



Encana Corporation

Rapport de gestion

Période close le 30 juin 2015

(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 intermédiaires résumés non audités de la période close le 30 juin 2015 (« états financiers consolidés intermédiaires résumés ») ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les états financiers consolidés intermédiaires résumés et les données comparatives ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« 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. 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. 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 doivent fournir 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 23 juillet 2015.

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 (« filiales ») d'Encana Corporation, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

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, les flux de trésorerie disponibles, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, le revenu d'exploitation net, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette 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 d'exploitation avec les flux de trésorerie et les flux de trésorerie disponibles ainsi que du résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires avec le résultat d'exploitation.

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 »); baril (« b »); millier de barils (« kb ») par jour (« kb/j »); baril équivalent pétrole (« bep ») par jour (« bep/j »); millier de barils équivalent pétrole (« kbep ») par jour (« kbep/j »); 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 et de l'information sur le pétrole et le gaz.

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 son portefeuille de produits, axer ses dépenses d'investissement sur des projets évolutifs et stratégiques 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.

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 de ses zones. Son modèle de centre névralgique de zones de ressources met en jeu des installations de production hautement intégrées qui servent à la mise en valeur de ressources par voie du forage de puits multiples à partir de plates-formes d'exploitation centrales. La Société réalise des efficacités au chapitre du capital et de l'exploitation 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 du revenu d'exploitation net 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 intermédiaires résumés renferment d'autres renseignements concernant les positions de la Société sur les prix des marchandises au 30 juin 2015.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions pour 2015, 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 d'exploitation et régions géographiques :

- Le secteur **Activités au Canada** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes au Canada.
- Le secteur **Activités aux États-Unis** englobe les activités de prospection, de mise en valeur et de production de gaz naturel, de pétrole et de LGN et d'autres activités connexes aux États-Unis.
- La principale responsabilité du secteur **Optimisation des marchés** consiste en la vente de la production de la Société. Ces ventes sont présentées dans les activités au Canada et aux États-Unis. Les activités d'optimisation des marchés comprennent l'achat et la vente de produits de tiers, ce qui procure 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. Ce secteur 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 d'exploitation auquel les instruments dérivés sont liés.

Aperçu des résultats

Faits saillants

Résultats d'Encana pour le trimestre clos le 30 juin 2015 :

- Flux de trésorerie de 181 M\$ et perte d'exploitation de 167 M\$.
- Perte nette de 1 610 M\$, incluant une perte de valeur après impôt et hors trésorerie résultant d'un test de plafonnement du coût entier de 1 328 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 3,52 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 53,08 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 24,28 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 568 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 127,3 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,07 \$ par action.

Résultats d'Encana pour le semestre clos le 30 juin 2015 :

- Flux de trésorerie de 676 M\$ et perte d'exploitation de 148 M\$.
- Perte nette de 3 317 M\$, incluant une perte de valeur après impôt et hors trésorerie résultant d'un test de plafonnement du coût entier de 2 550 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,20 \$ le kpi³. Prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 49,80 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 23,10 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 712 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 124,0 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,14 \$ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 496 M\$ à la fin de la période.

Parmi les faits nouveaux importants survenus dans le semestre clos le 30 juin 2015, citons les suivants :

- La réalisation d'un placement par prise ferme visant 85 616 500 actions ordinaires d'Encana et l'octroi d'une option de surallocation portant sur 12 842 475 actions ordinaires supplémentaires d'Encana au prix de 14,60 \$ CA chacune (le « placement d'actions »). Ce placement d'actions a été mené à terme en mars 2015 et a donné lieu à un produit brut de quelque 1,44 G\$ CA.
- Le remboursement, le 6 avril 2015, des 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 ainsi que des 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018 de la Société au moyen du produit net du placement d'actions et des fonds en caisse.
- La conclusion, le 15 janvier 2015, de la vente à Ember Resources Inc. de la participation directe que la Société détenait dans certains biens situés dans le centre et le sud de l'Alberta, ce qui lui a valu un produit d'environ 558 M\$ CA, après les ajustements de clôture.
- La conclusion, le 31 mars 2015, de la vente à Veresen Midstream Limited Partnership (« VMLP ») de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, pour une contrepartie en trésorerie nette revenant à Encana d'environ 454 M\$ CA, après les ajustements de clôture.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013	
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie ¹⁾	676 \$	1 750 \$	181 \$	495 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$	660 \$
en dollars par action – dilués	0,85	2,36	0,22	0,65	0,51	1,09	0,89	1,48	0,91	0,89
Résultat d'exploitation ^{1), 2)}	(148)	686	(167)	19	35	281	171	515	226	150
en dollars par action – dilué	(0,19)	0,93	(0,20)	0,03	0,05	0,38	0,23	0,70	0,31	0,20
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	(3 317)	387	(1 610)	(1 707)	198	2 807	271	116	(251)	188
en dollars par action – de base et dilué	(4,15)	0,52	(1,91)	(2,25)	0,27	3,79	0,37	0,16	(0,34)	0,25
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	2 079	3 480	830	1 249	2 254	2 285	1 588	1 892	1 423	1 392
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s avant impôt	401	(243)	161	240	124	28	(102)	(141)	174	175
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	(414)	(276)	(278)	(136)	489	231	9	(285)	(301)	(128)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont	1 181	2 115	479	702	821	982	800	1 315	901	794
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, excluant les profits et pertes de couverture réalisés ¹⁾	769	2 353	315	454	694	952	898	1 455	728	622
Dépenses d'investissement	1 479	1 071	743	736	857	598	560	511	717	641
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net ³⁾	(978)	628	(140)	(838)	50	(2 007)	652	(24)	(72)	(51)
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	(803)	679	(562)	(241)	(480)	209	96	583	(40)	19
Pertes de valeur après impôt découlant des tests de plafonnement du coût entier	(2 550)	-	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-	-
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs après impôt	11	135	1	10	(11)	2 399	135	-	-	-
Volumes de production										
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 712	2 675	1 568	1 857	1 861	2 199	2 541	2 809	2 744	2 723
Pétrole et LGN (kb/j)										
Pétrole	82,7	33,1	86,2	79,2	68,8	62,1	34,2	32,1	33,0	27,2
LGN	41,3	34,9	41,1	41,5	37,6	41,9	34,0	35,8	33,0	31,0
Total pour le pétrole et les LGN	124,0	68,0	127,3	120,7	106,4	104,0	68,2	67,9	66,0	58,2
Total de la production (kbep/j)	409,3	513,8	388,7	430,1	416,7	470,6	491,8	536,1	523,4	512,1
Composition de la production (%)										
Gaz naturel	70	87	67	72	74	78	86	87	87	89
Pétrole et LGN	30	13	33	28	26	22	14	13	13	11

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

2) Aux fins de la mise en œuvre continue de la stratégie d'Encana, des changements à sa structure organisationnelle ont été établis de façon formelle au deuxième trimestre de 2015 et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de sorte à exclure les charges de restructuration engagées au cours de ces trois mois.

3) Compte non tenu de l'incidence de la sortie d'actifs de PrairieSky Royalty Ltd. et de l'acquisition d'Athlon Energy Inc. au cours de 2014, tel qu'il est résumé à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » 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, par les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier ainsi que par les profits ou pertes sur les sorties d'actifs, éléments qui sont indiqués dans les tableaux intitulés « Résultats financiers » et « Prix et taux de change » du présent rapport de gestion. Tel qu'il est fait mention à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » 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. Ce résultat est également touché par les transactions d'acquisition et de sortie d'actifs, lesquelles sont décrites à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » ci-après.

Selon la méthode de la capitalisation du coût entier, la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers d'Encana compris dans le centre de coûts d'un pays est soumise à un test de plafonnement du coût entier chaque trimestre. Des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier sont constatées lorsque les coûts incorporés, déduction faite du cumul de l'épuisement et de l'impôt sur le résultat différé s'y rapportant, dépassent le total des flux de trésorerie nets estimés futurs après impôt provenant des réserves prouvées et calculés à l'aide des prix moyens des 12 derniers mois et actualisés à un taux de 10 %, tel que l'exige la Securities and Exchange Commission (« SEC »).

Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2015, la Société a, par suite de tests de plafonnement du coût entier, imputé au centre de coûts américain des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie de 1 328 M\$ et 2 550 M\$, respectivement, ces pertes ayant résulté essentiellement du recul de la moyenne des prix des marchandises des 12 derniers mois. D'autres réductions des prix des marchandises moyens des 12 derniers mois pourraient diminuer la valeur des réserves prouvées et exiger la constatation, dans l'avenir, de pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier. En outre, des changements des estimations des réserves, des coûts de mise en valeur futurs, des coûts incorporés et des coûts des biens non prouvés pourraient se traduire ultérieurement par de telles pertes de valeur. Le produit généré par les sorties d'actifs pétroliers et gaziers est habituellement retranché des coûts incorporés de la Société et peut atténuer le risque que soient inscrites des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement.

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 juste valeur de marché des biens non prouvés qui ne sont pas amortis, ni de celle des réserves de gaz naturel et de liquides probables ou possibles ni de l'effet 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.

