



Encana Corporation

Rapport de gestion

Période close le 30 septembre 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 septembre 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 11 novembre 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 »); milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/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 »); million d'unités thermiques britanniques (« MBtu »); et gigajoule (« GJ »).

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 septembre 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 septembre 2015 :

- Flux de trésorerie de 371 M\$ et perte d'exploitation de 24 M\$.
- Perte nette de 1 236 M\$, incluant une perte de valeur après impôt et hors trésorerie résultant d'un test de plafonnement du coût entier de 1 066 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 3,71 \$ le kpi³, prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 49,38 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 19,57 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 547 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 140,4 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,07 \$ par action.

Résultats d'Encana pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 :

- Flux de trésorerie de 1 047 M\$ et perte d'exploitation de 172 M\$.
- Perte nette de 4 553 M\$, incluant des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie résultant de tests de plafonnement du coût entier de 3 616 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu des opérations de couverture financière, de 4,04 \$ le kpi³. Prix moyen obtenu pour le pétrole, compte tenu des opérations de couverture financière, de 49,64 \$ le baril et prix moyen obtenu pour les LGN de 21,78 \$ le baril.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 656 Mpi³/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 129,5 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,21 \$ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 352 M\$ à la fin de la période.

Parmi les faits nouveaux importants survenus dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, citons les suivants :

- L'annonce, le 25 août 2015, d'une entente avec GEP Haynesville, LLC (« GeoSouthern ») visant la vente des actifs de gaz naturel que la Société détient à Haynesville et qui comprennent quelque 112 000 acres nettes en tenure à bail ainsi que des biens-fonds de minéraux en propriété inconditionnelle situés dans le nord de la Louisiane pour une contrepartie en trésorerie d'environ 850 M\$. Compte tenu de la date d'entrée en vigueur de la transaction, soit le 1^{er} janvier 2015, Encana réduira également d'environ 480 M\$ (montant non actualisé) ses engagements de collecte et ceux liés au secteur intermédiaire en transférant ses obligations actuelles et futures et assurera, dans les cinq prochaines années et selon une formule de paiement à l'acte, le transport et la commercialisation de la production que GeoSouthern réalisera à Haynesville. Cette transaction devrait être menée à terme au quatrième trimestre de 2015, sa date d'entrée en vigueur sera le 1^{er} janvier 2015 et elle est assujettie au respect de conditions de clôture d'usage ainsi qu'à l'obtention des approbations des organismes de réglementation. La Société prévoit affecter le produit tiré à la réduction de sa dette.
- 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, en 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 453 M\$ CA, après les ajustements de clôture.

Événements postérieurs à la date de clôture

Le 8 octobre 2015, Encana a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de ses actifs dans le bassin DJ au Colorado, constitués de 51 000 acres nettes, à une nouvelle entité détenue conjointement par l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada et The Broe Group, pour une contrepartie totalisant quelque 900 M\$. Cette transaction devrait être menée à terme au quatrième trimestre de 2015, sa date d'entrée en vigueur sera le 1^{er} avril 2015 et elle est assujettie au respect de conditions de clôture d'usage, à l'obtention des approbations des organismes de réglementation ainsi qu'à d'autres ajustements.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2015			2014				2013
	2015	2014	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie ¹⁾ en dollars par action – dilué	1 047 \$	2 557 \$	371 \$	181 \$	495 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$
	1,29	3,45	0,44	0,22	0,65	0,51	1,09	0,89	1,48	0,91
Résultat d'exploitation ^{1), 2)} en dollars par action – dilué	(172)	967	(24)	(167)	19	35	281	171	515	226
	(0,21)	1,30	(0,03)	(0,20)	0,03	0,05	0,38	0,23	0,70	0,31
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires en dollars par action – de base et dilué	(4 553)	3 194	(1 236)	(1 610)	(1 707)	198	2 807	271	116	(251)
	(5,59)	4,31	(1,47)	(1,91)	(2,25)	0,27	3,79	0,37	0,16	(0,34)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3 391	5 765	1 312	830	1 249	2 254	2 285	1 588	1 892	1 423
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s avant impôt	614	(215)	213	161	240	124	28	(102)	(141)	174
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	(241)	(45)	173	(278)	(136)	489	231	9	(285)	(301)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont	1 712	3 097	531	479	702	821	982	800	1 315	901
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures ¹⁾	1 083	3 305	314	315	454	694	952	898	1 455	728
Dépenses d'investissement Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net ³⁾	1 952	1 669	473	743	736	857	598	560	511	717
	(1 077)	(1 379)	(99)	(140)	(838)	50	(2 007)	652	(24)	(72)
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	(905)	888	(102)	(562)	(241)	(480)	209	96	583	(40)
Pertes de valeur après impôt découlant des tests de plafonnement du coût entier	(3 616)	-	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs après impôt	9	2 534	(2)	1	10	(11)	2 399	135	-	-
Volumes de production Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 656	2 515	1 547	1 568	1 857	1 861	2 199	2 541	2 809	2 744
Pétrole et LGN (kb/j)										
Pétrole	85,8	42,9	91,9	86,2	79,2	68,8	62,1	34,2	32,1	33,0
LGN	43,7	37,3	48,5	41,1	41,5	37,6	41,9	34,0	35,8	33,0
Total pour le pétrole et les LGN	129,5	80,2	140,4	127,3	120,7	106,4	104,0	68,2	67,9	66,0
Total de la production (kbep/j)	405,6	499,3	398,3	388,7	430,1	416,7	470,6	491,8	536,1	523,4
Composition de la production (%)										
Gaz naturel	68	84	65	67	72	74	78	86	87	87
Pétrole et LGN	32	16	35	33	28	26	22	14	13	13

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. La charge d'impôt sur le résultat intermédiaire qui est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé et dont il est fait mention à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion ainsi que les transactions d'acquisition et de sortie d'actifs, lesquelles sont décrites à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » ci-après, influent également sur le résultat net trimestriel de la Société.

