	225	
Engagements	1 306	1 134	1 005	968	914	4 452	9 779	
Total des obligations contractuelles	2 567	1 375	1 256	1 919	1 860	15 342	24 319	
Montants recouverts par la sous-location	(43)	(43)	(44)	(44)	(44)	(939)	(1 157)	

1) Composante capital uniquement. Se reporter à la note 12 annexe aux états financiers consolidés.

2) La Société a comptabilisé des passifs de 10 312 M\$ en lien avec ces obligations.

Les obligations contractuelles associées à la dette à long terme, aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à l'immeuble de bureaux The Bow et aux contrats de location-acquisition sont comptabilisées à l'état de la situation financière de la Société. Des renseignements supplémentaires sont fournis dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Les autres obligations à long terme concernent un bail de 25 ans conclu avec un promoteur immobilier non lié relativement à l'immeuble de bureaux The Bow. Encana a comptabilisé le cumul des coûts de construction de cet immeuble comme un actif et a inscrit un passif connexe. En 2012, Encana a commencé à effectuer des paiements au promoteur immobilier non lié. À l'expiration du bail de 25 ans, l'actif résiduel et le passif correspondant devraient être décomptabilisés. Encana a sous-loué une partie des locaux pour bureaux de l'immeuble The Bow à une filiale de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus »). Les montants recouverts par la sous-location qui sont indiqués dans le tableau ci-dessus tiennent compte des montants qui devraient être recouverts auprès de Cenovus. Les paiements non actualisés d'Encana relativement à The Bow totalisent 2 334 M\$ et, de ce montant, il est prévu qu'une tranche de 1 157 M\$ sera recouverte auprès de Cenovus.

Les contrats de location-acquisition comprennent essentiellement l'obligation liée aux installations de production de Deep Panuke, dont l'exploitation commerciale a débuté en décembre 2013 après la réception de l'avis d'acceptation de la production. Les loyers futurs non actualisés d'Encana totalisent 687 M\$ (montant actualisé de 536 M\$).

Outre ceux figurant dans le tableau ci-dessus, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentrepreneurs. Une partie de ces engagements peut être acquittée par voie de ceux relevant du forage et des services aux champs indiqués dans le tableau ci-dessus.

En plus des engagements présentés ci-dessus, Encana a des obligations en vertu de son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser ses régimes de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. Des informations supplémentaires sur ce programme figurent à la note 21 annexe aux états financiers consolidés. La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2014 par les flux de trésorerie ainsi que par la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

Éventualités

Encana est partie à diverses poursuites et actions en justice intentées dans le cours de ses activités. Même si le résultat de ces réclamations ne peut être établi avec certitude, la Société ne s'attend pas à ce que ces questions nuisent considérablement à sa situation financière, à ses flux de trésorerie ou à ses résultats opérationnels. Une issue défavorable pourrait avoir une incidence négative importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période durant laquelle survient l'issue défavorable. Les charges à payer en raison de litiges et de poursuites sont constatées si la Société juge que la perte est probable et que son montant peut être estimé avec une certitude raisonnable. La Société estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

Gestion des risques

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie d'Encana et, dans certains cas, sa réputation, sont touchés par des risques qui peuvent être classés en fonction des catégories suivantes :

- les risques financiers;
- les risques liés aux activités opérationnelles;
- les risques liés à l'environnement, à la réglementation, à la réputation et à la sécurité.

Encana a élaboré une nouvelle stratégie afin de consolider sa position en tant que l'une des grandes sociétés nord-américaines de ressources naturelles et d'accroître la valeur actionnariale grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable. Encana continue de concentrer ses activités sur la mise en valeur de zones de ressources d'une longue durée de vie à faible risque et à faibles coûts, ce qui lui permet de bien résister aux incertitudes inhérentes aux marchés. La direction adapte les stratégies de gestion des risques financiers et opérationnels afin de pouvoir réagir de manière proactive à l'évolution de la conjoncture économique et aussi d'atténuer ou de réduire les risques.

Les risques qui sont susceptibles d'entacher la réputation d'Encana relèvent généralement de questions d'ordre stratégique ou de problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement, puis gérés comme il se doit, mais peuvent également résulter de situations imprévues qui obligent la Société à intervenir plus rapidement. Encana adopte une attitude proactive afin de repérer et de gérer les questions qui menacent sa réputation et a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités appropriées à cet égard.

Risques financiers

Encana entend par risques financiers le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions de marché susceptibles d'avoir une incidence sur ses activités.

Les risques financiers comprennent notamment :

- les prix du gaz naturel et des liquides sur les marchés;
- le crédit et la liquidité;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt.

Encana atténue les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques. Le recours à des instruments financiers dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. Toutes les conventions visant des dérivés financiers sont conclues avec d'importantes institutions financières d'envergure internationale ou avec des contreparties qui sont des sociétés jouissant de cotes de solvabilité de première qualité. Encana a adopté des politiques et des procédures relativement à la documentation et aux approbations requises pour l'utilisation d'instruments financiers dérivés et elle en lie expressément l'utilisation à l'atténuation des risques financiers de sorte à atteindre ses objectifs au chapitre du rendement des investissements et de la croissance, tout en maintenant les ratios financiers prescrits.

Pour réduire le risque lié aux prix des marchandises, la Société peut conclure des opérations qui établissent un prix plancher ou un prix plancher et un prix plafond. Afin de se protéger contre la variation des écarts de prix régionaux, Encana conclut des opérations qui visent à gérer l'écart de prix entre ses zones de production et différents points de vente. Des renseignements supplémentaires, notamment le détail des instruments financiers d'Encana en date du 31 décembre 2013, figurent à la note 21 annexe aux états financiers consolidés.

Les risques de crédit que posent les contreparties font l'objet d'une gestion régulière et proactive. Une part substantielle du risque de crédit d'Encana concerne ses clients du secteur du pétrole et du gaz ou des institutions financières. Le risque de crédit est atténué par des politiques de crédit qu'approuve le conseil d'administration et qui régissent le portefeuille des créances de la Société, notamment les pratiques en matière de crédit qui permettent de limiter les opérations et d'accorder des conditions de paiement selon les normes en usage dans le secteur et la cote de solvabilité des contreparties.

Encana gère son risque de liquidité au moyen de programmes de gestion de la trésorerie et de la dette. La Société a accès à des équivalents de trésorerie ainsi qu'à diverses sources de financement à des taux concurrentiels, tels des facilités de crédit bancaires renouvelables et les marchés des capitaux d'emprunt. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour ce faire, elle peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes qu'elle verse à ses actionnaires, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette.