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 181 M\$, ayant fléchi de 475 M\$ dans le trimestre clos le 30 juin 2015 et ont été touchés par les principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,37 \$ le kpi³, contre 4,46 \$ le kpi³ dans la même période de 2014, ce qui témoigne du repli des prix de référence. La diminution des prix touchés pour le gaz naturel a affaibli de 285 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 43,83 \$ le baril, contre 71,23 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la dégradation des prix de référence. La baisse des prix touchés pour les liquides a réduit de 208 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est comprimé de 973 Mpi³/j pour se situer à 1 568 Mpi³/j, contre 2 541 Mpi³/j au trimestre correspondant de 2014. Cette réduction a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement des activités aux États-Unis et de la diminution de la production provenant de Deep Panuke, ce qui a été atténué par les bons résultats d'un programme de forage mené à Montney. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 408 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de

59,1 kb/j pour atteindre 127,3 kb/j, comparativement à 68,2 kb/j au même trimestre de 2014, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les résultats fructueux des programmes de forage menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 271 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 161 M\$, alors que des pertes de 102 M\$ avaient été subies à ce chapitre dans le même trimestre de 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 100 M\$ en raison principalement des sorties d'actifs, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la baisse de production provenant de Deep Panuke, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de liquides de Montney.
- Les charges d'exploitation ont augmenté de 31 M\$ en raison surtout des acquisitions axées essentiellement sur la production de liquides, ce qui a été compensé en partie par les sorties d'actifs, par la baisse des coûts de la rémunération à long terme hors trésorerie par suite de la contraction du cours des actions d'Encana et par le repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.
- La charge d'intérêts s'est accrue de 156 M\$ en raison surtout d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M\$ par suite du remboursement anticipé de billets de la Société, soit ses 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 et ses 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018.

Au deuxième trimestre de 2015, une perte d'exploitation de 167 M\$ a été constatée, alors qu'un résultat d'exploitation positif de 171 M\$ avait été inscrit un an plus tôt, ce qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'augmentation de la perte de change sur des règlements, la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires et l'impôt différé ont également été à l'origine de la perte d'exploitation au deuxième trimestre de 2015.

Une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 1 610 M\$ a été subie au deuxième trimestre de 2015, alors qu'un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 271 M\$ avait été constaté un an plus tôt, et elle a découlé surtout d'une perte de valeur après impôt et hors trésorerie découlant d'un test de plafonnement du coût entier et des éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». Les pertes de couverture latentes après impôt, le recul du profit sur les sorties d'actifs après impôt, la diminution du profit de change hors exploitation après impôt et l'impôt différé ont également influé sur la perte nette du deuxième trimestre de 2015.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 676 M\$, ayant fléchi de 1 074 M\$ dans le semestre clos le 30 juin 2015 et ont été touchés par les principaux éléments suivants :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 3,00 \$ le kpi³, contre 5,46 \$ le kpi³ dans la même période de 2014, ce qui témoigne du repli des prix de référence. La diminution des prix touchés pour le gaz naturel a affaibli de 735 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, s'est situé à 39,14 \$ le baril, contre 70,24 \$ le baril un an plus tôt, ce qui rend compte de la dégradation des prix de référence. La baisse des prix touchés pour les liquides a réduit de 416 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est comprimé de 963 Mpi³/j pour se situer à 1 712 Mpi³/j, contre 2 675 Mpi³/j au semestre correspondant de 2014. Cette réduction a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement des activités aux États-Unis et de la diminution de la production provenant de Deep Panuke, ce qui a été atténué par les bons résultats d'un programme de forage mené à Montney. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 980 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 56,0 kb/j pour atteindre 124,0 kb/j, comparativement à 68,0 kb/j au même semestre de 2014, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les résultats fructueux des programmes de forage

menés dans des zones gazières riches en liquides et en pétrole, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 427 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 401 M\$, alors que des pertes de 243 M\$ avaient été subies à ce chapitre dans le même semestre de 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 139 M\$ en raison principalement des sorties d'actifs, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la baisse de production provenant de Deep Panuke, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de liquides de Montney.
- La charge d'intérêts s'est accrue de 134 M\$ en raison surtout d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M\$ par suite du remboursement anticipé de billets de la Société, soit ses 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 et ses 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018.

Au premier semestre de 2015, une perte d'exploitation de 148 M\$ a été constatée, alors qu'un résultat d'exploitation positif de 686 M\$ avait été inscrit un an plus tôt, ce qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'augmentation de la perte de change sur des règlements, la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires et l'impôt différé ont également été à l'origine de la perte d'exploitation enregistrée au premier semestre de 2015.

Une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 3 317 M\$ a été subie au premier semestre de 2015, alors qu'un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 387 M\$ avait été constaté un an plus tôt, et elle a résulté surtout des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie découlant de tests de plafonnement du coût entier et des éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». La hausse de la perte de change hors exploitation après impôt, le recul du profit sur les sorties d'actifs après impôt, l'accroissement des pertes de couverture latentes après impôt et l'impôt différé ont également influé sur la perte nette du premier semestre de 2015.

Prix et taux de change

(moyenne de la période)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013	
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Prix obtenus par Encana										
Compte tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,20 \$	4,99 \$	3,52 \$	4,78 \$	4,16 \$	4,03 \$	4,08 \$	5,82 \$	4,34 \$	4,00 \$
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	49,80	88,00	53,08	46,17	80,38	90,22	89,55	86,34	85,39	90,42
LGN	23,10	51,64	24,28	21,92	40,87	48,76	49,39	53,79	48,59	46,35
Total pour le pétrole et les LGN	40,91	69,36	43,78	37,83	66,40	73,50	69,53	69,19	67,01	66,95
Total (\$/bep)	29,94	35,14	28,53	31,24	35,55	35,06	30,75	39,22	31,23	28,85
Compte non tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,00	5,46	2,37	3,53	3,94	3,88	4,46	6,37	3,69	3,26
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	47,15	89,80	53,15	40,53	66,38	90,18	92,93	86,43	82,54	96,09
LGN	23,10	51,64	24,28	21,92	40,87	48,76	49,39	53,79	48,59	46,35
Total pour le pétrole et les LGN	39,14	70,24	43,83	34,13	57,35	73,48	71,23	69,23	65,58	69,60
Total (\$/bep)	24,38	37,70	23,90	24,82	32,25	34,36	32,93	42,12	27,63	25,23
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/Mbtu)	2,81	4,80	2,64	2,98	4,00	4,06	4,67	4,94	3,60	3,58
AECO (\$ CA/kpi ³)	2,81	4,72	2,67	2,95	4,01	4,22	4,68	4,76	3,15	2,82
Algonquin City Gate (\$/Mbtu)	6,80	12,21	2,24	11,41	4,99	2,97	4,23	20,28	7,80	3,98
Écart de base (\$/Mbtu)										
AECO/NYMEX	0,53	0,50	0,50	0,57	0,44	0,16	0,40	0,60	0,59	0,89
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	53,29	100,84	57,94	48,64	73,15	97,17	102,99	98,68	97,46	105,81
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	59,82	102,72	67,71	51,94	75,69	97,16	105,61	99,83	86,58	103,65
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,810	0,912	0,813	0,806	0,881	0,918	0,917	0,906	0,953	0,963

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. Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, le prix moyen qu'elle a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte du repli des prix de référence en regard de ceux des mêmes périodes de 2014. Les activités de couverture ont renforcé de 1,15 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au deuxième trimestre de 2015 et de 1,20 \$ le kpi³ celui réalisé dans le premier semestre de 2015. Le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel provenant de Deep Panuke a été de 9,40 \$ le kpi³ dans les six premiers mois de 2015, contre 11,31 \$ le kpi³ au semestre correspondant de 2014, et il a haussé de 0,43 \$ le kpi³ le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel au premier semestre de 2015, contre 0,60 \$ le kpi³ un an auparavant.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, les prix moyens qu'Encana a obtenus pour le pétrole et les LGN, compte non tenu des couvertures, reflètent le recul des prix de référence sur un an. Les activités de couverture ont réduit le 0,07 \$ le baril le prix moyen qu'Encana a touché pour son pétrole au deuxième trimestre de 2015, mais l'ont accru de 2,65 \$ le baril au cours du premier semestre de 2015.

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 30 juin 2015, Encana avait couvert, par voie de contrats à prix fixe à la NYMEX, environ 1 000 Mpi³/j de sa production de gaz naturel prévue de juillet à décembre 2015, à un prix moyen de 4,29 \$ le kpi³. Encana avait également couvert environ 59,4 kb/j de sa production de pétrole projetée de juillet à décembre 2015 en ayant recours à des contrats à prix fixe sur le WTI, à un prix moyen de 61,96 \$ le baril, et quelque 38,0 kb/j de sa production de pétrole projetée pour 2016, à un prix moyen de 62,83 \$ le baril.

Le programme de couverture de la Société contribue au maintien de ses flux de trésorerie et de son revenu d'exploitation net dans les périodes où les prix sont faibles. Pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Gestion des risques – Risques financiers » du présent rapport de gestion.