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 troisième trimestre et des neuf premiers mois 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 1 066 M\$ et 3 616 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 les volumes et 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 de biens 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 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 371 M\$, ayant fléchi de 436 M\$ dans le trimestre clos le 30 septembre 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 2,60 \$ le kpi^3 , contre 3,88 \$ le kpi^3 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 180 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 34,52 \$ le baril, contre 73,48 \$ 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 396 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est comprimé de 652 Mpi^3/j pour se situer à 1 547 Mpi^3/j , contre 2 199 Mpi^3/j au trimestre correspondant de 2014. Cette réduction a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance et de la diminution de la production provenant de Deep Panuke, ce qui a été atténué par les bons résultats des programmes de forage menés à Montney et à Duvernay. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 238 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de

LGN a augmenté de 36,4 kb/j pour atteindre 140,4 kb/j, comparativement à 104,0 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 riches en liquides, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 139 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 213 M\$, comparativement à 28 M\$ dans le même trimestre de 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 51 M\$ en raison principalement du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, des sorties d'actifs et de la baisse de production provenant de Deep Panuke, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes à Montney.
- Une économie d'impôt exigible de 19 M\$ a été constatée pour le troisième trimestre de 2015, comparativement à une charge de 244 M\$ dans le même trimestre de 2014, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie excluent l'impôt en trésorerie sur la vente d'actifs, comme il est fait mention à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Au troisième trimestre de 2015, une perte d'exploitation de 24 M\$ a été constatée, alors qu'un résultat d'exploitation positif de 281 M\$ avait été inscrit un an plus tôt, ce qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'augmentation des pertes de change sur des règlements, la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires, la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement ainsi que les variations de l'impôt différé ont également été à l'origine de la perte d'exploitation du troisième trimestre de 2015.

Une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 1 236 M\$ a été subie au troisième trimestre de 2015, alors qu'un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 2 807 M\$ avait été constaté un an plus tôt, et elle a découlé surtout du recul du profit sur les sorties d'actifs après impôt, 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 ». La diminution des profits de couverture latents après impôt et les variations de l'impôt différé ont également influé sur la perte nette du troisième trimestre de 2015.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie se sont établis à 1 047 M\$, ayant fléchi de 1 510 M\$ dans la période de neuf mois close le 30 septembre 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 2,87 \$ le kpi³, contre 4,99 \$ 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 911 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 37,45 \$ le baril, contre 71,66 \$ 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 812 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel s'est comprimé de 859 Mpi³/j pour se situer à 1 656 Mpi³/j, contre 2 515 Mpi³/j dans la période correspondante de 2014. Cette réduction a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance et de la diminution de la production provenant de Deep Panuke, ce qui a été atténué par les programmes de forage fructueux qui ont été menés à Montney et à Duvernay. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 1 222 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a augmenté de 49,3 kb/j pour atteindre 129,5 kb/j, comparativement à 80,2 kb/j dans les neuf mêmes mois de 2014, ce qui s'explique essentiellement par les acquisitions et par les bons résultats des programmes de forage réalisés dans des zones riches en liquides, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les sorties d'actifs. La hausse des volumes de pétrole et de LGN a accru de 566 M\$ les produits des activités ordinaires.

- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 614 M\$, alors que des pertes de 215 M\$ avaient été subies à ce chapitre dans la même période de 2014.
- Les charges de transport et de traitement ont fléchi de 190 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 à Montney.
- La charge d'intérêts s'est accrue de 106 M\$ en raison surtout d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M\$ par suite des remboursements anticipés de titres d'emprunt qui ont eu lieu en avril 2015, ce qui a été atténué par la baisse des intérêts sur la dette par suite de ces remboursements.
- Une économie d'impôt exigible de 38 M\$ a été constatée pour les neuf premiers mois de 2015, comparativement à une charge de 241 M\$ dans la même période de 2014, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie excluent l'impôt en trésorerie sur la vente d'actifs, comme il est fait mention à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Dans les neuf premiers mois de 2015, une perte d'exploitation de 172 M\$ a été constatée, alors qu'un résultat d'exploitation positif de 967 M\$ avait été inscrit un an plus tôt, ce qui a découlé principalement des éléments analysés à la rubrique « Flux de trésorerie ». L'augmentation des pertes de change sur des règlements, la réévaluation d'autres actifs et passifs monétaires, le recul des coûts de la rémunération à long terme par suite de la baisse du cours des actions d'Encana, la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement et les variations de l'impôt différé ont également été à l'origine de la perte d'exploitation enregistrée dans les neuf premiers mois de 2015.

Une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 4 553 M\$ a été subie dans les neuf premiers mois de 2015, alors qu'un résultat net positif attribuable aux actionnaires ordinaires de 3 194 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, de la baisse des profits sur les sorties d'actifs après impôt et des éléments analysés aux rubriques « Flux de trésorerie » et « Résultat d'exploitation ». La hausse de la perte de change hors exploitation après impôt, l'accroissement des pertes de couverture latentes après impôt et les variations de l'impôt différé ont également influé sur la perte nette des neuf premiers mois de 2015.