Afin d'atténuer le risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, Encana peut conclure des contrats de change. Les profits ou pertes sur ces contrats sont constatés au moment de leur règlement. En maintenant ses activités aux États-Unis et au Canada, Encana bénéficie, dans une certaine mesure, d'une couverture naturelle à l'égard du risque de change.

Encana contracte aussi des emprunts en dollars américains et en dollars canadiens, ce qui contribue à réduire le risque que posent les fluctuations du taux de change entre les deux monnaies. Tout en émettant directement des titres d'emprunt libellés en dollars américains, la Société peut conclure des swaps croisés de devises à l'égard d'une partie de sa dette comme moyen de gérer la composition, en dollars américains ou en dollars canadiens, de sa dette.

La Société peut atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant des emprunts à taux fixe et à taux variable. Encana peut conclure à l'occasion des swaps de taux d'intérêt comme moyen additionnel de gérer la composition du portefeuille d'emprunts à taux fixe et à taux variable.

Risques liés aux activités opérationnelles

Les risques liés aux activités opérationnelles s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

- les activités opérationnelles;
- les activités d'investissement, dont la capacité de mener à terme les projets;
- le remplacement des réserves et des ressources.

La capacité de la Société d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et de valoriser ses réserves et ses ressources est exposée à des risques financiers, y compris ceux concernant les prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs de risque qui échappent à son contrôle, tels le contexte général des affaires et les conditions des marchés, les récessions et les perturbations des marchés financiers, l'état général des marchés des capitaux, y compris l'intérêt des investisseurs pour le secteur du pétrole et du gaz naturel en général et pour les titres de la Société en particulier, la capacité d'obtenir et de conserver un financement avantageux afin de pouvoir remplir ses engagements, les questions législatives, environnementales et réglementaires, les augmentations de coûts imprévues, les redevances, l'impôt, la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, le financement, par ses associés, de leur quote-part de leurs engagements de coentreprise et de partenariat, la disponibilité du matériel de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, les défaillances techniques, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs. Si Encana est dans l'impossibilité d'acquérir ou de découvrir des réserves et des ressources supplémentaires de gaz naturel et de liquides, ses

réserves, ses ressources et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Ses flux de trésorerie dépendent donc grandement de l'exploitation fructueuse des réserves et des ressources actuelles ainsi que de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves et de ressources supplémentaires. Pour atténuer ces risques et dans le cadre du processus d'approbation des investissements, les projets de la Société sont évalués à la lumière de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique.

En outre, Encana procède à une analyse approfondie des programmes de dépenses d'investissement antérieurs dans le but de repérer les éléments clés de connaissance qui se dégagent, lesquels comprennent souvent des éléments opérationnels qui ont eu une incidence positive ou négative sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des questions opérationnelles qui ont eu une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés à celui du projet pour l'exercice. Ces résultats sont analysés annuellement pour les besoins du programme de dépenses d'investissement d'Encana, et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Le contrôle par les pairs permet de s'assurer que le risque que pose un projet d'investissement est bien évalué et que les renseignements le concernant sont diffusés dans toute l'entreprise. Ce contrôle est effectué principalement dans le cas de projets de prospection et de zones de ressources qui en sont à leurs premières phases, mais il peut s'appliquer à n'importe quel type de projet.

Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, Encana compte sur un modèle d'affaires qui lui donne la marge de manœuvre nécessaire, sur le plan de la répartition des capitaux, pour optimiser les investissements axés sur les rendements des projets, la création de valeur à long terme et l'atténuation des risques. Encana réduit également les risques opérationnels au moyen d'autres politiques, systèmes et processus ainsi que par la mise en œuvre d'un programme d'assurance exhaustif.

Risques liés à l'environnement, à la réglementation, à la réputation et à la sécurité

La Société a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes, notamment aux autorités de réglementation. Les activités de la Société sont exposées à l'ensemble des risques opérationnels associés normalement à la prospection, à la mise en valeur et à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, ainsi qu'à l'exploitation d'installations médianes. Lorsqu'elle évalue l'importance des facteurs de risque liés à l'environnement, Encana tient compte de plusieurs facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment en matière de finances, d'exploitation, de réputation et de réglementation en ce qui a trait à chaque facteur de risque relevé. Ces risques sont gérés par l'application de politiques et de normes conformes ou supérieures à la réglementation publique et aux normes sectorielles. Encana dispose en outre d'un système qui lui permet de repérer, de mesurer et de maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement, et qui prévoit la transmission régulière de rapports à la direction générale et au conseil d'administration. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil d'administration d'Encana recommande l'approbation de la politique environnementale de la Société et surveille l'observation des lois et des règlements publics. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités quotidiennes en matière d'environnement, de santé et de sécurité, ainsi que des inspections et des évaluations visent à garantir le respect des normes et des règlements sur l'environnement. La Société a adopté des plans d'urgence afin de pouvoir intervenir rapidement en cas d'accident écologique et elle applique des stratégies de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement.

Les activités d'Encana sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements, qui peuvent viser ou interdire les forages, la complétion, notamment la fracturation hydraulique et le raccordement de puits, la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et l'exploitation et l'abandon de gisements. Des changements apportés à la réglementation publique peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de la Société, en plus d'imposer des coûts de conformité.

L'un des procédés que surveille Encana a trait à la fracturation hydraulique. Utilisée dans l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière, la fracturation hydraulique fait appel à des fluides de fracturation aux fins de la mise en valeur d'un réservoir. Ce procédé est utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière depuis environ 60 ans. Encana a recours à diverses techniques afin de bien évaluer l'impact de chaque opération de fracturation hydraulique qu'elle entreprend. Dans l'ensemble des activités d'Encana, la gestion et la protection rigoureuses de l'eau forment une composante essentielle de ce processus.

Les procédés de fracturation hydraulique font l'objet d'une réglementation stricte de la part de divers organismes provinciaux ou d'État. Encana respecte, voire dépasse, les exigences des autorités de réglementation. Le gouvernement fédéral des États-Unis, celui du Canada ainsi que les gouvernements de certains États américains et de certaines provinces canadiennes examinent actuellement divers aspects du cadre scientifique, réglementaire et politique dans lequel les opérations de fracturation hydraulique sont menées. À l'heure actuelle, ces gouvernements sont surtout occupés à recueillir, examiner et évaluer l'information technique concernant la fracturation hydraulique et n'ont pas donné de détails concernant des modifications effectives, proposées ou envisagées au cadre réglementaire qui la régit. Cependant, les obligations d'information d'ordre chimique se font plus nombreuses dans plusieurs des territoires où la Société exerce ses activités.