Change

Tel qu'il est indiqué dans le tableau sur les prix et les taux de change, le taux de change moyen entre les dollars américain et canadien a fléchi de 0,104 entre les deuxièmes trimestres de 2014 et de 2015 et de 0,102 entre les premiers semestres de ces mêmes exercices. Le tableau ci-dessous indique certaines répercussions qu'ont eues les taux de change sur les résultats financiers d'Encana, comparativement à ceux des mêmes périodes de l'exercice précédent.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
Dépenses d'investissement	(40) \$		(72) \$	
Charges de transport et de traitement	(25)	(0,72) \$	(49)	(0,66) \$
Charges d'exploitation	(9)	(0,25)	(19)	(0,25)
Charges administratives	(8)	(0,23)	(16)	(0,21)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	(19)	(0,53)	(38)	(0,51)

Sensibilités aux prix

Les prix du gaz naturel et des liquides fluctuent en fonction de l'évolution des forces du marché, ce qui a diverses conséquences sur les résultats financiers d'Encana. Son exposition éventuelle aux fluctuations des prix des marchandises est présentée dans le tableau ci-dessous, lequel indique l'incidence estimée que certaines variations de prix auraient eue sur ses flux de trésorerie et son résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2015. Les sensibilités aux prix qui sont indiquées ci-dessous sont fondées sur le contexte commercial, les transactions et les volumes de production de ces trois mois. Par conséquent, ces sensibilités pourraient ne pas refléter les résultats financiers d'autres périodes ou ceux qui seraient obtenus dans une conjoncture économique différente ou par suite de variations plus marquées des prix des marchandises.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Variation des prix ¹⁾	Incidence sur	
		Flux de trésorerie	Résultat d'exploitation
Augmentation ou diminution des prix suivants :			
Prix du gaz naturel à la NYMEX	+/- 0,50 \$/MBtu	25 \$	17 \$
Prix du pétrole WTI	+/- 10,00 \$/b	45	30

1) En supposant des changements de cette seule variable, toutes les autres demeurant constantes.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Activités au Canada	114 \$	350 \$	265 \$	631 \$
Activités aux États-Unis	628	206	1 211	432
Optimisation des marchés	-	1	-	2
Activités non sectorielles et autres	1	3	3	6
Dépenses d'investissement	743	560	1 479	1 071
Acquisitions	3	2 923	38	2 946
Sorties d'actifs	(143)	(2 271)	(1 016)	(2 318)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(140)	652	(978)	628
Dépenses d'investissement, montant net	603 \$	1 212 \$	501 \$	1 699 \$

Dépenses d'investissement par zone

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Activités au Canada				
Montney ¹⁾	48 \$	210 \$	127 \$	418 \$
Duvernay	57	81	127	152
Autres activités en amont				
Wheatland ²⁾	4	12	4	30
Bighorn	-	10	-	19
Deep Panuke	1	2	3	(1)
Autres et nouvelles zones ¹⁾	4	35	4	13
Total – activités au Canada	114 \$	350 \$	265 \$	631 \$
Activités aux États-Unis				
Eagle Ford	175 \$	12 \$	372 \$	12 \$
Permian	325	-	542	-
Bassin DJ	56	69	144	128
San Juan	23	50	59	102
Autres activités en amont				
Piceance	3	5	6	26
Haynesville	10	(5)	12	33
Jonah	-	16	-	27
East Texas	-	-	-	10
Autres et nouvelles zones	36	59	76	94
Total – activités aux États-Unis	628 \$	206 \$	1 211 \$	432 \$
Total des volumes de production – actifs favorisant la croissance ¹⁾	700 \$	449 \$	1 413 \$	859 \$

1) Les données relatives à Montney ont été révisées de façon à tenir compte de certaines dépenses d'investissement qui, auparavant, étaient présentées dans l'élément Autres et nouvelles zones.

2) Antérieurement, Wheatland était présentée sous l'appellation Clearwater.

Les actifs favorisant la croissance comprennent les quatre principaux actifs stratégiques d'Encana, soit Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian, ainsi que le bassin DJ, San Juan et le schiste marin Tuscaloosa (« SMT »), lesquels représentent d'autres occasions d'investissement des plus attrayantes. Les autres activités en amont tiennent compte des dépenses d'investissement associées à des zones qui, pour le moment, ne font pas partie des priorités stratégiques de la Société ainsi qu'à des zones d'intérêt qui sont actuellement en voie d'évaluation, dont le SMT, lequel est pris en compte dans l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis. Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, les dépenses d'investissement consacrées au SMT ont été de 16 M\$ et 42 M\$, respectivement (27 M\$ et 47 M\$, respectivement, dans les périodes correspondantes de 2014).

Les dépenses d'investissement associées aux terrains de Clearwater cédés à PrairieSky Royalty Ltd. (« PrairieSky ») étaient incluses dans celles de la zone Wheatland d'Encana jusqu'au 25 septembre 2014, date à partir de laquelle celle-ci a cessé de détenir une participation dans PrairieSky.

Dépenses d'investissement

Dans les six premiers mois de 2015, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1 479 M\$, contre 1 071 M\$ un an plus tôt. Les dépenses d'investissement de la Société reflètent la rigueur avec laquelle elle les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses actifs qui devraient favoriser sa croissance et qu'elle réalise des programmes de forage avec des coentrepreneurs. Au cours du premier semestre de 2015, les dépenses d'investissement consenties aux actifs qui sont source de croissance pour la Société se sont chiffrées à 1 413 M\$ (859 M\$ dans la même période de 2014), ce qui a représenté quelque 96 % (80 % dans le semestre correspondant de 2014) du total de ses dépenses d'investissement, un montant de 1 168 M\$ (582 M\$ dans les six mêmes mois de 2014) ayant été consacré à ses quatre principaux actifs stratégiques.

Sorties d'actifs

Dans les six premiers mois de 2015, les sorties d'actifs se sont établies à 879 M\$ pour ce qui est des activités au Canada et à 84 M\$ pour ce qui est de celles aux États-Unis. Ces sorties d'actifs ont essentiellement compris les transactions décrites ci-dessous ainsi que la vente de terrains et de biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana.

Les sorties d'actifs des activités au Canada ont inclus un montant d'environ 558 M\$ CA (468 M\$), après les ajustements de clôture, au titre de la vente de la participation directe de la Société dans certains actifs faisant partie de Wheatland, dans le centre et le sud de l'Alberta, actifs comprenant des terrains d'une superficie d'environ 1,2 million d'acres nettes et sur lesquels se trouvaient plus de 6 800 puits productifs. Immédiatement après la vente, Encana détenait toujours une participation directe dans quelque 1,1 million d'acres nettes dans la région. Les sorties d'actifs des activités au Canada ont également compris un montant d'environ 454 M\$ CA (358 M\$), après les ajustements de clôture, représentant la contrepartie nette touchée par Encana par suite de la vente, à VMLP, de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique. En lien avec la vente, VMLP entreprendra, dans l'avenir, l'élargissement des services du secteur intermédiaire et fournira dans cette zone des services de collecte et de traitement du gaz naturel à Encana et à Cutbank Ridge Partnership. La note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferme d'autres informations à ce sujet.

Pour les six premiers mois de 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada se sont chiffrées à 121 M\$ et celles des activités aux États-Unis ont totalisé 2 170 M\$. Les sorties d'actifs des activités aux États-Unis ont inclus quelque 1,6 G\$, après les ajustements de clôture, au titre de la vente des biens de Jonah et environ 427 M\$ relativement à la vente de certains biens d'East Texas.

Les montants touchés par suite de ces sorties d'actifs ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf dans le cas de la vente des biens de Jonah. Les réserves prouvées associées à la sortie d'actifs de Jonah dépassaient de 25 % les réserves prouvées du centre de coûts américain d'Encana. La valeur comptable des actifs a été déduite du compte de coût entier et le reliquat du produit a été constaté en tant que profit sur la vente, profit d'un montant d'environ 212 M\$ avant impôt. Un goodwill de 68 M\$ a été attribué à cette sortie d'actifs.

Acquisitions

Au premier semestre de 2014, les acquisitions des activités aux États-Unis se sont situées à 2 944 M\$ et ont compris essentiellement l'acquisition d'Eagle Ford.

Transactions sur les capitaux propres en 2014

Ce qui suit indique les principales acquisitions et sorties d'actifs qui ont été réalisées en 2014 et qui ont influé sur les variations des volumes de production et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2015. Le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2014 renferme une analyse détaillée de ces transactions.

Transaction	Emplacement	Date de clôture
Activités au Canada		
Sortie de la participation résiduelle d'Encana dans PrairieSky ^{1), 2)}	Alberta	26 septembre 2014
Vente des actifs de Bighorn	Alberta	30 septembre 2014
Activités aux États-Unis		
Vente des biens de Jonah	Wyoming	12 mai 2014
Vente des biens d'East Texas	Texas	19 juin 2014
Acquisition de biens dans la formation de schiste Eagle Ford	Texas	20 juin 2014
Acquisition d'Athlon Energy Inc. avec des actifs dans le bassin Permian ¹⁾	Texas	13 novembre 2014

1) Comme les transactions ont mis en jeu la cession ou l'acquisition d'actions ordinaires, elles ont été ignorées aux fins du calcul des montants nets des activités de sortie d'actifs et d'acquisition de la Société en 2014.

2) Encana a mené à terme le premier appel public à l'épargne de PrairieSky le 29 mai 2014.

Volumes de production

(moyenne quotidienne, après redevances)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 568	2 541	1 712	2 675
Pétrole (kb/j)	86,2	34,2	82,7	33,1
LGN (kb/j)	41,1	34,0	41,3	34,9
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	127,3	68,2	124,0	68,0
Total de la production (kbep/j)	388,7	491,8	409,3	513,8
Composition de la production (%)				
Gaz naturel	67	86	70	87
Pétrole et LGN	33	14	30	13

Volumes de production par zone

(moyenne quotidienne, après redevances)	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Activités au Canada								
Montney ¹⁾	685	604	21,6	13,3	701	612	22,5	14,8
Duvernay	17	9	3,0	1,8	17	9	2,9	1,6
Autres activités en amont								
Wheatland ²⁾	76	305	1,2	11,3	94	314	1,5	11,3
Bighorn	-	230	-	11,0	2	238	-	11,5
Deep Panuke	32	243	-	-	107	248	-	-
Autres et nouvelles zones ¹⁾	71	72	0,5	-	83	95	0,1	-
Total – activités au Canada	881	1 463	26,3	37,4	1 004	1 516	27,0	39,2
Activités aux États-Unis								
Eagle Ford	36	5	39,8	5,0	36	2	37,9	2,5
Permian	38	-	29,5	-	36	-	28,1	-
Bassin DJ	55	43	15,3	10,1	52	42	14,8	10,3
San Juan	15	7	6,4	3,9	14	7	6,6	3,3
Autres activités en amont								
Piceance	324	407	3,7	5,3	333	421	3,7	5,4
Haynesville	204	365	-	-	217	348	-	-
Jonah	-	124	-	2,5	-	203	-	3,6
East Texas	-	97	-	1,0	-	105	-	1,1
Autres et nouvelles zones	15	30	6,3	3,0	20	31	5,9	2,6
Total – activités aux États-Unis	687	1 078	101,0	30,8	708	1 159	97,0	28,8
Total des volumes de production	1 568	2 541	127,3	68,2	1 712	2 675	124,0	68,0
Total des volumes de production – actifs favorisant la croissance ¹⁾	846	668	121,3	35,3	856	672	117,8	33,4

1) Les données relatives à Montney ont été révisées de façon à tenir compte de certains volumes de production qui, auparavant, étaient présentés dans l'élément Autres et nouvelles zones.