Prix et taux de change

(moyenne de la période)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2015			2014				2013
	2015	2014	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Prix obtenus par Encana										
Compte tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,04 \$	4,70 \$	3,71 \$	3,52 \$	4,78 \$	4,16 \$	4,03 \$	4,08 \$	5,82 \$	4,34 \$
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	49,64	89,09	49,38	53,08	46,17	80,38	90,22	89,55	86,34	85,39
LGN	21,78	50,55	19,57	24,28	21,92	40,87	48,76	49,39	53,79	48,59
Total pour le pétrole et les LGN	40,24	71,18	39,09	43,78	37,83	66,40	73,50	69,53	69,19	67,01
Total (\$/bep)	29,36	35,12	28,17	28,53	31,24	35,55	35,06	30,75	39,22	31,23
Compte non tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,87	4,99	2,60	2,37	3,53	3,94	3,88	4,46	6,37	3,69
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	45,43	89,99	42,40	53,15	40,53	66,38	90,18	92,93	86,43	82,54
LGN	21,78	50,55	19,57	24,28	21,92	40,87	48,76	49,39	53,79	48,59
Total pour le pétrole et les LGN	37,45	71,66	34,52	43,83	34,13	57,35	73,48	71,23	69,23	65,58
Total (\$/bep)	23,68	36,64	22,26	23,90	24,82	32,25	34,36	32,93	42,12	27,63
Prix de référence du gaz naturel										
NYMEX (\$/MBtu)	2,80	4,55	2,77	2,64	2,98	4,00	4,06	4,67	4,94	3,60
AECO (\$ CA/kpi ³)	2,81	4,55	2,80	2,67	2,95	4,01	4,22	4,68	4,76	3,15
Algonquin City Gate (\$/MBtu)	5,31	9,09	2,37	2,24	11,41	4,99	2,97	4,23	20,28	7,80
Écart de base (\$/MBtu) AECO/NYMEX	0,56	0,38	0,61	0,50	0,57	0,44	0,16	0,40	0,60	0,59
Prix de référence du pétrole										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	51,00	99,61	46,43	57,94	48,64	73,15	97,17	102,99	98,68	97,46
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	58,63	100,87	56,23	67,71	51,94	75,69	97,16	105,61	99,83	86,58
Taux de change										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA	0,794	0,914	0,764	0,813	0,806	0,881	0,918	0,917	0,906	0,953

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 troisième trimestre et dans les neuf premiers mois 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 1,11 \$ le kpi³ le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au troisième trimestre de 2015 et de 1,17 \$ le kpi³ celui réalisé dans les neuf premiers mois 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 neuf premiers mois de 2015, contre 8,71 \$ le kpi³ dans la période correspondante de 2014, et il a haussé de 0,29 \$ le kpi³ le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel dans les neuf premiers mois de 2015, contre 0,37 \$ le kpi³ un an auparavant.

Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois 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 accru de 6,98 \$ le baril le prix moyen qu'Encana a touché pour son pétrole au troisième trimestre de 2015 et de 4,21 \$ le baril celui obtenu dans les neuf premiers mois de 2015.

Contrats de couverture financière

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 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 cours du troisième trimestre de 2015, Encana a conclu des tunnels à prime zéro tripartites à la NYMEX et sur le WTI. Les tunnels à prime zéro tripartites se composent d'une option d'achat vendue, d'une option de vente achetée et d'une option de vente vendue. Ces contrats permettent à la Société de tirer parti de toute majoration des prix des marchandises jusqu'à concurrence du plafond stipulé dans l'option d'achat, et les deux options de vente qu'ils comportent lui assurent une certaine protection advenant un recul des prix.

Les tableaux qui suivent résument les contrats de couverture visant la production future attendue d'Encana en vigueur au 30 septembre 2015.

Gaz naturel

	Échéance	Volumes notionnels (Mpi ³ /j)	Prix moyen (\$/kpi ³)
Contrats à prix fixe à la NYMEX	2015	1 000	4,29
Contrats à prix fixe à la NYMEX	2016	95	2,98
Tunnels à prime zéro tripartites à la NYMEX	2016	300	
Prix de l'option d'achat vendue			3,43
Prix de l'option de vente achetée			3,21
Prix de l'option de vente vendue			2,72

Pétrole brut

	Échéance	Volumes notionnels (kb/j)	Prix moyen (\$/b)
Contrats à prix fixe sur le WTI	2015	88,9	58,09
Contrats à prix fixe sur le WTI	2016	38,0	62,83
Swaptions à prix fixe sur le WTI ¹⁾	2016	7,5	50,34
Tunnels à prime zéro tripartites sur le WTI	2016	18,3	
Prix de l'option d'achat vendue			63,03
Prix de l'option de vente achetée			55,00
Prix de l'option de vente vendue			47,24

1) Les swaptions à prix fixe sur le WTI donnent aux contreparties l'option de proroger aux mêmes prix et jusqu'en mars 2016 les swaps à prix fixe échéant au quatrième trimestre de 2015.

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 0,154 entre les troisièmes trimestres de 2014 et de 2015 et de 0,120 entre les neuf premiers mois 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	M\$	\$/bep	M\$	\$/bep
Augmentation (diminution) des éléments suivants :				
Dépenses d'investissement	(49) \$		(121) \$	
Charges de transport et de traitement	(34)	(0,93) \$	(83)	(0,75) \$
Charges d'exploitation	(12)	(0,34)	(31)	(0,28)
Charges administratives	(7)	(0,19)	(23)	(0,20)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	(27)	(0,76)	(65)	(0,59)

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 troisième 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	20 \$	14 \$
Prix du pétrole WTI	+/-10,00 \$/b	50	33

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Activités au Canada	76 \$	293 \$	341 \$	924 \$
Activités aux États-Unis	394	305	1 605	737
Optimisation des marchés	1	(2)	1	-
Activités non sectorielles et autres	2	2	5	8
Dépenses d'investissement	473	598	1 952	1 669
Acquisitions	-	29	38	2 975
Sorties d'actifs	(99)	(2 036)	(1 115)	(4 354)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(99)	(2 007)	(1 077)	(1 379)
Dépenses d'investissement, montant net	374 \$	(1 409) \$	875 \$	290 \$