Plusieurs villes du Colorado, dont Boulder, Longmont, Fort Collins, Lafayette et Broomfield, ainsi que le comté de Boulder ont adopté des ordonnances locales limitant ou interdisant certaines activités pétrolières et gazières, dont la fracturation hydraulique. Ces initiatives de réglementation locale n'ont pas eu d'incidence importante sur les activités ou les projets de mise en valeur de la Société dans cet État et ne devraient pas nuire à ses activités futures. Le 21 janvier 2014, un avis de consultation populaire a été déposé dans l'État afin que le pouvoir de réglementer toutes les sociétés à but lucratif soit remis aux gouvernements locaux et que les ordonnances locales aient préséance sur toutes les lois internationales, fédérales et étatiques, sauf s'il s'agit de lois concernant les droits fondamentaux de la personne. Il faut comprendre que bien qu'elle soit de portée générale, l'objectif de cette consultation populaire est de restreindre la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans l'État. Cette initiative et d'autres mesures qui pourraient être prises pourraient faire en sorte que, dans l'avenir, il soit interdit de forer dans certains territoires du Colorado. Par conséquent, si de telles mesures sont adoptées, il se peut qu'elles entravent les activités que la Société mène au Colorado. Encana continue de travailler de concert avec les gouvernements étatiques ou locaux, le milieu universitaire et des chefs de file du secteur afin de trouver des solutions aux questions soulevées par la fracturation hydraulique au Colorado. La Société sait que d'autres consultations populaires concernant la fracturation hydraulique pourraient être menées et elle continuera, en 2014, de suivre de près l'évolution de ces démarches et d'y réagir.

En juin 2013, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a annoncé qu'elle suspendait son analyse des conséquences environnementales potentielles de la fracturation hydraulique, notamment en ce qui concerne les sources d'eau potable et la santé publique, au champ de gaz naturel Pavillion d'Encana, au Wyoming. Cet organisme a déclaré que les résultats de son projet de rapport datant de 2011 n'étaient pas concluants et qu'il ne prévoyait pas en rédiger une version finale, ni demander à des pairs de l'examiner, ni s'appuyer sur les conclusions qu'il renferme. En outre, aucune donnée qui y figure ne sera intégrée à l'analyse nationale et de plus vaste portée que mène actuellement l'EPA eu égard à la fracturation hydraulique. L'EPA accordera plutôt son soutien à toute autre vérification scientifique de la qualité des eaux souterraines de Pavillion menée par le Department of Environmental Quality du Wyoming et de la Oil and Gas Conservation Commission de ce même État. Toute indication de liens potentiels entre la fracturation hydraulique et la qualité des eaux souterraines pourrait exposer Encana à des risques de nature réglementaire ou opérationnelle ou entacher sa réputation.

Encana s'est engagée à communiquer l'information d'ordre chimique relative à la fracturation hydraulique et elle est favorable à une telle communication. Encana participe au *FracFocus Chemical Disclosure Registry* aux États-Unis ainsi qu'à ses versions que l'Alberta et la Colombie-Britannique ont adoptées. Encana collabore avec les intervenants de l'industrie, les associations professionnelles, les fournisseurs de fluides et les autorités de réglementation pour déterminer, élaborer et proposer les meilleures pratiques responsables au chapitre de la fracturation hydraulique. On peut obtenir de plus amples renseignements sur la fracturation hydraulique sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.

Règlements concernant les changements climatiques

Des gouvernements fédéraux et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et certaines autres émissions atmosphériques, tandis que d'autres administrations ont déjà fourni des indications concernant ces règlements. D'autres administrations devraient aussi annoncer des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Comme ces programmes fédéraux et régionaux sont en cours d'élaboration, Encana n'est pas en mesure de prédire l'incidence globale de la réglementation à venir sur ses activités. Il est par conséquent possible que la Société doive, pour se conformer aux lois relatives aux émissions de GES, subir des hausses de ses charges opérationnelles et de ses dépenses d'investissement. Cependant, Encana continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon que, à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par an soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits d'émission de carbone ou verser des cotisations de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. En Alberta, Encana a un établissement assujéti à la réglementation relative aux émissions. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Alberta n'est pas notable pour Encana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une étroite gestion.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone sans effet sur les revenus et en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, s'applique à la quasi-totalité des combustibles fossiles, dont le diesel, le gaz naturel, le charbon, le propane et le mazout domestique. La taxe s'applique aux émissions dues à la combustion ainsi qu'à l'achat ou à l'utilisation de combustibles fossiles dans la province. Établie initialement à 10 \$ CA par tonne d'émissions d'équivalent de carbone, elle se situe actuellement à 30 \$ CA la tonne. Le coût estimatif des émissions de carbone lié à la réglementation adoptée en Colombie-Britannique n'est pas notable pour Encana à l'heure actuelle et fait l'objet d'une gestion étroite.

Le gouvernement fédéral canadien a annoncé qu'il harmonisera ses objectifs de réduction des émissions de GES avec celle des États-Unis. Il a adopté une approche sectorielle et, bien que les travaux réalisés de concert avec le secteur et les provinces en vue d'élaborer une réglementation propre au secteur pétrolier et gazier aient progressé, le gouvernement fédéral ne s'est pas encore prononcé sur le calendrier du dépôt et de l'adoption de la législation envisagée. Encana continuera de suivre de près cette question en 2014.

Même si le gouvernement fédéral des États-Unis a fait savoir que la lutte aux changements climatiques serait au cœur des préoccupations de la présente administration durant son second mandat, les directives transmises à l'EPA à ce jour visent essentiellement l'établissement des normes, règlements ou lignes directrices qui ont été proposés relativement aux émissions de carbone des centrales électriques. Jusqu'à présent, aucune loi ou règlement qui influencerait fortement sur les activités pétrolières et gazières n'a été annoncé. En 2014, Encana continuera de rester à l'affût de tout fait nouveau en ce domaine.

Encana compte poursuivre ses efforts en vue de réduire l'intensité de ses émissions et d'accroître son efficacité énergétique. Les efforts de la Société relativement à la gestion des émissions reposent essentiellement sur l'importance accordée à l'efficacité énergétique, sur la mise au point de technologies pour réduire les émissions de GES et sur une participation à l'élaboration de pratiques exemplaires pour l'ensemble du secteur.

Encana a adopté une stratégie proactive concernant le respect des exigences de la réglementation en matière de carbone. Cette stratégie est composée des trois grands volets suivants :

- *Gérer activement les coûts.* Lorsque la réglementation entrera en vigueur, un coût sera attribué aux émissions d'Encana (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles font l'objet d'une gestion étroite afin de respecter les règlements. Des éléments comme un

suivi efficace des émissions et l'observation de la consommation de carburant de la Société lui permettront de se concentrer sur la réduction des coûts.