2) Antérieurement, Wheatland était présentée sous l'appellation Clearwater.

Les actifs favorisant la croissance comprennent les quatre principaux actifs stratégiques d'Encana, soit Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian, ainsi que le bassin DJ, San Juan et le SMT, lesquels représentent d'autres occasions d'investissement des plus attrayantes. Les autres activités en amont tiennent compte des volumes de production de zones qui, pour le moment, ne font pas partie des priorités stratégiques de la Société ainsi que de zones d'intérêt qui sont actuellement en voie d'évaluation, dont le SMT, lequel est pris en compte dans l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis.

Les volumes de production associés aux terrains de Clearwater cédés à PrairieSky étaient inclus dans ceux de la zone Wheatland d'Encana jusqu'au 25 septembre 2014, date à partir de laquelle cette dernière a cessé de détenir une participation dans PrairieSky.

Volumes de production de gaz naturel

Au deuxième trimestre de 2015, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 568 Mpi^3/j , ayant fléchi de 973 Mpi^3/j par rapport à celui de la même période de 2014. Au premier semestre de 2015, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 712 Mpi^3/j , s'étant comprimé de 963 Mpi^3/j par rapport à celui des six mois correspondants de 2014.

Les volumes des activités aux États-Unis ont fléchi au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015 essentiellement à cause de la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 ainsi que des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance. Quant aux volumes des activités au Canada, ils ont diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015 en raison principalement de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014, de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, et du repli de la production à Deep Panuke en raison de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière et de l'augmentation du taux de production d'eau, ce qui a été atténué par un programme de forage fructueux à Montney.

Volumes de production de pétrole et de LGN

Au deuxième trimestre de 2015, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 127,3 kb/j, en hausse de 59,1 kb/j par rapport à celui réalisé dans la même période de 2014. Au premier semestre de 2015, ce volume s'est établi à 124,0 kb/j, ce qui signale une amélioration de 56,0 kb/j sur un an.

Les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus durant le deuxième trimestre et le premier semestre de 2015 en raison surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ainsi que des bons résultats des programmes de forage qui ont été réalisés à Eagle Ford, dans Permian, dans le bassin DJ, dans le SMT et à San Juan. Ces facteurs ont été atténués par la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014. Les volumes des activités au Canada se sont repliés au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, et ce, en raison surtout de la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014, ce qui a été compensé en partie par les bons résultats des programmes de forage réalisés à Montney et à Duvernay.

Résultats d'exploitation

Activités au Canada

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	193 \$	569 \$	91 \$	227 \$	286 \$	803 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	106	(44)	(5)	(5)	101	(49)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	299	525	86	222	387	754
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	4	-	4
Transport et traitement	158	209	13	16	171	225
Charges d'exploitation	40	72	5	4	45	78
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	101 \$	244 \$	68 \$	198 \$	171 \$	447 \$

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	881	1 463	26,3	37,4	173,2	281,4

Revenu d'exploitation net²⁾

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,39 \$	4,27 \$	38,57 \$	66,13 \$	18,05 \$	31,02 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	1,32	(0,33)	(2,21)	(1,22)	6,39	(1,89)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,71	3,94	36,36	64,91	24,44	29,13
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	1,12	-	0,16
Transport et traitement	1,97	1,57	5,46	4,60	10,85	8,76
Charges d'exploitation	0,49	0,55	1,91	1,06	2,80	2,98
Revenu d'exploitation net	1,25 \$	1,82 \$	28,99 \$	58,13 \$	10,79 \$	17,23 \$

1) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, à l'égard desquels aucun volume n'est associé.

2) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 171 M\$, ayant baissé de 276 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 148 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 68 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 881 Mpi³/j, a fléchi de 582 Mpi³/j, et ce facteur a diminué de 228 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 26,3 kb/j, en baisse de 11,1 kb/j, ce qui a fait fléchir de 68 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 101 M\$, alors que des pertes de 49 M\$ avaient été subies à ce chapitre un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 54 M\$ en raison surtout de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014, du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la diminution de la production à Deep Panuke, ce qui a été atténué par l'accroissement des volumes de liquides à Montney.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 33 M\$ en raison surtout de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	589 \$	1 586 \$	168 \$	472 \$	762 \$	2 071 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	260	(119)	(3)	(5)	257	(124)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	849	1 467	165	467	1 019	1 947
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	2	-	7	-	9
Transport et traitement	321	410	27	30	348	440
Charges d'exploitation	76	156	11	10	87	170
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	452 \$	899 \$	127 \$	420 \$	584 \$	1 328 \$

Volumes de production

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	1 004	1 516	27,0	39,2	194,4	291,8

Revenu d'exploitation net²⁾

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	3,23 \$	5,77 \$	34,53 \$	66,25 \$	21,50 \$	38,85 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	1,43	(0,43)	(0,68)	(0,63)	7,30	(2,35)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4,66	5,34	33,85	65,62	28,80	36,50
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	0,01	0,02	0,95	0,01	0,17
Transport et traitement	1,76	1,49	5,64	4,18	9,90	8,30
Charges d'exploitation	0,42	0,57	2,12	1,42	2,44	3,14
Revenu d'exploitation net	2,48 \$	3,27 \$	26,07 \$	59,07 \$	16,45 \$	24,89 \$

1) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, à l'égard desquels aucun volume n'est associé.

2) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 584 M\$, ayant baissé de 744 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 458 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen que la Société a touché pour la production de gaz naturel provenant de Deep Panuke a été de 9,40 \$ le kpi³ dans les six premiers mois de 2015, contre 11,31 \$ le kpi³ au semestre correspondant de 2014, et il a haussé de 0,73 \$ le kpi³ le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, contre 1,09 \$ le kpi³ un an auparavant.
- Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 157 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 1 004 Mpi³/j, a fléchi de 512 Mpi³/j, et ce facteur a diminué de 539 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 27,0 kb/j, en baisse de 12,2 kb/j, ce qui a fait fléchir de 147 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 257 M\$, alors que des pertes de 124 M\$ avaient été subies à ce chapitre un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 92 M\$ en raison surtout de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014, du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015 et du repli de la production à Deep Panuke, ce qui a été atténué par l'accroissement des volumes de liquides à Montney.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 83 M\$ en raison surtout de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente des actifs de Bighorn au troisième trimestre de 2014 et de la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	68 \$	165 \$	173 \$	337 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	4,31	6,45	4,91	6,36

En regard de celle des mêmes périodes de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, et ce, essentiellement à cause du recul des volumes de production, du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien et de la diminution du taux d'épuisement, lequel a été touché par la dépréciation du dollar canadien vis-à-vis du billet vert ainsi que par la vente des actifs de Bighorn et de la participation de la Société dans PrairieSky au troisième trimestre de 2014.

Activités aux États-Unis

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	146 \$	463 \$	414 \$	215 \$	566 \$	687 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	58	(43)	5	(6)	63	(49)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	204	420	419	209	629	638
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	5	14	21	15	26	29
Transport et traitement	142	177	2	-	144	177
Charges d'exploitation	46	65	104	12	151	79
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11 \$	164 \$	292 \$	182 \$	308 \$	353 \$

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	687	1 078	101,0	30,8	215,5	210,4

Revenu d'exploitation net²⁾

	Trimestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,33 \$	4,72 \$	45,21 \$	77,46 \$	28,61 \$	35,48 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	0,93	(0,44)	0,52	(2,28)	3,22	(2,57)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,26	4,28	45,73	75,18	31,83	32,91
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,15	2,26	5,19	1,33	1,51
Transport et traitement	2,27	1,80	0,24	-	7,34	9,23
Charges d'exploitation	0,74	0,67	11,28	4,29	7,66	4,05
Revenu d'exploitation net	0,17 \$	1,66 \$	31,95 \$	65,70 \$	15,50 \$	18,12 \$

1) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, à l'égard desquels aucun volume n'est associé.

2) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 308 M\$, ayant baissé de 45 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 137 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 140 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 687 Mpi³/j, a fléchi de 391 Mpi³/j, facteur qui a affaibli de 180 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 101,0 kb/j, en hausse de 70,2 kb/j, ce qui a renforcé de 339 M\$ les produits des activités ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.
- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 63 M\$, alors que des pertes de 49 M\$ avaient été inscrites à ce chapitre un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 33 M\$ en raison surtout des ventes des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 et du recul des volumes traités, et ce, plus particulièrement à Piceance.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 72 M\$ en raison surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, facteur qui a été neutralisé en partie par la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 et par la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	341 \$	1 059 \$	709 \$	394 \$	1 062 \$	1 465 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	112	(108)	43	(6)	155	(114)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	453	951	752	388	1 217	1 351
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	9	43	36	28	45	71
Transport et traitement	293	340	6	-	299	340
Charges d'exploitation	95	133	179	20	276	153
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	56 \$	435 \$	531 \$	340 \$	597 \$	787 \$

Volumes de production

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	708	1 159	97,0	28,8	214,9	222,0

Revenu d'exploitation net²⁾

	Semestres clos les 30 juin					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,66 \$	5,05 \$	40,43 \$	75,67 \$	26,99 \$	36,18 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	0,88	(0,51)	2,45	(1,21)	3,99	(2,83)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,54	4,54	42,88	74,46	30,98	33,35
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,07	0,21	2,04	5,32	1,15	1,76
Transport et traitement	2,29	1,62	0,33	-	7,68	8,45
Charges d'exploitation	0,75	0,64	10,18	3,77	7,05	3,81
Revenu d'exploitation net	0,43 \$	2,07 \$	30,33 \$	65,37 \$	15,10 \$	19,33 \$

1) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, à l'égard desquels aucun volume n'est associé.

2) Mesure non conforme aux PCGR, selon la définition qui en est donnée à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 597 M\$, ayant baissé de 190 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète des prix de référence plus faibles, ce qui a réduit de 277 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 259 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 708 Mpi³/j, a fléchi de 451 Mpi³/j, facteur qui a affaibli de 441 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 97,0 kb/j, en hausse de 68,2 kb/j, ce qui a renforcé de 574 M\$ les produits des activités

ordinaires. Les variations des volumes de production sont analysées à la rubrique « Volumes de production » du présent rapport de gestion.

- Les profits de couverture réalisés se sont établis à 155 M\$, alors que des pertes de 114 M\$ avaient été inscrites à ce chapitre un an plus tôt.
- Les taxes à la production et impôts miniers ont fléchi de 26 M\$ en raison surtout de la vente des biens de Jonah au deuxième trimestre de 2014 et du recul des prix des marchandises, ce qui a été contrebalancé en partie par les acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 41 M\$ en raison surtout des sorties d'actifs, ce qui a inclus les ventes des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014, facteur qui a été atténué par les acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 123 M\$ en raison surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ce qui a été neutralisé en partie par la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014 et par la baisse des coûts de la rémunération à long terme par suite de la contraction du cours des actions d'Encana.

Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	301 \$	203 \$	637 \$	415 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	15,18	10,60	16,07	10,33
Pertes de valeur	2 081	-	3 997	-

En regard de celle des mêmes périodes de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, et ce, essentiellement à cause de la hausse du taux d'épuisement. Cette hausse a découlé surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ce qui a été contrebalancé en partie par la perte de valeur découlant d'un test de plafonnement du coût entier qui a été constatée au premier trimestre de 2015 ainsi que par la diminution des réserves prouvées par suite de la vente des biens de Jonah au deuxième trimestre de 2014.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, les activités aux États-Unis ont inscrit des pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de 2 081 M\$ et 3 997 M\$, respectivement, découlant de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes de valeur ont résulté surtout du fléchissement des prix moyens des marchandises des 12 derniers mois, ce qui a réduit les volumes et la valeur des réserves prouvées de ces activités, tels qu'ils ont été calculés conformément aux exigences de la SEC.

Les prix moyens des 12 derniers mois qui ont servi aux calculs effectués dans le cadre des tests de plafonnement du coût entier étaient fondés sur les prix de référence indiqués ci-dessous. Les prix de référence ont été ajustés en fonction des écarts pour le calcul des données locales comme les prix de référence, les frais et tarifs de transport, le contenu thermique et la qualité.

	Gaz naturel	Pétrole et LGN
	Henry Hub (\$/MBtu)	WTI (\$/b)
Prix moyens des 12 derniers mois pris en compte aux fins de l'établissement des réserves¹⁾		
30 juin 2015	3,38	71,68
31 décembre 2014	4,34	94,99
30 juin 2014	4,10	100,27

1) Aux fins de l'estimation des réserves, tous les prix ont été maintenus constants dans les exercices à venir.

Optimisation des marchés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	88 \$	160 \$	227 \$	404 \$
Charges				
Charges d'exploitation	8	13	24	26
Produits achetés	79	142	200	370
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	-	1	-	4
	1 \$	4 \$	3 \$	4 \$

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. Comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2014, les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont diminué dans le deuxième trimestre et le premier semestre de 2015, et ce, en raison surtout du recul des prix des marchandises, facteur qui a été contrebalancé en partie par l'élargissement des volumes nécessaires aux activités d'optimisation.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	(274) \$	36 \$	(384) \$	(222) \$
Charges				
Transport et traitement	(15)	(2)	(7)	(1)
Charges d'exploitation	5	8	11	18
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	25	31	50	62
	(289) \$	(1) \$	(438) \$	(301) \$

Les produits des activités ordinaires tiennent essentiellement compte des profits ou pertes de couverture latents qui sont constatés à l'égard de contrats financiers dérivés et qui découlent de la volatilité des courbes des prix à terme des marchandises et des variations du solde des contrats non réglés d'une période à l'autre. Les charges de transport et de traitement reflètent les 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 comprend l'amortissement d'actifs non sectoriels, tels le matériel informatique, les immeubles abritant les bureaux, le mobilier et les aménagements des locaux loués.

Les résultats du secteur Activités non sectorielles et autres englobent les produits des activités ordinaires et les charges d'exploitation 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 note 11 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Autres résultats d'exploitation

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	11 \$	13 \$	23 \$	26 \$
Charges administratives	84	98	156	200
Intérêts	278	122	403	269
(Profits) pertes de change, montant net	(86)	(172)	570	52
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs	(2)	(204)	(16)	(203)
Autres	4	8	5	8
	289 \$	(135) \$	1 141 \$	352 \$

En regard de celles des mêmes périodes de 2014, les charges administratives ont diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, et ce, en raison surtout de la réduction des coûts de la rémunération à long terme par suite du repli du cours des actions d'Encana ainsi que de la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, ce qui a été atténué par la montée des charges de restructuration. Dans le deuxième trimestre de 2015, Encana a modifié son projet d'harmonisation de sa structure organisationnelle avec sa stratégie, ce qui a engendré des charges de restructuration s'élevant à 15 M\$ et 30 M\$, respectivement, pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2015. Les charges de restructuration attribuables aux compressions de la main-d'œuvre en lien avec la restructuration réalisée en 2013 se sont établies à 1 M\$ au deuxième trimestre ainsi qu'au premier semestre de 2015, contre respectivement 7 M\$ et 22 M\$ pour les mêmes périodes de 2014.

La charge d'intérêts du deuxième trimestre et du premier semestre de 2015 a augmenté en regard de ce qu'elle était dans les périodes correspondantes de 2014 à cause d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M\$ par suite du remboursement anticipé de billets de la Société, soit ses 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 et ses 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018.

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. En regard de celles des trois mêmes mois de 2014, la Société a constaté, au deuxième trimestre de 2015, un montant plus élevé de pertes de change sur des règlements et des profits de change moins importants à la conversion de titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada, ce qui a été contrebalancé en partie par les profits de change provenant de la conversion de billets intersociétés. En comparaison de celles subies un an plus tôt, la Société a inscrit au premier semestre de 2015 des pertes de change plus élevées à la conversion de titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada et par suite de règlements.

Les profits sur les sorties d'actifs dégagés au premier semestre de 2015 tiennent essentiellement compte du profit réalisé à la vente de l'immeuble de bureaux Encana Place à Calgary. Les profits sur les sorties d'actifs au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014 tenaient essentiellement compte de l'incidence, avant impôt, de la vente des biens de Jonah, tel qu'il est décrit à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Charge (économie) d'impôt sur le résultat exigible	(35) \$	(19) \$	(19) \$	(3) \$
Charge (économie) d'impôt sur le résultat différé	(903)	308	(1 866)	320
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(938) \$	289 \$	(1 885) \$	317 \$

Le total de l'économie d'impôt sur le résultat du premier semestre de 2015 a découlé surtout du recul du résultat net avant impôt. Les variations du résultat net sont analysées à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

La charge d'impôt sur le résultat intermédiaire d'Encana est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé qui est appliqué au résultat net avant impôt depuis le début de l'exercice, auquel sont ajoutés l'incidence des changements législatifs, dont la hausse du taux général d'impôt des sociétés en Alberta en 2015, et les montants relatifs à des périodes antérieures. Le taux d'impôt effectif de la Société pour le premier semestre de 2015 a dépassé celui d'il y a un an en raison surtout de variations du résultat annuel attendu ainsi que de la charge d'impôt qui avait été constatée à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky au deuxième trimestre de 2014. Le taux d'impôt effectif annuel estimé dépend du résultat annuel attendu, des écarts par rapport aux taux prévus par la loi et à des taux à l'étranger, des tranches non imposables des gains ou pertes en capital, des écarts de nature fiscale résultant de sorties d'actifs et de 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)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	298 \$	767 \$	780 \$	1 710 \$
Activités d'investissement	(681)	(1 489)	(413)	(1 935)
Activités de financement	(1 170)	1 171	(202)	326
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	19	47	(7)	(9)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 534) \$	496 \$	158 \$	92 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	496 \$	2 658 \$	496 \$	2 658 \$

Activités d'exploitation

Au deuxième trimestre de 2015, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 298 M\$, ont été de 469 M\$ inférieurs à ceux de la période correspondante de 2014. Cette baisse a découlé surtout des fluctuations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Pour le deuxième trimestre de 2015, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 110 M\$, comparativement à 119 M\$ au deuxième trimestre de 2014.