Dépenses d'investissement par zone

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Activités au Canada				
Montney ¹⁾	17 \$	204 \$	144 \$	622 \$
Duvernay	58	58	185	210
Autres activités en amont				
Wheatland ²⁾	-	10	4	40
Bighorn	-	3	-	22
Deep Panuke	-	4	3	3
Autres et nouvelles zones ¹⁾	1	14	5	27
Total – activités au Canada	76 \$	293 \$	341 \$	924 \$
Activités aux États-Unis				
Eagle Ford	142 \$	113 \$	514 \$	125 \$
Permian	219	-	761	-
Bassin DJ	17	68	161	196
San Juan	2	89	61	191
Autres activités en amont				
Piceance	1	3	7	29
Haynesville	15	1	27	34
Jonah	-	(2)	-	25
East Texas	-	(1)	-	9
Autres et nouvelles zones	(2)	34	74	128
Total – activités aux États-Unis	394 \$	305 \$	1 605 \$	737 \$
Total des volumes de production – actifs stratégiques ¹⁾	436 \$	375 \$	1 604 \$	957 \$

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 stratégiques comprennent Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian. 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 schiste marin Tuscaloosa (« SMT »), lequel est pris en compte dans l'élément Autres et nouvelles zones des activités aux États-Unis.

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 neuf premiers mois de 2015, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1 952 M\$ (1 669 M\$ dans la même période de 2014), ce qui reflète la rigueur avec laquelle Encana les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses actifs stratégiques. Dans les neuf premiers mois de 2015, les dépenses d'investissement consenties aux actifs stratégiques d'Encana se sont chiffrées à 1 604 M\$ (957 M\$ dans la même période de 2014), ce qui a représenté quelque 82 % (57 % dans les neuf mois correspondants de 2014) du total de ses dépenses d'investissement.

Sorties d'actifs

Dans les neuf premiers mois de 2015, les sorties d'actifs se sont établies à 935 M\$ pour ce qui est des activités au Canada et à 127 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. Encana détient toujours une participation directe dans quelque 1,0 million d'acres nettes à Wheatland. En outre, les sorties d'actifs des activités au Canada ont compris un montant d'environ 453 M\$ CA (357 M\$), après les ajustements de clôture, représentant la contrepartie en trésorerie 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 Montney 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 au sujet de VMLP.

Pour les neuf premiers mois de 2014, les sorties d'actifs des activités au Canada se sont chiffrées à 1 850 M\$ et celles des activités aux États-Unis ont totalisé 2 270 M\$. Les sorties d'actifs des activités au Canada ont inclus environ 1,7 G\$, après les ajustements de clôture, en raison de la vente des actifs de Bighorn. 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 497 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 des sorties d'actifs qui ont modifié grandement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts du pays concerné. Dans le cas d'une sortie d'actifs qui donne lieu à un profit ou à une perte et qui porte sur une entreprise, un goodwill est attribué à la transaction. Par conséquent, pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2014, Encana a constaté, dans le centre de coûts canadien, un profit d'environ 1 024 M\$ avant impôt sur la vente de ses actifs de Bighorn et a attribué à cette transaction un goodwill de 257 M\$. En outre, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, Encana a inscrit, dans le centre de coûts américain, un profit d'environ 212 M\$ avant impôt sur la vente des biens de Jonah et a attribué à cette transaction un goodwill de 68 M\$.

Acquisitions

Dans les neuf premiers mois de 2014, les acquisitions des activités aux États-Unis se sont situées à 2 961 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 troisième trimestre et les neuf premiers mois 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.

Le 26 septembre 2014, Encana a procédé au reclassement de 70,2 millions d'actions ordinaires de PrairieSky au prix de 36,50 \$ CA l'action ordinaire, ce qui a valu à Encana un produit brut d'environ 2,6 G\$ CA. Par suite de la réalisation de ce reclassement, Encana ne détenait plus de participation dans PrairieSky. Comme la vente de la participation dans PrairieSky a modifié fortement le rapport entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts canadien, Encana a constaté, sur cette sortie d'actifs, un profit d'environ 2,1 G\$ avant impôt. La note 15 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferme plus d'informations concernant les transactions mettant en jeu PrairieSky.

Volumes de production

(moyenne quotidienne, après redevances)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	1 547	2 199	1 656	2 515
Pétrole (kb/j)	91,9	62,1	85,8	42,9
LGN (kb/j)	48,5	41,9	43,7	37,3
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	140,4	104,0	129,5	80,2
Total de la production (kbep/j)	398,3	470,6	405,6	499,3
Composition de la production (%)				
Gaz naturel	65	78	68	84
Pétrole et LGN	35	22	32	16

Volumes de production par zone

(moyenne quotidienne, après redevances)	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	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⁾	711	644	21,8	20,8	705	623	22,3	16,9
Duvernay	26	15	4,9	2,6	20	11	3,6	1,9
Autres activités en amont								
Wheatland ²⁾	80	291	0,4	9,9	89	307	1,1	10,9
Bighorn	-	162	-	8,7	1	212	-	10,6
Deep Panuke	-	186	-	-	71	227	-	-
Autres et nouvelles zones ¹⁾	59	76	0,1	0,3	75	88	0,1	-
Total – activités au Canada	876	1 374	27,2	42,3	961	1 468	27,1	40,3
Activités aux États-Unis								
Eagle Ford	48	35	46,0	37,6	40	13	40,6	14,3
Permian	54	-	36,7	-	42	-	31,0	-
Bassin DJ	55	38	16,1	11,8	53	40	15,2	10,8
San Juan	15	9	6,8	3,5	14	8	6,7	3,4
Autres activités en amont								
Piceance	311	398	3,5	4,8	326	414	3,6	5,2
Haynesville	177	298	-	-	203	331	-	-
Jonah	-	-	-	0,2	-	134	-	2,4
East Texas	-	21	-	-	-	77	-	0,7
Autres et nouvelles zones	11	26	4,1	3,8	17	30	5,3	3,1
Total – activités aux États-Unis	671	825	113,2	61,7	695	1 047	102,4	39,9
Total des volumes de production	1 547	2 199	140,4	104,0	1 656	2 515	129,5	80,2
Total des volumes de production – actifs stratégiques ¹⁾	839	694	109,4	61,0	807	647	97,5	33,1

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 stratégiques comprennent Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian. 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 troisième trimestre de 2015, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 547 Mpi³/j, ayant fléchi de 652 Mpi³/j par rapport à celui de la même période de 2014. Dans les neuf premiers mois de 2015, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 656 Mpi³/j, s'étant comprimé de 859 Mpi³/j par rapport à celui des neuf mois correspondants de 2014.