- *Prévoir les signaux de prix et y réagir.* À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires où Encana exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a mis de l'avant une initiative d'efficacité environnementale afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. En prévision du prix prévu du carbone, Encana essaie également, lorsque cela convient, de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction de GES.
- *Travailler de pair avec les groupes sectoriels.* Encana continue de collaborer avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et d'initiatives dans ce domaine. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquiescer des connaissances utiles qu'elle emploie pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent des renseignements utiles aux processus de planification à long terme d'Encana et à son analyse des conséquences des tendances en matière de réglementation.

Encana surveille l'évolution des nouvelles politiques et lois en matière de changements climatiques et tient compte des coûts connexes du carbone dans sa planification stratégique. La direction et le conseil d'administration analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société en fonction de coûts s'échelonnant entre environ 10 \$ et 80 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Encana examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Encana projette de continuer à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Encana est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. Elle est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification et de l'analyse de scénarios. Encana estime que sa stratégie à l'égard des zones de ressources représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. Encana s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités. De plus amples renseignements sur les émissions de GES d'Encana sont présentés dans son rapport sur la responsabilité, lequel peut être consulté sur son site Web, à l'adresse www.encana.com.

Méthodes et estimations comptables

Estimations comptables cruciales

La direction est tenue, aux fins de l'application de ses méthodes et pratiques comptables, de poser des jugements et des hypothèses et de faire des estimations qui ont une incidence importante sur les résultats financiers de la Société. Un sommaire des méthodes comptables significatives d'Encana est présenté à la note 1 annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les paragraphes qui suivent décrivent les méthodes et pratiques comptables qui jouent un rôle déterminant dans l'établissement des résultats financiers d'Encana.

Actifs et réserves en amont

Encana applique la capitalisation du coût entier selon les PCGR des États-Unis pour ses activités liées au gaz naturel, au pétrole et aux LGN. Les estimations des réserves peuvent avoir une incidence considérable sur le résultat net, puisqu'elles constituent un élément essentiel des calculs de l'épuisement et des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier. Une révision à la baisse des estimations des réserves peut accroître les charges d'épuisement ainsi qu'entraîner une perte de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier. Une perte de valeur découlant d'un tel test est comptabilisée en résultat net lorsque la valeur comptable du centre de coûts d'un pays dépasse le plafonnement de ce centre. La valeur comptable d'un centre de coûts inclut les coûts incorporés des biens pétroliers et gaziers prouvés, déduction faite du cumul de l'épuisement et de l'impôt différé connexes. Le plafonnement du centre de coûts correspond au total des flux de trésorerie nets futurs après impôt attendus des réserves prouvées, selon un calcul conforme aux exigences de la SEC, d'après les prix moyens des 12 derniers mois et les coûts de mise en valeur et de production futurs non actualisés, flux qui sont actualisés au taux de 10 %, majorés des coûts des biens non prouvés. Le prix moyen des 12 derniers mois correspond à la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de cette période. Tout excédent de la valeur comptable sur le montant du plafonnement calculé est constaté comme une perte de valeur dans le résultat net. En 2012 et en 2011, Encana a comptabilisé des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier, pertes qui sont exposées plus en détail à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion.

Toutes les réserves et ressources de gaz naturel, de pétrole et de LGN d'Encana sont évaluées une fois l'an par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants qui rédigent un rapport sur celles-ci. L'estimation des réserves est une démarche subjective et est basée sur des données techniques, des taux de production futurs projetés et le calendrier des dépenses futures, facteurs qui font tous l'objet de nombreuses incertitudes et de diverses interprétations. Les estimations des réserves pourront être révisées à la hausse ou à la baisse selon les résultats des forages futurs, les essais, les niveaux de production et les possibilités économiques de récupération.

La Société estime que les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées et sur lesquels se fonde le calcul des tests de plafonnement du coût entier ne sont pas représentatifs de la juste valeur de marché de ses biens pétroliers et gaziers, ni des flux de trésorerie futurs nets que devraient générer ces biens. Les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt ne tiennent pas compte de la valeur des biens non prouvés, de la valeur des réserves probables ou possibles ni des variations futures des prix des marchandises. Encana gère ses activités en utilisant des estimations de réserves et de ressources fondées sur des prix et coûts prévisionnels.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des obligations juridiques en vertu desquelles la Société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles, telles que des sites de puits en production, des plates-formes de production en mer et des usines de traitement du gaz naturel. La juste valeur des obligations estimatives liées à la mise hors service d'immobilisations est constatée à l'état consolidé de la situation financière lorsqu'elles sont engagées et qu'il est possible d'établir une estimation raisonnable de la juste valeur. Le coût de mise hors service des immobilisations, qui est égal à la juste valeur estimée initialement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, est incorporé au coût des immobilisations connexes. Les variations des obligations estimées découlant de révisions de l'échéancier prévu ou du montant des flux de trésorerie futurs attendus sont comptabilisées à titre de variation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimées en actualisant les flux de trésorerie futurs du règlement. Les flux de trésorerie actualisés reposent sur des estimations de facteurs tels que la vie de la réserve, les coûts de mise hors service, le calendrier de règlement, les taux sans risque ajustés en fonction de la qualité du crédit et les taux d'inflation futurs. Ces estimations auront une incidence sur le résultat net par la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, en plus de l'épuisement du coût de mise hors service d'immobilisations inclus dans les immobilisations corporelles. Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution du cumul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Goodwill

Au moins une fois l'an, soit au 31 décembre, le goodwill, qui représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets acquis, est soumis à un test de dépréciation. Le goodwill et tous les autres actifs et passifs sont attribués aux unités opérationnelles, qui correspondent aux centres de coûts par pays d'Encana. Pour évaluer la perte de valeur, la valeur comptable de chaque unité est établie et comparée à sa juste valeur. Si la valeur comptable de l'unité est supérieure à sa juste valeur, la valeur du goodwill est alors réduite à sa juste valeur implicite. La juste valeur implicite du goodwill est établie en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité de sa juste valeur comme si l'unité avait été acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Tout excédent de la valeur comptable du goodwill sur la juste valeur implicite du goodwill est constaté comme une perte de valeur et imputé au résultat net. L'évaluation ultérieure du goodwill est faite au coût diminué du cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

La juste valeur utilisée pour le test de dépréciation s'appuie sur des estimations des flux de trésorerie futurs actualisés, qui reposent elles-mêmes sur des hypothèses quant aux réserves de gaz naturel et de liquides, y compris les prix des marchandises, les coûts futurs et les taux d'actualisation. Ayant évalué son goodwill à des fins de dépréciation au 31 décembre 2013, Encana a conclu qu'aucune réduction de valeur n'était nécessaire.