Au premier semestre de 2015, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 780 M\$, ont été de 930 M\$ inférieurs à ceux de la période correspondante de 2014. Cette baisse a découlé surtout des fluctuations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Pour le premier semestre de 2015, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 104 M\$, comparativement à un déficit de 23 M\$ dans les six mois correspondants de 2014.

La Société affichait un fonds de roulement positif de 290 M\$ au 30 juin 2015, en regard de 455 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution du fonds de roulement a résulté principalement du recul des créances clients et produits à recevoir, de la diminution des actifs visés par la gestion des risques ainsi que par la baisse de l'impôt sur le résultat à recouvrer, ce qui a été compensé en partie par la diminution des dettes fournisseurs et charges à payer, par la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, par l'augmentation des actifs d'impôt différé et par la baisse des passifs d'impôt différé. Au 30 juin 2015, le fonds de roulement tenait compte d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie totalisant 496 M\$, contre 338 M\$ au 31 décembre 2014. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs.

Activités d'investissement

Des flux de trésorerie nets de 413 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement au cours du premier semestre de 2015, comparativement à 1 935 M\$ dans la période correspondante de 2014. La baisse a résulté surtout de l'acquisition d'Eagle Ford en 2014, ce qui a été atténué par la diminution du produit généré par les sorties d'actifs. La rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion renferme d'autres informations sur les acquisitions et les sorties d'actifs.

Activités de financement

Pour le premier semestre de 2015, les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement ont totalisé 202 M\$, alors que de telles activités avaient généré des flux de trésorerie nets de 326 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La variation enregistrée a résulté principalement de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans PrairieSky au deuxième trimestre de 2014, ce qui a été annulé en partie par le produit tiré de l'émission d'actions ordinaires aux termes du placement d'actions réalisé au premier trimestre de 2015.

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit bancaire renouvelables engagées de la Société au 30 juin 2015.

(en milliards de dollars)	Montant maximal	Tranche inutilisée	Échéance
Facilités de crédit bancaire renouvelables engagées			
Facilité de crédit d'Encana ^{1), 2)}	2,8	1,4	Juin 2018
Facilité de crédit d'une filiale américaine	1,0	1,0	Juin 2018

1) La facilité de crédit d'Encana est libellée en dollars canadiens et son montant maximal est de 3,5 G\$ CA.

2) Au 30 juin 2015, une tranche de 1,4 G\$ servait de soutien au programme de papier commercial américain, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Dette à long terme » figurant ci-dessous.

Le 16 juillet 2015, la Société a modifié sa facilité de crédit d'Encana pour la libeller en dollar canadien au lieu du dollar américain et en a fait passer le montant à 3,0 G\$. Elle a également augmenté à 1,5 G\$ le montant de la facilité de crédit destinée à sa filiale américaine. L'échéance des deux facilités de crédit a été repoussée à juillet 2020, et un montant de 3,1 G\$ n'y avait pas encore été prélevé en date du 16 juillet 2015.

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 ce ratio 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 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. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 28 % au 30 juin 2015 et à 30 % au 31 décembre 2014.

Dette à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 6 112 M\$ au 30 juin 2015 et 7 340 M\$ au 31 décembre 2014. À ces dates, la dette à long terme ne comportait aucune partie courante.

Le 6 avril 2015, la Société a utilisé le produit net du placement d'actions ainsi que des fonds en caisse pour procéder au remboursement de ses 700 M\$ de billets, à 5,90 %, échéant le 1^{er} décembre 2017 ainsi que de ses 750 M\$ CA de billets à moyen terme, à 5,80 %, échéant le 18 janvier 2018. Le remboursement des billets a exigé un versement global anticipé et non récurrent d'intérêts d'environ 165 M\$ et devrait permettre à Encana de réduire sa charge d'intérêts future d'un montant brut de quelque 205 M\$, selon les taux de change et les taux des bons du Trésor en vigueur au moment du remboursement.

Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a instauré un programme de papier commercial américain (« PC américain »), lequel est pleinement étayé par sa facilité de crédit renouvelable. Au 30 juin 2015, l'encours associé à ce programme totalisait 1 397 M\$ et reflétait des émissions de PC américain d'une durée moyenne de 45 jours et portant intérêt au taux moyen pondéré de 0,66 %. La direction s'attend à ce que les montants aux termes de ce programme continuent d'être pleinement étayés par la facilité de crédit renouvelable ne comportant aucune exigence de remboursement dans l'exercice à venir. Au 31 décembre 2014, l'encours de la facilité de crédit renouvelable d'Encana était de 1 277 M\$, montant représentant les obligations de remboursement du capital d'emprunts qui portaient intérêt au TIOL, qui venaient à échéance à diverses dates et dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 1,62 %. Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a remboursé l'encours lié aux emprunts portant intérêt au TIOL en se servant du produit du programme de PC américain et de fonds en caisse.

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 d'exploitation et le produit que génèrent les sorties d'actifs.

Prospectus préalable

Le 27 juin 2014, Encana a déposé un prospectus préalable de base simplifié qui lui permet d'émettre à l'occasion jusqu'à 6,0 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, de titres d'emprunt, d'actions ordinaires, d'actions préférentielles, de reçus de souscription, de bons de souscription d'actions et d'unités au Canada ou aux États-Unis, ou dans ces deux pays. Le 5 mars 2015, la Société a déposé un supplément de prospectus au prospectus préalable de base en vue de l'émission de 85 616 500 actions ordinaires d'Encana et a octroyé une option de surallocation visant un maximum de 12 842 475 actions ordinaires supplémentaires d'Encana au prix de 14,60 \$ CA chacune, conformément à une convention de prise ferme. Le placement de 98 458 975 actions ordinaires d'Encana a été mené à terme en mars 2015 pour un produit brut total d'environ 1,44 G\$ CA (1,13 G\$). Après déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des coûts associés au placement d'actions, le produit net reçu s'est chiffré à 1,39 G\$ CA (1,09 G\$). Au 30 juin 2015, la Société pouvait toujours mobiliser 4,9 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, aux termes du prospectus préalable. Toute émission est fonction des conditions de marché. La période de validité de ce prospectus prend fin en juillet 2016.

Données relatives aux actions en circulation

(en millions)	31 décembre 2014	30 juin 2015	17 juillet 2015
Actions ordinaires en circulation	741,2	842,5	842,5
Options sur actions assorties de DAAJ ¹⁾			
En cours	21,3	20,3	20,2
Exercibles	10,0	11,2	11,1

1) Un droit à l'appréciation des actions jumelé (« 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.

Au cours du premier trimestre de 2015, Encana a émis des actions ordinaires aux termes du placement d'actions dont il a été fait mention ci-dessus.

Dans le premier semestre de 2015, Encana a émis 2 872 237 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 113 775 actions ordinaires dans la même période de 2014. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a augmenté au premier semestre de 2015 en raison surtout de l'annonce par Encana, le 25 février 2015, qu'à compter du dividende à verser le 31 mars 2015, toute action liée à un dividende futur et associée à ce régime sera émise sur son capital autorisé à un prix reflétant un escompte de 2 % par rapport au cours du marché moyen de ses actions ordinaires, sauf si la Société annonce le contraire par voie d'un communiqué de presse.

Dividendes

Encana verse à ses actionnaires des dividendes trimestriels, au gré du conseil d'administration.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Versements de dividendes	55 \$	52 \$	107 \$	104 \$
Versements de dividendes (\$/action)	0,07	0,07	0,14	0,14

Les dividendes versés au deuxième trimestre et dans le premier semestre de 2015 ont inclus respectivement les 18 M\$ et 32 M\$ d'actions ordinaires que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément au RRD, comparativement à 2 M\$ et 3 M\$, respectivement, pour les mêmes périodes un an plus tôt. Les actions ordinaires émises dans le cadre du placement d'actions ne donnaient pas droit au dividende versé au premier trimestre de 2015.

Le 23 juillet 2015, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 30 septembre 2015 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 septembre 2015.

Structure du capital

La structure du capital de la Société se compose du total 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 pour pratique, depuis longtemps, 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 latitude financière tout en atteignant ses objectifs.

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut ajuster ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes qu'elle verse à ses 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 les mesures financières non conformes aux PCGR suivantes, lesquelles lui servent d'indicateurs de sa santé financière générale et sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

	30 juin 2015	31 décembre 2014
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,5 x	2,1 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	28 %	30 %

Engagements et éventualités

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 30 juin 2015.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2015	2016	2017	2018	2019		
Transport et traitement	427 \$	817 \$	800 \$	816 \$	697 \$	3 253 \$	6 810 \$
Forage et services aux champs pétroliers	125	136	102	51	15	16	445
Contrats de location simple	18	30	25	24	11	24	132
Engagements	570 \$	983 \$	927 \$	891 \$	723 \$	3 293 \$	7 387 \$

Outre ceux figurant dans le tableau ci-dessus, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de 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.

Les engagements de transport et de traitement paraissant dans le tableau ci-dessus comprennent certains engagements découlant d'ententes visant des services du secteur intermédiaire et conclues avec VMLP. D'autres informations les concernant figurent à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

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 intermédiaires résumés.

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

La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2015 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 d'exploitation. Une issue défavorable pourrait avoir une incidence négative importante sur le résultat net consolidé de la Société pour la période durant laquelle elle survient. 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 d'exploitation 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 opérationnels;
- les risques liés à l'environnement, à la réglementation, à la réputation et à la sécurité.

Encana cherche à consolider sa position en tant que l'un des grands producteurs nord-américains d'énergie et à 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 constitution d'un portefeuille équilibré de zones 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. 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 soutenir ses budgets de dépenses d'investissement et ses objectifs stratégiques.

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 30 juin 2015, figurent à la note 21 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

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 de 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 et des capitaux propres. 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.