Au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2015, les volumes des activités au Canada ont diminué en raison surtout d'un arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en mai 2015 et de la vente de certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015 ainsi que de ceux de Bighorn au troisième trimestre de 2014, ce qui a été atténué par des programmes de forage fructueux à Montney et à Duvernay. Pour les neuf premiers mois de 2015, les volumes de production ont également baissé à cause de l'augmentation du taux de production d'eau à Deep Panuke.

Les volumes des activités aux États-Unis ont fléchi au troisième trimestre de 2015 essentiellement à cause des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance. Pour les neuf premiers mois de 2015, les volumes de ces activités se sont comprimés surtout à cause des baisses normales de rendement à Haynesville et à Piceance ainsi que de la vente des biens de Jonah et d'East Texas au deuxième trimestre de 2014.

Volumes de production de pétrole et de LGN

Au troisième trimestre de 2015, le volume de production moyen de pétrole et de LGN a atteint 140,4 kb/j, en hausse de 36,4 kb/j par rapport à celui réalisé dans la même période de 2014. Dans les neuf premiers mois de 2015, ce volume s'est établi à 129,5 kb/j, ce qui signale une amélioration de 49,3 kb/j sur un an.

Les volumes des activités aux États-Unis se sont accrus durant le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2015 en raison surtout de l'acquisition des actifs de Permian au quatrième trimestre de 2014 ainsi que des bons résultats des programmes de forage qui ont été réalisés principalement à Permian et à Eagle Ford. Dans les neuf premiers mois de 2015, les volumes de production ont été plus élevés grâce également à l'acquisition d'Eagle Ford au deuxième trimestre de 2014.

Les volumes des activités au Canada se sont repliés au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois 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 septembre					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	199 \$	480 \$	75 \$	251 \$	282 \$	740 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	104	20	5	(1)	109	19
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	303	500	80	250	391	759
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	-	3	-	4
Transport et traitement	142	186	11	16	153	202
Charges d'exploitation	35	66	2	8	38	76
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	126 \$	247 \$	67 \$	223 \$	200 \$	477 \$

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	876	1 374	27,2	42,3	173,2	271,4

Revenu d'exploitation net²⁾

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total de la production (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,48 \$	3,78 \$	29,75 \$	64,79 \$	17,22 \$	29,21 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	1,28	0,16	2,09	(0,31)	6,82	0,78
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,76	3,94	31,84	64,48	24,04	29,99
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	0,01	(0,02)	0,67	0,01	0,15
Transport et traitement	1,77	1,47	3,95	4,21	9,55	8,10
Charges d'exploitation	0,44	0,52	1,22	2,05	2,42	2,96
Revenu d'exploitation net	1,55 \$	1,94 \$	26,69 \$	57,55 \$	12,06 \$	18,78 \$

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 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 200 M\$, ayant baissé de 277 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 107 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 86 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 876 Mpi³/j, a fléchi de 498 Mpi³/j, et ce facteur a diminué de 174 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 27,2 kb/j, en baisse de 15,1 kb/j, ce qui a fait fléchir de 90 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 109 M\$, contre 19 M\$ un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 49 M\$ en raison surtout du recul 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 certains actifs faisant partie de Wheatland en janvier 2015 ainsi que d'un arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en mai 2015, ce qui a été atténué par l'accroissement des volumes à Montney.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 38 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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	788 \$	2 066 \$	243 \$	723 \$	1 044 \$	2 811 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	364	(99)	2	(6)	366	(105)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	1 152	1 967	245	717	1 410	2 706
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	3	-	10	-	13
Transport et traitement	463	596	38	46	501	642
Charges d'exploitation	111	222	13	18	125	246
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	578 \$	1 146 \$	194 \$	643 \$	784 \$	1 805 \$

Volumes de production

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	961	1 468	27,1	40,3	187,2	285,0

Revenu d'exploitation net²⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total de la production (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	3,00 \$	5,14 \$	32,91 \$	65,73 \$	20,17 \$	35,76 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	1,39	(0,25)	0,25	(0,52)	7,15	(1,34)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	4,39	4,89	33,16	65,21	27,32	34,42
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	-	0,01	0,01	0,85	0,01	0,16
Transport et traitement	1,76	1,48	5,07	4,19	9,79	8,24
Charges d'exploitation	0,42	0,55	1,81	1,64	2,43	3,09
Revenu d'exploitation net	2,21 \$	2,85 \$	26,27 \$	58,53 \$	15,09 \$	22,93 \$

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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 784 M\$, ayant baissé de 1 021 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 561 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 neuf premiers mois de 2015, contre 8,71 \$ le kpi³ dans la période correspondante de 2014, et il a haussé de 0,50 \$ le kpi³ le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, contre 0,65 \$ le kpi³ un an auparavant. Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 243 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 961 Mpi³/j, a fléchi de 507 Mpi³/j, et ce facteur a diminué de 717 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 27,1 kb/j, en baisse de 13,2 kb/j, ce qui a fait fléchir de 237 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 366 M\$, alors que des pertes de 105 M\$ avaient été subies à ce chapitre un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 141 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, d'un arrêt provisoire de la production à Deep Panuke par suite de la mise en œuvre d'une stratégie opérationnelle saisonnière en mai 2015 et d'une hausse du taux de production d'eau, ce qui a été atténué par l'accroissement des volumes à Montney.
- Les charges d'exploitation ont fléchi de 121 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	64 \$	166 \$	237 \$	503 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	4,01	6,61	4,63	6,44