Impôt sur le résultat

Encana utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, elle comptabilise de l'impôt différé au titre de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, en utilisant les taux d'impôt et les lois fiscales adoptés dont l'application est attendue lorsque l'actif sera réalisé et le passif réglé. L'impôt sur le résultat exigible est évalué au montant que l'on s'attend à recouvrer des administrations fiscales ou à payer à celles-ci en fonction des taux d'impôt et des lois fiscales adoptés à la fin de la période de présentation de l'information financière. L'incidence d'un changement dans les taux d'impôt ou les lois fiscales adoptés est comptabilisée en résultat net de l'exercice au cours duquel un tel changement entre en vigueur.

Encana évalue périodiquement les actifs d'impôt différé afin de s'assurer qu'ils sont réalisables. S'il est plus probable qu'improbable que ces actifs ne pourront être réalisés, une dépréciation correspondante est constatée afin d'en réduire le montant. Lorsqu'elle évalue le caractère réalisable des actifs d'impôt différé, Encana tient compte des éléments probants, tant positifs que négatifs dont elle dispose, tels que le résultat imposable obtenu dans le passé ou celui attendu dans l'avenir, les stratégies de planification fiscale auxquelles elle peut recourir et les périodes de report prospectif. Les hypothèses posées afin d'établir le résultat imposable prévu dans des exercices à venir sont conformes à celles utilisées pour évaluer la perte de valeur du goodwill.

La charge d'impôt intermédiaire d'Encana est déterminée au moyen d'un taux d'impôt effectif annuel estimé qui est appliqué au résultat net avant impôt réalisé depuis le début de l'exercice, de l'incidence des modifications aux lois et des montants relatifs à des exercices antérieurs. Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel qui est prévu, des écarts par rapport aux taux prévus par la loi et à d'autres taux à l'étranger, des gains ou pertes en capital non imposables, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de transactions et des ventilations de l'impôt de coentreprise en excédent du financement.

Encana constate l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est plus probable qu'improbable que cette position résistera à l'examen de l'administration fiscale en raison de son mérite sur le plan technique. Une position fiscale comptabilisée est évaluée initialement et ultérieurement au montant le plus élevé de l'avantage fiscal dont la probabilité de réalisation, lors du règlement avec l'administration fiscale, est supérieure à 50 %. Les passifs liés aux avantages fiscaux non constatés et dont le règlement n'est pas prévu au cours des 12 prochains mois sont inclus dans les autres passifs et provisions.

Les interprétations, les règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Par conséquent, l'impôt sur le résultat est soumis à l'incertitude relative à la mesure et les interprétations peuvent avoir une incidence sur le résultat net par l'entremise de la charge d'impôt découlant de la variation des actifs ou des passifs d'impôt différé.

Instruments financiers dérivés

Comme il est précisé à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion, Encana utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché découlant des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La Société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, les variations de celle-ci étant portées en résultat net. Les justes valeurs constatées à l'état consolidé de la situation financière témoignent de la compensation entre les positions sur l'actif et le passif lorsque les accords généraux de compensation de contrepartie comportent des dispositions de règlement au montant net. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur le prix du gaz naturel et du pétrole sont comptabilisés dans les produits des activités ordinaires au règlement des contrats. Les profits et pertes réalisés découlant de dérivés financiers portant sur les prix de l'électricité sont comptabilisés dans les frais de transport et de traitement au règlement des contrats sur l'électricité. Les profits et pertes latents sont comptabilisés en conséquence dans les produits des activités ordinaires et les frais de transport et de traitement à la fin de chaque période de présentation de l'information financière en fonction des variations de la juste valeur des contrats.

L'estimation de la juste valeur de tous les instruments dérivés est basée sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions quant aux marchés fournies par des tiers. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers fait l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Prises de position comptables récentes

Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1^{er} janvier 2013, Encana a adopté les mises à jour des normes comptables suivantes qui ont été publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») et qui n'ont pas eu une incidence importante sur ses états financiers consolidés intermédiaires résumés.

- L'Accounting Standards Update 2011-11, *Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, et l'Accounting Standards Update 2013-01, *Clarifying the Scope of Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*, exigent la communication d'information sur les montants bruts et nets de certains instruments financiers admissibles à la compensation à l'état de la situation financière et de certains instruments financiers assujettis à des accords généraux de compensation. Les modifications ont été appliquées rétrospectivement.
- L'Accounting Standards Update 2013-02, *Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated Other Comprehensive Income*, exige la présentation d'informations plus étoffées concernant les montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat global. Les modifications ont été appliquées prospectivement.

Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

Encana sera tenue, en date du 1^{er} janvier 2014, d'adopter les mises à jour des normes comptables indiquées ci-dessous qu'a publiées le FASB et qui ne devraient pas avoir une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

- L'Accounting Standards Update 2013-04, *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements for Which the Total Amount of the Obligation is Fixed at the Reporting Date*, clarifie les directives concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des passifs découlant d'ententes conférant une responsabilité solidaire. Les modifications seront appliquées rétrospectivement.
- L'Accounting Standards Update 2013-05, *Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*, clarifie les directives relatives à certaines transactions donnant lieu au reclassement du cumul des écarts de conversion dans le résultat net. Les modifications seront appliquées prospectivement.
- L'Accounting Standards Update 2013-11, *Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*, précise que le passif lié à un produit d'impôt non comptabilisé ou une partie de celui-ci doit être porté en diminution de l'actif d'impôt différé qui a été comptabilisé pour le report en avant d'une perte opérationnelle nette, d'une perte fiscale semblable ou de crédits d'impôt non utilisés, sauf dans certaines situations particulières. Les modifications seront appliquées prospectivement.

Mesures non conformes aux PCGR

Certaines mesures utilisées dans le présent document n'ont pas de sens normalisé selon les PCGR des États-Unis et sont, par conséquent, considérées comme des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana utilisent couramment ces mesures pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des renseignements supplémentaires concernant la liquidité de la Société et sa capacité de générer des fonds pour financer ses activités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie dilués par action, le résultat opérationnel, le résultat opérationnel dilué par action, les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents, le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette/capitaux permanents ajustés. L'utilisation que fait la direction de ces mesures est examinée plus à fond ci-dessous.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure non conforme aux PCGR qui est couramment utilisée par le secteur du pétrole et du gaz ainsi que par Encana pour aider la direction et les investisseurs à évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent de ceux liés aux activités opérationnelles, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et passifs, de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'impôt à payer à la vente d'actifs.