Risques opérationnels

Les risques opérationnels s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de ce qui suit :

- les activités d'exploitation;
- 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 d'acheminement, les défaillances techniques, la capacité d'intégrer les nouveaux actifs, les cyberattaques, 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, le risque technique et la dépendance envers des fournisseurs de services qui sont de tierces parties.

Le programme de répartition des dépenses d'investissement d'Encana, programme qui est très rigoureux, qui comporte des mesures dynamiques et qui est géré de manière centralisée, l'aide, lorsqu'elle prend des décisions en matière d'exploitation et d'investissement, à s'assurer que ses investissements sont en harmonie avec sa stratégie. 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.

En juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé avoir nommé un président de comité qui sera chargé de former un comité dont le mandat sera de procéder à un examen du régime de redevances pétrolières et gazières de la province. Ce comité devrait consulter le secteur, le public et les parties prenantes et transmettre ses conclusions au gouvernement de l'Alberta d'ici la fin de 2015. Dans les mois à venir, Encana surveillera les travaux du comité et prendra part aux consultations. Au fur et à mesure que les renseignements deviendront disponibles, la Société évaluera les conséquences que pourrait avoir sur ses activités tout changement éventuel au régime des redevances.

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, dont le public et les 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 eu égard 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. Le comité de la responsabilité générale, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil 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. Des plans d'intervention d'urgence ont été élaborés afin d'orienter les mesures à prendre en temps de crise. 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.

Plusieurs villes du Colorado ont adopté des ordonnances locales limitant ou interdisant certaines activités pétrolières et gazières, dont la fracturation hydraulique. Jusqu'à présent, 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. Encana continue de travailler de concert avec les gouvernements étatiques et 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 comprend que, dans l'avenir, d'autres consultations populaires concernant la fracturation hydraulique pourraient être menées et que d'autres mesures réglementaires locales restreignant ou interdisant les activités de mise en valeur de ressources pétrolières et gazières pourraient être adoptées et elle continuera, en 2015, de suivre de près l'évolution de ces démarches et d'y réagir.

Le gouvernement fédéral des États-Unis a indiqué que la lutte aux changements climatiques était une priorité pour l'administration actuelle. Le 14 janvier 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») a fait connaître plusieurs mesures visant les émissions de méthane et de composés organiques volatils du secteur pétrolier et gazier et a notamment fixé un nouvel objectif, soit réduire, d'ici 2025, de 40 % à 45 % le niveau de ces émissions qui a été enregistré en 2012. Les réductions seront réalisées par voie de mesures réglementaires et volontaires qui n'ont pas encore été annoncées. L'EPA projette de proposer cette nouvelle réglementation et les directives s'y rapportant vers la fin de l'été 2015 et on peut s'attendre à ce que leur version finale soit déposée en 2016.

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il reconduisait et actualisait le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (le « règlement »), lequel régit les émissions de carbone et devait expirer le 30 juin 2015. Aux termes de ce règlement, toute installation qui émet annuellement 100 000 tonnes ou plus de gaz à effet de serre doit réduire l'intensité de ses émissions. Le règlement ainsi reconduit fait passer de 12 % à 20 % l'objectif de réduction à atteindre d'ici 2017 et augmente de 15 \$ CA par tonne à 30 \$ CA par tonne, d'ici 2017, le coût d'émission du carbone des installations qui ne parviendront pas à atteindre l'objectif de réduction. Encana ne détient ni n'exploite aucune installation qui émet plus de 100 000 tonnes de carbone par année et c'est pourquoi elle n'est pas assujettie au règlement.

En plus de la reconduction du règlement, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la formation d'un comité consultatif qui examinera en profondeur la politique de la province en matière de changements climatiques, qui consultera les parties prenantes et qui formulera des recommandations concernant un ensemble permanent de mesures. Ce comité devrait mener des consultations auprès des parties prenantes au cours de l'été de 2015 et, à l'automne, il fera part de ses conclusions au gouvernement de l'Alberta. Dans les prochains mois, Encana suivra de près les travaux de ce comité et prendra part aux consultations si cela est pertinent.

Une analyse exhaustive de la gestion des risques d'Encana est présentée dans son rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Contrôles et procédures

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, contrôle qui désigne des processus conçus par le chef de la direction et la chef des finances, ou conçus sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil, la direction et d'autres membres du personnel afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers destinés à un usage externe, conformément aux PCGR des États-Unis.

Antérieurement, Encana limitait l'étendue et la conception ainsi que l'évaluation ultérieure du contrôle interne à l'égard de l'information financière de façon à exclure les contrôles, politiques et procédures d'Athlon Energy Inc., laquelle a été acquise par voie d'un regroupement d'entreprises le 13 novembre 2014. Au cours du deuxième trimestre de 2015, la Société a parachevé l'évaluation et l'intégration de ces contrôles, politiques et procédures. Aucune faiblesse significative ni déficience importante n'a été décelée durant leur intégration et, au cours du trimestre clos le 30 juin 2015, il n'y a eu aucun autre changement dans le système de contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu une incidence importante sur son efficacité ou qui, selon des attentes raisonnables, pourrait avoir une telle incidence.

Limites de l'efficacité des contrôles

Le système de contrôles de la Société a été conçu pour fournir à la direction une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers consolidés. Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si de tels systèmes sont jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable quant à la préparation et à la présentation des états financiers et il ne faut pas s'attendre à ce qu'ils préviennent toutes les erreurs et les fraudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Méthodes et estimations comptables

Estimations comptables cruciales

Pour obtenir tous les détails concernant les méthodes et estimations comptables cruciales d'Encana, il y a lieu de se reporter à son rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Prises de position comptables récentes

Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1^{er} janvier 2015, Encana a adopté la mise à jour des normes comptables (*Accounting Standards Update* ou « ASU ») 2014-08, *Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*, qu'a publiée le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») et qui modifie les critères et exige la présentation d'informations supplémentaires concernant les activités abandonnées. Aux termes des nouveaux critères, seules les sorties d'actifs représentant un changement stratégique des activités peuvent être considérées comme des activités abandonnées. Les modifications ont été appliquées prospectivement et n'ont pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la Société.

Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

En date du 1^{er} janvier 2016, Encana sera tenue d'adopter les prises de position suivantes publiées par le FASB :

- L'ASU 2014-12, *Compensation – Stock Compensation: Accounting for Share-Based Payments When the Terms of an Award Provide That a Performance Target Could Be Achieved after the Requisite Service Period*. Cette mise à jour exige qu'un objectif de performance qui influe sur l'acquisition de droits et qui pourrait être atteint après la période de service requise soit traité comme une condition de performance. Les modifications seront appliquées prospectivement et ne devraient pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.
- L'ASU 2015-02, *Amendments to the Consolidation Analysis*. Cette mise à jour exige l'évaluation de sociétés en commandite et d'entités semblables au moyen des modèles des droits variables et des droits de vote, abolit la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite et simplifie la détermination des droits variables et de leurs conséquences sur le critère relatif au principal bénéficiaire d'une entité lorsque des honoraires sont versés à un décideur. Les modifications pourront être appliquées selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée à la date de leur adoption. Encana évalue actuellement l'incidence que pourraient avoir ces modifications sur ses états financiers consolidés.
- L'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*. Ces modifications exigent que les frais d'émission de titres d'emprunt soient présentés à l'état de la situation financière en tant que déduction de la valeur comptable du passif connexe. Auparavant, ces frais figuraient à l'actif en tant que charge différée. Ces modifications seront appliquées rétrospectivement. Au 30 juin 2015, des frais d'émission de titres d'emprunt totalisant 34 M\$ étaient inclus dans le poste Autres actifs de l'état consolidé de la situation financière intermédiaire résumé de la Société (39 M\$ au 31 décembre 2014).

En date du 1^{er} janvier 2017, Encana sera tenue d'adopter l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, conformément au Topic 606, lequel a résulté d'un projet mené conjointement par le FASB et l'International Accounting Standards Board. La nouvelle norme remplace le Topic 605, *Revenue Recognition*, et d'autres lignes directrices destinées à des secteurs précis et énoncées dans le Accounting Standards Codification. La nouvelle norme repose sur le principe que les produits des activités ordinaires sont constatés au moment du transfert, aux clients, de biens ou services faisant l'objet d'un accord à un montant qui reflète la contrepartie que la Société s'attend à pouvoir toucher en échange de ces biens ou services. Cette norme pourra être appliquée selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée à la date de son adoption. Encana évalue actuellement l'incidence que pourrait avoir cette norme sur ses états financiers consolidés.

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 disponibles, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, exclusion faite des couvertures, le revenu d'exploitation net, le ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette 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 et flux de trésorerie disponibles

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 d'exploitation, 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 sur les ventes d'actifs.

Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux PCGR qui désigne les flux de trésorerie en excédent des dépenses d'investissement, exclusion faite des montants nets des acquisitions et des sorties d'actifs, et qui sert à déterminer les fonds pouvant être affectés à d'autres activités d'investissement ou de financement, ou aux deux.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013	
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	780 \$	1 710 \$	298 \$	482 \$	261 \$	696 \$	767 \$	943 \$	462 \$	935 \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	-	(17)	7	(7)	(15)	(11)	(8)	(9)	(21)	(15)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	104	(23)	110	(6)	(141)	155	119	(142)	(183)	300
Impôt à payer sur les ventes d'actifs	-	-	-	-	40	(255)	-	-	(11)	(10)
Flux de trésorerie	676 \$	1 750 \$	181 \$	495 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$	660 \$
Déduire :										
Dépenses d'investissement	1 479	1 071	743	736	857	598	560	511	717	641
Flux de trésorerie disponibles	(803) \$	679 \$	(562) \$	(241) \$	(480) \$	209 \$	96 \$	583 \$	(40) \$	19 \$

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires en fonction d'éléments hors exploitation 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 d'exploitation afin de fournir aux investisseurs une information plus comparable d'une période à l'autre.