En regard de celle des mêmes périodes de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois 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 septembre					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	170 \$	307 \$	371 \$	452 \$	547 \$	769 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	54	10	54	1	108	11
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	224	317	425	453	655	780
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	6	(10)	21	23	27	13
Transport et traitement	152	162	3	4	155	166
Charges d'exploitation	39	50	103	44	142	96
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	27 \$	115 \$	298 \$	382 \$	331 \$	505 \$

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbej)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	671	825	113,2	61,7	225,1	199,2

Revenu d'exploitation net²⁾

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total de la production (\$/bej)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,75 \$	4,05 \$	35,66 \$	79,43 \$	26,13 \$	41,38 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	0,88	0,12	5,17	0,25	5,21	0,58
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,63	4,17	40,83	79,68	31,34	41,96
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	(0,14)	1,95	4,18	1,30	0,72
Transport et traitement	2,47	2,13	0,31	0,63	7,52	9,03
Charges d'exploitation	0,62	0,65	9,95	7,80	6,85	5,12
Revenu d'exploitation net	0,43 \$	1,53 \$	28,62 \$	67,07 \$	15,67 \$	27,09 \$

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 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 331 M\$, ayant baissé de 174 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 73 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 310 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 671 Mpi³/j, a fléchi de 154 Mpi³/j, facteur qui a affaibli de 64 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 113,2 kb/j, en hausse de 51,5 kb/j, ce qui a renforcé de 229 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 108 M\$, contre 11 M\$ un an plus tôt.
- Les charges d'exploitation se sont accrues de 46 M\$ en raison surtout de l'acquisition des actifs de Permian au quatrième trimestre de 2014 et des programmes de forage fructueux qui ont été menés dans cette zone ainsi qu'à Eagle Ford.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel		Pétrole et LGN		Total ⁽¹⁾	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	511 \$	1 366 \$	1 080 \$	846 \$	1 609 \$	2 234 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	166	(98)	97	(5)	263	(103)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	677	1 268	1 177	841	1 872	2 131
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	15	33	57	51	72	84
Transport et traitement	445	502	9	4	454	506
Charges d'exploitation	134	183	282	64	418	249
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	83 \$	550 \$	829 \$	722 \$	928 \$	1 292 \$

Volumes de production

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Volumes de production – après redevances	695	1 047	102,4	39,9	218,4	214,3

Revenu d'exploitation net⁽²⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole et LGN (\$/b)		Total de la production (\$/bep)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	2,69 \$	4,78 \$	38,65 \$	77,63 \$	26,69 \$	37,81 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	0,88	(0,34)	3,46	(0,45)	4,42	(1,76)
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	3,57	4,44	42,11	77,18	31,11	36,05
Charges						
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,11	2,01	4,72	1,20	1,44
Transport et traitement	2,35	1,76	0,32	0,33	7,62	8,64
Charges d'exploitation	0,71	0,64	10,09	5,87	6,98	4,22
Revenu d'exploitation net	0,43 \$	1,93 \$	29,69 \$	66,26 \$	15,31 \$	21,75 \$

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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 928 M\$, ayant baissé de 364 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 350 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 569 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 695 Mpi³/j, a fléchi de 352 Mpi³/j, facteur qui a affaibli de 505 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 102,4 kb/j, en hausse de 62,5 kb/j, ce qui a renforcé de 803 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 263 M\$, alors que des pertes de 103 M\$ avaient été constatées un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 52 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 169 M\$ en raison surtout des acquisitions d'Eagle Ford et des actifs de Permian aux deuxième et quatrième trimestres de 2014, respectivement, ainsi que des programmes de forage fructueux qui ont été réalisés dans ces zones en 2015, facteurs qui ont été neutralisés 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	265 \$	279 \$	902 \$	694 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	12,77	15,22	14,92	11,86
Pertes de valeur	1 671	-	5 668	-

En regard de celle de la même période de 2014, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué au troisième trimestre de 2015, et ce, essentiellement en raison de la baisse du taux d'épuisement, ce qui a été atténué par la hausse des volumes de production. Le taux d'épuisement a diminué en raison surtout des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été constatées dans le premier semestre de 2015, facteur contrebalancé en partie par l'acquisition des actifs de Permian au quatrième trimestre de 2014. En regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a augmenté dans les neuf premiers mois de 2015, et ce, surtout 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 les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été constatées au premier semestre 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 troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2015, les activités aux États-Unis ont inscrit des pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de 1 671 M\$ et 5 668 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)
Les prix moyens des 12 derniers mois pris en compte aux fins de l'établissement des réserves¹⁾		
30 septembre 2015	3,05	59,21
31 décembre 2014	4,34	94,99
30 septembre 2014	4,24	99,08

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	66 \$	486 \$	293 \$	890 \$
Charges				
Charges d'exploitation	4	11	28	37
Produits achetés	60	474	260	844
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	-	-	-	4
	2 \$	1 \$	5 \$	5 \$

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 troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2015, et ce, en raison surtout du recul des prix des marchandises et de la diminution des volumes de tiers associée aux services de transition en lien avec les sorties d'actifs de la Société.