(en millions de dollars)	2013					2012					2011
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	2 289 \$	462 \$	935 \$	554 \$	338 \$	3 107 \$	717 \$	1 142 \$	631 \$	617 \$	3 927 \$
(Ajouter) déduire :											
Variation nette des autres actifs et passifs	(80)	(21)	(15)	(22)	(22)	(78)	(23)	(9)	(26)	(20)	(160)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie	(179)	(183)	300	(81)	(215)	(323)	(56)	242	(134)	(375)	(15)
Impôt à payer à la vente d'actifs	(33)	(11)	(10)	(8)	(4)	(29)	(13)	(4)	(3)	(9)	(114)
Flux de trésorerie	2 581 \$	677 \$	660 \$	665 \$	579 \$	3 537 \$	809 \$	913 \$	794 \$	1 021 \$	4 216 \$

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net en fonction d'éléments non opérationnels qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la Société d'une période à l'autre. Le secteur du pétrole et du gaz et Encana présentent généralement le résultat opérationnel afin de fournir aux investisseurs une information plus comparable d'une période à l'autre.

Le résultat opérationnel s'entend du résultat net compte non tenu des éléments non récurrents ou hors trésorerie qui, selon la direction, réduisent la comparabilité de la performance financière de la Société d'une période à l'autre. Ces éléments après impôt peuvent notamment comprendre les profits ou pertes de couverture latents, les pertes de valeur, les charges de restructuration, les profits ou pertes de change, l'impôt lié aux sorties d'actifs et les ajustements nécessaires à la normalisation de l'incidence de l'impôt sur le résultat calculé au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé.

(en millions de dollars)	2013					2012					2011
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Résultat net	236 \$	(251) \$	188 \$	730 \$	(431) \$	(2 794) \$	(80) \$	(1 244) \$	(1 482) \$	12 \$	5 \$
(Ajout)/déduction après impôt :											
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	(232)	(209)	(89)	332	(266)	(1 002)	(72)	(428)	(547)	45	600
Pertes de valeur	(16)	-	(16)	-	-	(3 188)	(300)	(1 193)	(1 695)	-	(1 687)
Charges de restructuration	(64)	(64)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit (perte) de change non opérationnel(le)	(282)	(124)	105	(162)	(101)	92	(66)	162	(90)	86	(99)
Ajustements au titre de l'impôt	28	(80)	38	313	(243)	307	62	(48)	652	(359)	-
Résultat opérationnel	802 \$	226 \$	150 \$	247 \$	179 \$	997 \$	296 \$	263 \$	198 \$	240 \$	1 191 \$

Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents

Les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents constituent une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances, au titre des profits et pertes de couverture latents. De tels profits et pertes découlent des variations de la juste valeur des contrats financiers dérivés non réglés. La direction surveille les produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents puisqu'ils reflètent l'incidence des profits et pertes de couverture associés aux contrats financiers qui sont réglés.

(en millions de dollars)	2013					2012					2011
	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel	T4	T3	T2	T1	Annuel
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	5 858 \$	1 423 \$	1 392 \$	1 984 \$	1 059 \$	5 160 \$	1 605 \$	1 025 \$	731 \$	1 799 \$	8 467 \$
(Ajouter) déduire : Profits (pertes) de couverture latent(e)s, avant impôt	(347)	(296)	(126)	461	(386)	(1 441)	(118)	(598)	(795)	70	854
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et excluant les profits et pertes de couverture latents	6 205 \$	1 719 \$	1 518 \$	1 523 \$	1 445 \$	6 601 \$	1 723 \$	1 623 \$	1 526 \$	1 729 \$	7 613 \$

Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette

Le ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle la considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. La dette nette est une mesure non conforme aux PCGR et désigne la dette à long terme, incluant sa partie courante, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie. Les flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette représentent une mesure non conforme aux PCGR et correspondent aux flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu de la charge d'intérêts après impôt.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dette	7 124 \$	7 675 \$	8 150 \$
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 566	3 179	800
Dette nette	4 558	4 496	7 350
Flux de trésorerie	2 581	3 537	4 216
Charge d'intérêts après impôt	421	391	344
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 002 \$	3 928 \$	4 560 \$
Ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1,5 x	1,1 x	1,6 x

Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette

Le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle la considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. Les flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette représentent une mesure non conforme aux PCGR et correspondent aux flux de trésorerie des 12 derniers mois, compte non tenu de la charge d'intérêts après impôt.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dette	7 124 \$	7 675 \$	8 150 \$
Flux de trésorerie	2 581	3 537	4 216
Charge d'intérêts après impôt	421	391	344
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3 002 \$	3 928 \$	4 560 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajusté en fonction de la dette	2,4 x	2,0 x	1,8 x

Ratio dette/BAIIA ajusté

Le ratio dette/BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR que suit la direction parce qu'elle le considère comme un indicateur de la santé financière générale de la Société. Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux PCGR et s'entend du résultat net des 12 derniers mois avant l'impôt sur le résultat, les profits ou pertes de change, les intérêts, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la dotation aux amortissements et à l'épuisement, les pertes de valeur, les profits et pertes de couverture latents et les autres charges.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dette	7 124 \$	7 675 \$	8 150 \$
Résultat net	236	(2 794)	5
Ajouter (déduire) :			
Intérêts	563	522	468
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(248)	(2 037)	17
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	1 565	1 956	2 282
Pertes de valeur	21	4 695	2 249
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	53	53	50
(Profit) perte de change, montant net	325	(107)	133
(Profit latent) perte latente sur la gestion des risques	345	1 465	(879)
Autres	(6)	1	21
BAIIA ajusté	2 854 \$	3 754 \$	4 346 \$
Ratio dette/BAIIA ajusté	2,5 x	2,0 x	1,9 x

Ratio dette/capitaux permanents ajustés

Le ratio dette/capitaux permanents ajustés, une mesure non conforme aux PCGR, suppose l'ajustement des capitaux permanents de sorte à prendre en compte les pertes de valeur antérieures découlant de tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au 31 décembre 2011. La direction surveille le ratio dette/capitaux permanents ajustés afin de s'assurer que la Société respecte la clause restrictive qui lui est imposée par les conventions régissant ses facilités de crédit et selon laquelle elle doit maintenir son ratio dette/capitaux permanents ajustés à moins de 60 %. Les capitaux permanents ajustés comprennent la dette, les capitaux propres et un ajustement des capitaux propres pour prendre en compte le cumul des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui avaient été constatées au 31 décembre 2011 en lien avec l'adoption, le 1^{er} janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dette	7 124 \$	7 675 \$	8 150 \$
Capitaux propres	5 147	5 295	8 578
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	20 017 \$	20 716 \$	24 474 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	36 %	37 %	33 %