Le résultat d'exploitation s'entend du résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires 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 hors exploitation, les profits ou pertes sur les sorties d'actifs, 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)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013	
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	(3 317) \$	387 \$	(1 610) \$	(1 707) \$	198 \$	2 807 \$	271 \$	116 \$	(251) \$	188 \$
(Ajout)/déduction après impôt :										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	(285)	(195)	(187)	(98)	341	160	8	(203)	(209)	(89)
Pertes de valeur	(2 550)	-	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-	(16)
Charges de restructuration ¹⁾	(20)	(15)	(10)	(10)	(4)	(5)	(5)	(10)	(64)	-
Profits (pertes) de change hors exploitation	(394)	(38)	114	(508)	(151)	(218)	156	(194)	(124)	105
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs	11	135	1	10	(11)	2 399	135	-	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	69	(186)	(33)	102	(12)	190	(194)	8	(80)	38
Résultat d'exploitation	(148) \$	686 \$	(167) \$	19 \$	35 \$	281 \$	171 \$	515 \$	226 \$	150 \$

1) Aux fins de la mise en œuvre continue de la stratégie d'Encana, des changements à sa structure organisationnelle ont été établis de façon formelle au deuxième trimestre de 2015 et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de sorte à exclure les charges de restructuration engagées dans ces trois mois.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, constituent une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste les produits des activités ordinaires des activités au Canada et aux États-Unis, après déduction des redevances sur la production, des impôts miniers, des charges de transport et de traitement, des charges d'exploitation et de l'incidence des profits et pertes de couverture réalisés. La direction surveille les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, car ils reflètent la performance opérationnelle de la Société et permettent d'évaluer la mesure dans laquelle s'élargissent les marges dégagées par la production de ses biens. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, et des mesures conformes aux PCGR est présenté à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Le tableau ci-dessous présente le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont d'Encana.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013	
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont										
Activités au Canada	584 \$	1 328 \$	171 \$	413 \$	341 \$	477 \$	447 \$	881 \$	526 \$	406 \$
Activités aux États-Unis	597	787	308	289	480	505	353	434	375	388
	1 181 \$	2 115 \$	479 \$	702 \$	821 \$	982 \$	800 \$	1 315 \$	901 \$	794 \$
(Ajouter) déduire :										
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s										
Activités au Canada	257 \$	(124) \$	101 \$	156 \$	49 \$	19 \$	(49) \$	(75) \$	90 \$	95 \$
Activités aux États-Unis	155	(114)	63	92	78	11	(49)	(65)	83	77
	412 \$	(238) \$	164 \$	248 \$	127 \$	30 \$	(98) \$	(140) \$	173 \$	172 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures										
Activités au Canada	327 \$	1 452 \$	70 \$	257 \$	292 \$	458 \$	496 \$	956 \$	436 \$	311 \$
Activités aux États-Unis	442	901	245	197	402	494	402	499	292	311
	769 \$	2 353 \$	315 \$	454 \$	694 \$	952 \$	898 \$	1 455 \$	728 \$	622 \$

Revenu d'exploitation net

Le revenu d'exploitation net est une mesure couramment utilisée dans le secteur pétrolier et gazier pour évaluer la performance opérationnelle par produit, et il est calculé en établissant les revenus générés par les produits, déduction faite des redevances et des coûts engagés pour les livrer sur le marché, ce qui inclut les taxes à la production et impôts miniers, les charges de transport et de traitement et les charges d'exploitation. La rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion présente le calcul du revenu d'exploitation net.

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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Dette	6 112 \$	7 340 \$
Flux de trésorerie	1 860	2 934
Charge d'intérêts après impôt	583	486
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2 443 \$	3 420 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	2,5 x	2,1 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 des 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, le total des 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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Dette	6 112 \$	7 340 \$
Total des capitaux propres	7 817	9 685
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	21 675 \$	24 771 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	28 %	30 %

Énoncés prospectifs

Certains énoncés du présent document constituent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement, les « 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 », « converger de » ou des termes ou expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision. Dans le présent document, les énoncés prospectifs comprennent notamment ceux qui suivent :

- les flux de trésorerie prévus
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus
- les dividendes attendus
- les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2015 et les attentes concernant l'atteinte des objectifs
- les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN
- les économies d'intérêts futures attendues
- l'attente selon laquelle la Société financera ses engagements et obligations en 2015 par ses flux de trésorerie, sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie
- le montant prévu des produits des activités ordinaires et des charges d'exploitation
- la production attendue
- les efficacités attendues dans l'avenir sur le plan des coûts et de l'exploitation
- l'évolution continue du modèle de centre névralgique de zones de ressources de la Société de sorte à rehausser la productivité et les efficacités au chapitre des coûts
- les énoncés concernant les pertes de valeur futures découlant de tests de plafonnement du coût entier
- l'estimation des réserves et des ressources
- les énoncés portant sur les objectifs stratégiques de la Société
- la suffisance de la charge d'impôt de la Société et de sa provision au titre des actions en justice
- l'incidence que pourraient avoir les lois et règlements environnementaux
- la gestion des risques, ce qui englobe l'incidence potentielle de changements au régime de redevances
- la souplesse et la rigueur sur le plan financier, l'accès à de la trésorerie et à des équivalents de trésorerie ainsi qu'à d'autres méthodes de financement, la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations financières, de gérer sa dette et ses ratios financiers ainsi que de financer sa croissance et le respect des clauses restrictives de nature financière
- la souplesse de ses programmes de dépenses d'investissement
- le produit prévu et les avantages futurs que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de partenariat et autres
- l'incidence prévue ainsi que le calendrier des prises de position, des modifications des règles et des normes comptables

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, ces énoncés mettent en jeu de nombreuses hypothèses, des risques connus et inconnus et des incertitudes, ainsi que d'autres facteurs qui peuvent accroître la possibilité que les déclarations ne se réalisent pas ou qui pourraient faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de la Société diffèrent sensiblement de ceux qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés. Ces hypothèses comprennent, sans toutefois s'y limiter, ce qui suit :

- la réalisation d'une production moyenne pour 2015 se situant entre 1,60 Gpi³/j et 1,7 Gpi³/j de gaz naturel et entre 130 000 b/j et 150 000 b/j de liquides
- un prix du gaz naturel et des liquides à la NYMEX de 3,00 \$ le MBtu et un prix du WTI de 50 \$ le baril
- un taux de change entre les dollars canadien et américain de 0,80 \$
- un nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation d'environ 821 millions
- l'efficacité du modèle de centre névralgique de zones de ressources à générer de plus grandes efficacités sur le plan de la productivité et des coûts
- les résultats des initiatives axées sur l'innovation
- l'accès à des contrats de couverture rentables
- Les attentes et projections formulées à la lumière des résultats passés d'Encana et de sa perception des tendances historiques et généralement conformes à ceux-ci, y compris à l'égard du rythme des avancées technologiques, des avantages obtenus et des attentes générales du secteur

Les risques et incertitudes qui peuvent influencer sur nos activités et notre expansion comprennent, sans toutefois s'y limiter, ce qui suit : la capacité de la Société de générer suffisamment de flux de trésorerie pour s'acquitter de ses obligations; la volatilité des prix des marchandises; la capacité d'assurer convenablement le transport des produits et des réductions pipelinières potentielles; la fluctuation des dividendes à verser; le calendrier et les coûts de construction des puits, des installations et des pipelines; les pertes imputables à l'interruption des activités ou à des accidents ou les difficultés techniques imprévues; les risques de contrepartie et de crédit; le risque et l'incidence d'une baisse de la cote de crédit, y compris en matière d'accès aux marchés financiers; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; les hypothèses fondées sur les prévisions de la Société pour 2015; l'impossibilité d'obtenir les résultats escomptés des initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficacité; les risques inhérents aux activités de commercialisation; les risques liés à la technologie; la capacité de la Société d'acquérir ou de trouver de nouvelles réserves; l'imprécision des estimations des réserves ainsi que des quantités de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des zones de ressources et d'autres sources qui ne sont 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 risques liés à la sortie passée ou future de certains actifs ou d'autres opérations ou à la réception de 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; et d'autres risques et incertitudes ayant une incidence sur les activités d'Encana tel qu'il est décrit de temps à autre dans le rapport de gestion et les états financiers annuels, la notice annuelle et le formulaire 40-F, déposés sur SEDAR et sur EDGAR.

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 les hypothèses, les risques et les incertitudes dont il est question ci-dessus ne constituent pas une liste exhaustive. 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. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent document sont expressément visés par les présentes mises en garde.

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 24 juillet 2015, 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 de la Société. 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 de la Société sont présentées à la note 26 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

En outre, Encana a obtenu, en date du 21 janvier 2015, une dispense à l'égard de certaines obligations aux termes du Règlement 51-101 qui l'autorise à utiliser la définition de « type de produit » que renferment les amendements à ce règlement qu'a publiés l'autorité en valeurs mobilières de chaque territoire au Canada le 4 décembre 2014 et qui sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2015 puisque cette expression a trait aux informations à présenter selon le protocole canadien et figurant à l'Annexe A 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 gaz naturel ont été convertis en bep, à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les bep peuvent être trompeurs, surtout lorsqu'ils sont pris 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 gaz naturel et du pétrole 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 et zone de ressources

Encana utilise l'expression « zone » pour décrire une zone de ressources, une formation géologique ou une zone classique, et 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.

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.