Activités non sectorielles et autres

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	200 \$	260 \$	(184) \$	38 \$
Charges				
Transport et traitement	11	2	4	1
Charges d'exploitation	6	7	17	25
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	23	31	73	93
	160 \$	220 \$	(278) \$	(81) \$

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	11 \$	13 \$	34 \$	39 \$
Charges administratives	61	69	217	269
Intérêts	105	133	508	402
(Profits) pertes de change, montant net	348	202	918	254
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs	2	(3 239)	(14)	(3 442)
Autres	(3)	-	2	8
	524 \$	(2 822) \$	1 665 \$	(2 470) \$

En regard de celles de la même période de 2014, les charges administratives ont diminué dans les neuf premiers mois de 2015, 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 28 M\$ et 58 M\$, respectivement, pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2015. Les charges de restructuration attribuables aux compressions de la main-d'œuvre associées à la restructuration réalisée en 2013 se sont établies respectivement à néant et à 1 M\$ au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2015, contre respectivement 7 M\$ et 29 M\$ pour les mêmes périodes de 2014.

La charge d'intérêts des neuf premiers mois de 2015 a augmenté en regard de ce qu'elle était dans la période correspondante de 2014 à cause d'un paiement d'intérêts non récurrent d'environ 165 M\$ ayant résulté des remboursements anticipés de titres d'emprunt qui ont eu lieu en avril 2015, ce qui a été atténué par la baisse des intérêts sur la dette par suite de ces remboursements.

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 troisième trimestre de 2015, un montant plus élevé de pertes de change sur des règlements, sur d'autres réévaluations monétaires et sur 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 dans les neuf premiers mois 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 dans les neuf premiers mois de 2015 tiennent essentiellement compte d'un profit avant impôt réalisé à la vente de l'immeuble de bureaux Encana Place à Calgary. Les profits sur les sorties d'actifs dans les neuf premiers mois de 2014 tenaient essentiellement compte de l'incidence, avant impôt, des ventes de la participation d'Encana dans PrairieSky, des actifs de Bighorn et 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Charge (économie) d'impôt sur le résultat exigible	(19) \$	244 \$	(38) \$	241 \$
Charge (économie) d'impôt sur le résultat différé	(576)	505	(2 442)	825
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(595) \$	749 \$	(2 480) \$	1 066 \$

L'économie d'impôt sur le résultat exigible de 38 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015 est essentiellement imputable aux montants relatifs à des périodes antérieures alors que la charge d'impôt sur le résultat exigible de 241 M\$ qui a été constatée dans la même période de 2014 découlait surtout de l'impôt exigible sur les sorties d'actifs. Le total de l'économie d'impôt sur le résultat des neuf premiers mois 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 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. Le taux d'impôt effectif de la Société pour les neuf premiers mois de 2015 a dépassé celui d'il y a un an en raison surtout de variations du résultat annuel attendu ainsi que du profit sur les sorties d'actifs en 2014.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	453 \$	696 \$	1 233 \$	2 406 \$
Activités d'investissement	(544)	3 805	(957)	1 870
Activités de financement	(36)	(95)	(238)	231
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	(17)	(90)	(24)	(99)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(144) \$	4 316 \$	14 \$	4 408 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	352 \$	6 974 \$	352 \$	6 974 \$

Activités d'exploitation

Au troisième trimestre de 2015, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 453 M\$, ont été de 243 M\$ inférieurs à ceux de la période correspondante de 2014, et ce, en raison surtout des fluctuations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Pour le troisième trimestre de 2015, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 100 M\$, comparativement à 155 M\$ au troisième trimestre de 2014.

Dans les neuf premiers mois de 2015, les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, d'un montant de 1 233 M\$, ont été de 1 173 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 les neuf premiers mois de 2015, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un excédent de 204 M\$, comparativement à 132 M\$ dans les neuf mois correspondants de 2014.

La Société affichait un fonds de roulement positif de 277 M\$ au 30 septembre 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 et de la diminution des actifs visés par la gestion des risques, ce qui a été compensé en partie par la diminution des dettes fournisseurs et charges à payer. Au 30 septembre 2015, le fonds de roulement tenait compte d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie totalisant 352 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 957 M\$ ont été affectés aux activités d'investissement dans les neuf premiers mois de 2015, alors que ces activités avaient généré des flux de trésorerie nets de 1 870 M\$ dans la période correspondante de 2014. La variation a résulté surtout de la diminution du produit tiré des sorties d'actifs et de la vente de la participation de la Société dans PrairieSky en 2014, ce qui a été atténué par l'acquisition d'Eagle Ford en 2014. 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 les neuf premiers mois de 2015, les flux de trésorerie nets affectés aux activités de financement ont totalisé 238 M\$, alors que de telles activités avaient généré des flux de trésorerie nets de 231 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 septembre 2015.

(en milliards de dollars)	Montant maximal	Tranche inutilisée	Échéance
Facilités de crédit bancaire renouvelables engagées			
Facilité de crédit d'Encana ¹⁾	3,0	1,6	Juillet 2020
Facilité de crédit d'une filiale américaine	1,5	1,5	Juillet 2020

1) Au 30 septembre 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.

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 30 % au 30 septembre 2015 ainsi qu'au 31 décembre 2014.

Dette à long terme

Exclusion faite de la partie courante, la dette à long terme d'Encana totalisait 6 128 M\$ au 30 septembre 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. Les remboursements des billets ont exigé un versement global anticipé et non récurrent d'intérêts d'environ 165 M\$ et devraient 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 des remboursements.