Énoncés prospectifs

Dans le but de fournir aux actionnaires et aux éventuels investisseurs d'Encana de l'information sur la Société et sur ses filiales, y compris une évaluation par la direction des plans et activités futurs d'Encana et de ses filiales, certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés « énoncés prospectifs »), au sens des dispositions d'exonération des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs contiennent généralement des termes ou expressions comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter », « objectif », « stratégie », « convenir de » ou des termes ou expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Les énoncés prospectifs du présent document comprennent notamment des déclarations sur : la réalisation des visées de la Société, à savoir accroître son portefeuille déjà fort vaste de zones de ressources productrices de gaz naturel, de pétrole et de LGN; son engagement à accroître la valeur actionnariale grâce à la rigueur avec laquelle elle s'assure de réaliser une croissance rentable; l'atteinte de ses objectifs commerciaux clés, soit équilibrer la composition de ses produits, axer ses dépenses d'investissement sur des projets évolutifs qui génèrent des rendements supérieurs, maintenir la souplesse de son portefeuille, optimiser sa rentabilité par voie de l'efficacité opérationnelle, réduire ses coûts et préserver la vigueur de son bilan; l'attente selon laquelle aucun changement majeur ne sera apporté à ses secteurs à présenter en raison de sa nouvelle stratégie commerciale; le réaligement de sa stratégie et de sa structure organisationnelle et la réussite de cette mesure; son projet de céder à une nouvelle société ses activités liées aux redevances par voie d'un PAPE, ce qui englobe les activités futures prévues de la nouvelle société par suite de la transaction, les avantages attendus de celle-ci pour Encana et ses actionnaires, la participation qu'Encana devrait détenir dans la nouvelle société, l'obtention des approbations requises ainsi que le moment et la réussite d'un tel placement; la capacité de la Société de continuer de faire œuvre de pionnier dans la mise en valeur de zones d'intérêt et de tirer parti de la technologie pour exploiter ces ressources et se constituer, grâce à elles, une capacité de production à faibles coûts; le montant prévu de ses produits tirés des activités ordinaires et de ses charges opérationnelles; l'amélioration de l'efficacité opérationnelle; la promotion de l'innovation technologique; la réduction des structures de coûts et le succès du modèle de centre névralgique de zones de ressources; les efforts continus que la Société déploie pour mettre en valeur des zones de ressources ayant une longue durée de vie à faible risque et à faibles coûts; le produit futur que devraient générer diverses ententes de contreprise, de partenariat et autres que la Société conclut, incluant leur implantation fructueuse, les avantages futurs prévus et la capacité de la Société de financer les coûts de mise en valeur futurs associés à ces ententes; les dividendes attendus; les escomptes par rapport au cours du marché de ses actions qu'elle pourrait accorder dans l'avenir en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes; les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN; les achats et ventes attendus auprès de tiers; les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2014 (y compris les estimations relatives aux flux de trésorerie notamment par action, à la production de gaz naturel, de pétrole et de LGN, aux dépenses d'investissement et à leur répartition, au montant net des sorties d'actifs, aux coûts opérationnels et à la sensibilité estimative en 2014 des flux de trésorerie et du résultat opérationnel); les estimations des réserves et des ressources; l'attente selon laquelle les flux de trésorerie nets futurs actualisés après impôt qui devraient être tirés des réserves prouvées utilisées aux fins des calculs des tests de plafonnement du coût entier ne reflètent pas la juste valeur de marché des biens pétroliers et gaziers d'Encana ni les flux de trésorerie net futurs que devraient générer de tels biens; les projections quant à la suffisance de la charge d'impôt de la Société et de sa provision au titre des actions en justice; la souplesse des budgets de dépenses d'investissement et des sources de financement sur lesquelles ils reposent; l'accès prévu aux marchés des capitaux et la capacité de s'acquitter de ses obligations financières et de financer sa croissance; les avantages du programme de gestion des risques de la Société, y compris les conséquences du recours à des instruments financiers dérivés; les projections quant à l'accès de la Société à de la trésorerie et à des équivalents de trésorerie et à diverses sources de financement à des taux concurrentiels; la capacité de la Société de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs et toutes les clauses restrictives de nature financière qui lui sont imposées par les conventions régissant ses facilités de crédit; les remboursements de la dette prévus et la capacité de la Société de les effectuer en trésorerie; les attentes quant à la législation environnementale, dont la réglementation concernant les changements climatiques et la fracturation hydraulique et l'incidence qu'elle pourrait avoir sur la Société ainsi que les résultats d'autres analyses scientifiques des eaux souterraines à Pavillion; la possibilité, pour la Société, de refinancer sa dette à long terme à son échéance ou de

rembourser ses titres d'emprunt lorsqu'ils deviennent exigibles grâce à ses sources de trésorerie existantes; l'attente selon laquelle elle financera ses engagements pour 2014 par ses flux de trésorerie, la trésorerie et les équivalents de trésorerie; l'attente selon laquelle elle ne fera pas appel au marché canadien des capitaux d'emprunt dans un proche avenir; l'effet attendu des politiques, systèmes et processus d'atténuation des risques et du programme d'assurances de la Société; sa capacité à gérer son ratio dette nette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette les attentes de la Société à l'égard des ratios dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette, dette/BALIA ajusté et dette/capitaux permanents ajustés; et l'incidence prévue ainsi que le calendrier de diverses prises de position comptables, des modifications des règles et des normes applicables sur la Société et ses états financiers.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs, car rien ne garantit que les plans, les intentions ou les attentes sur lesquels ils se fondent se concrétiseront. Par essence, les énoncés prospectifs mettent en jeu de nombreuses hypothèses, ainsi que des risques connus et inconnus et des incertitudes, de nature générale et particulière, qui accroissent la possibilité que les prédictions, prévisions, projections et autres déclarations de nature prospective ne se réalisent pas, ce qui pourrait faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société dans des périodes futures diffèrent sensiblement du rendement ou des résultats estimés ou projetés, qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés prospectifs. Ces hypothèses, risques et incertitudes comprennent notamment les suivants : la volatilité des prix du gaz naturel et des liquides, y compris le risque d'une baisse substantielle et prolongée et son effet défavorable sur les activités et la situation financière de la Société ainsi que la valeur et la quantité de ses réserves; les hypothèses fondées sur les prévisions actuelles de la Société; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; le risque que la Société soit incapable de conclure la sortie de certains actifs ou d'autres opérations ou de recevoir les montants prévus aux conventions liées aux opérations (de telles opérations peuvent comprendre des investissements de tiers, des accords d'affermage ou des partenariats, désignés de temps à autre par Encana comme « partenariats » ou « coentreprises », et les fonds reçus relativement à ces opérations qu'Encana qualifiera de temps à autre de « produit », « de prix d'achat différé » ou de « portage » et ce, quelle que soit leur forme juridique) parce que diverses conditions n'auront pas été satisfaites; l'offre et la demande de produits; la concurrence sur le marché; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la Société et de ses filiales, y compris les risques de crédit; l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et des autres zones qui ne sont pas actuellement 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 marges dégagées par les activités de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues survenant au cours de la mise en valeur de nouvelles installations; les hausses de coûts imprévues ou les difficultés techniques au cours de la construction ou de la modification d'installations de traitement; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves; les activités de couverture donnant lieu à des pertes réalisées ou latentes; les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents; le risque que la Société n'exploite pas tous ses biens et tous ses actifs; le risque de contrepartie; une baisse de la cote de crédit et ses conséquences négatives; des obligations d'indemnisation envers des tiers; la fluctuation des dividendes à verser; la capacité de la Société de tirer suffisamment de flux de trésorerie de ses activités opérationnelles pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures; la capacité de la Société de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la Société d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant les redevances, l'impôt, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements ou l'interprétation qui en est faite; la situation politique et économique des pays dans lesquels la Société exerce ses activités; les menaces terroristes; les risques liés aux poursuites actuelles et éventuelles et aux mesures réglementaires visant la Société; le risque inhérent aux écarts de base des prix; le risque résultant de l'incapacité de la Société de conclure des couvertures assorties de modalités avantageuses lui permettant de protéger son programme de dépenses d'investissement; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les rapports et les documents déposés par Encana auprès des autorités en valeurs mobilières. Sans restreindre la portée générale de ce qui précède, rien ne garantit qu'Encana mènera de fait un PAPE ou, que si une nouvelle société est formée, quelles seront les modalités finales de cette opération, ce qui inclut sans toutefois s'y limiter, le nombre, la valeur ou l'emplacement des biens visés par des titres miniers en fief simple et les droits de redevances connexes dont la cession à la nouvelle société serait envisagée, l'importance de la participation dans celle-ci qu'Encana conserverait initialement ou détiendrait dans l'avenir et toute autre entente, entre cette dernière et la nouvelle société, qui

serait proposée ou qui serait existante. Le projet de formation d'une nouvelle entreprise qu'envisage Encana est exposé à divers risques et incertitudes, dont ceux associés à l'approbation du conseil d'administration d'Encana et à celle des bourses, des organismes de réglementation et de tierces parties, à un contrôle diligent et à une bonne conjoncture de marché. Bien qu'Encana soit d'avis que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes. Les lecteurs sont priés de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive. Par ailleurs, les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont en date de ce dernier et, sauf si la loi l'exige, Encana ne s'engage nullement à les mettre à jour ou à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

Les énoncés prospectifs relatifs aux flux de trésorerie prévus pour 2014 se fondent, entre autres choses, sur la réalisation d'une production moyenne en 2014 variant entre 2,6 Gpi³/j et 2,8 Gpi³/j de gaz naturel et entre 70 000 b/j et 75 000 b/j de liquides, un prix du gaz naturel et des liquides à la NYMEX de 3,75 \$ le MBtu et un prix de 95 \$ le baril de WTI, un taux de change entre les dollars canadien et américain estimé à 0,95 \$ ainsi qu'un nombre moyen d'actions en circulation d'Encana d'environ 741 millions.

Les hypothèses relatives aux énoncés prospectifs englobent généralement des attentes et des projections d'Encana qui sont en accord et généralement en conformité avec ses résultats passés et sa perception des tendances historiques, dont la transformation des ressources en réserves desquelles une production est tirée, ainsi que ses attentes à l'égard du rythme de progression et d'innovation, généralement en conformité avec les résultats passés et selon eux, tous ces éléments étant soumis aux facteurs de risque mentionnés ailleurs dans le présent document.

Encana est tenue de faire état des événements et circonstances qui sont survenus dans la période visée par le présent rapport de gestion et qui pourraient raisonnablement faire en sorte que ses résultats réels s'écartent sensiblement des principaux éléments présentés dans les énoncés prospectifs pour une période qui n'est pas encore achevée et qu'Encana a déjà publiés, ainsi que les différences prévues qui pourraient en résulter. Ces renseignements figurent dans le communiqué d'Encana daté du 13 février 2014, lequel peut être consulté sur son site Web à www.encana.com, sur SEDAR à www.sedar.com et sur EDGAR à www.sec.gov.

Informations sur le pétrole et le gaz

Le Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières impose des normes de communication de l'information sur le pétrole et le gaz aux sociétés ouvertes canadiennes exerçant des activités pétrolières et gazières. Les données conformes au protocole canadien figurent à l'Annexe A et à la rubrique « Description de l'activité » de la notice annuelle. Encana a obtenu, en date du 4 janvier 2011, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101 qui l'autorise à fournir certains renseignements conformes aux exigences d'information des États-Unis en sus des données conformes au protocole canadien. Les données conformes au protocole américain et aux PCGR des États-Unis de la Société sont présentées à la note 24 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

Une description des principales différences entre les obligations de communication de l'information aux termes des normes canadiennes et des normes américaines figure à la rubrique « Réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » de la notice annuelle.

Conversion des unités de mesure du gaz naturel, du pétrole et des LGN

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de pétrole et de LGN ont été convertis en Gpi³e, à raison de 1 baril pour 6 kpi³. Les unités de pieds cubes équivalents peuvent être trompeuses, surtout lorsqu'elles sont prises isolément. Le ratio de conversion de 6:1 est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence valable à la tête du puits.

Étant donné que le ratio des valeurs s'appuyant sur le rapport entre le cours actuel du pétrole et celui du gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence énergétique de 6:1, une conversion selon un ratio 6:1 peut s'avérer trompeuse à titre d'indication de la valeur.

Zone de ressources

Encana utilise l'expression « zone de ressources » pour décrire un gisement d'hydrocarbures qu'elle 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 moins important sur le plan géologique ou commercial ainsi qu'un taux d'épuisement moyen plus faible.

Devises et renvois à Encana

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars américains, déduction faite des redevances, sauf indication contraire. L'abréviation « \$ CA » renvoie au dollar canadien. Les résultats financiers d'Encana sont consolidés en dollars canadiens. Toutefois, la Société a adopté le dollar américain comme monnaie de présentation afin de permettre une comparaison plus directe avec d'autres sociétés pétrolières et gazières nord-américaines. Le produit des sorties d'actifs est toujours présenté avant impôt.

Pour des raisons d'ordre pratique, les termes « Encana », la « Société », « nous », « nos » et « notre » peuvent, selon le cas, s'entendre uniquement d'Encana Corporation ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale directe ou indirecte ou une société de personnes (les « filiales ») d'Encana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

Renseignements supplémentaires

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires sur Encana Corporation dans les documents publics de la Société, y compris sa notice annuelle, sur SEDAR à www.sedar.com, sur EDGAR à www.sec.gov et sur le site Web de la Société, à l'adresse www.encana.com.