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 septembre 2015, l'encours associé à ce programme totalisait 1 414 M\$ et reflétait des émissions de PC américain d'une durée moyenne de 28 jours et portant intérêt au taux moyen pondéré de 0,64 %. 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 bancaire 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 septembre 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 septembre 2015	6 novembre 2015
Actions ordinaires en circulation	741,2	845,7	845,7
Options sur actions assorties de DAAJ ¹⁾			
En cours	21,3	19,7	19,0
Exercibles	10,0	10,9	10,4

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 les neuf premiers mois de 2015, Encana a émis 6 115 535 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 164 840 actions ordinaires dans la même période de 2014. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a augmenté dans les neuf premiers mois 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Versements de dividendes	59 \$	52 \$	166 \$	156 \$
Versements de dividendes (\$/action)	0,07	0,07	0,21	0,21

Les dividendes versés au troisième trimestre et dans les neuf premiers mois de 2015 ont inclus respectivement les 21 M\$ et 53 M\$ d'actions ordinaires que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément au RRD, contre 1 M\$ et 4 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 11 novembre 2015, le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action payable le 31 décembre 2015 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 décembre 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 septembre 2015	31 décembre 2014
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3,1 x	2,1 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	30 %	30 %

Engagements et éventualités

Engagements

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

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2015	2016	2017	2018	2019		
Transport et traitement	210 \$	795 \$	778 \$	790 \$	672 \$	3 037 \$	6 282 \$
Forage et services aux champs pétroliers	62	151	107	54	18	22	414
Contrats de location simple	9	29	24	23	11	23	119
Engagements	281 \$	975 \$	909 \$	867 \$	701 \$	3 082 \$	6 815 \$

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. Encana a également 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.

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. 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.

Les sorties d'actifs qui ont été annoncées pourraient réduire certains engagements et obligations indiqués ci-dessus. 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 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 qui, prises ensemble, fixent des prix plancher et plafond pour des positions exposées à ce risque. 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 septembre 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 géré par voie 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 bancaire 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, dont ceux concernant la volatilité des prix des marchandises dont il a été fait mention, le maintien de la demande de ses produits et d'autres facteurs 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, 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 constitué un comité dont le mandat est de procéder à un examen du régime de redevances pétrolières et gazières de la province. Actuellement, ce comité mène des consultations auprès du secteur, du public et des parties prenantes et devrait transmettre ses conclusions au gouvernement de l'Alberta d'ici la fin de 2015. Encana surveille les travaux du comité et prend activement 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, mesures qui ont été rendues publiques le 18 août 2015 afin que le public puisse les commenter. Encana continue de suivre de près cette question, émet des commentaires lorsque cela convient et évalue quelles répercussions elle pourrait avoir sur ses activités. L'EPA devrait publier la version finale de cette nouvelle réglementation et des directives s'y rapportant 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.

Les divers paliers de gouvernement au Canada ont mis davantage l'accent sur la politique en matière de changements climatiques en 2015. Encana suit toujours les développements dans ce domaine et prend 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 procédé à l'évaluation et à l'intégration de ces contrôles, politiques et procédures et aucune faiblesse significative ni déficience importante n'a été décelée durant leur intégration. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2015, il n'y a eu aucun 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. En août 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-15, *Presentation and Subsequent Measurement of Debt Issuance Costs Associated with Line-of-Credit Arrangements*. Cette mise à jour précise que les frais d'émission de titres d'emprunt découlant d'accords de crédit peuvent être présentés en tant qu'actifs et amortis par la suite au prorata sur la durée de l'accord, et ce, qu'il y ait ou non des montants en cours. Ces modifications seront appliquées rétrospectivement. Au 30 septembre 2015, des frais d'émission de titres d'emprunt totalisant 31 M\$ étaient inclus dans le poste Autres actifs de l'état consolidé intermédiaire de la situation financière résumé de la Société (39 M\$ au 31 décembre 2014).

En date du 1^{er} janvier 2018, 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. En août 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-14, *Deferral of Effective Date for Revenue from Contracts with Customers*, norme qui a reporté la date d'entrée en vigueur de l'ASU 2014-09, mais qui permet son adoption par anticipation à la date d'entrée en vigueur initiale, soit le 1^{er} janvier 2017. À la date de son adoption, cette norme pourra être appliquée selon l'une des deux méthodes d'application rétrospective prescrites. 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 en trésorerie 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2015			2014				2013
	2015	2014	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 233 \$	2 406 \$	453 \$	298 \$	482 \$	261 \$	696 \$	767 \$	943 \$	462 \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	(18)	(28)	(18)	7	(7)	(15)	(11)	(8)	(9)	(21)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	204	132	100	110	(6)	(141)	155	119	(142)	(183)
Impôt en trésorerie sur les ventes d'actifs	-	(255)	-	-	-	40	(255)	-	-	(11)
Flux de trésorerie	1 047 \$	2 557 \$	371 \$	181 \$	495 \$	377 \$	807 \$	656 \$	1 094 \$	677 \$
Déduire :										
Dépenses d'investissement	1 952	1 669	473	743	736	857	598	560	511	717
Flux de trésorerie disponibles	(905) \$	888 \$	(102) \$	(562) \$	(241) \$	(480) \$	209 \$	96 \$	583 \$	(40) \$

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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2015			2014				2013
	2015	2014	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	(4 553) \$	3 194 \$	(1 236) \$	(1 610) \$	(1 707) \$	198 \$	2 807 \$	271 \$	116 \$	(251) \$
(Ajout)/déduction après impôt :										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	(178)	(35)	107	(187)	(98)	341	160	8	(203)	(209)
Pertes de valeur	(3 616)	-	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-	-	-	-	-
Charges de restructuration ¹⁾	(40)	(20)	(20)	(10)	(10)	(4)	(5)	(5)	(10)	(64)
Profits (pertes) de change hors exploitation	(606)	(256)	(212)	114	(508)	(151)	(218)	156	(194)	(124)
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs	9	2 534	(2)	1	10	(11)	2 399	135	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	50	4	(19)	(33)	102	(12)	190	(194)	8	(80)
Résultat d'exploitation¹⁾	(172) \$	967 \$	(24) \$	(167) \$	19 \$	35 \$	281 \$	171 \$	515 \$	226 \$

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 « Résultat 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2015			2014				2013
	2015	2014	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont										
Activités au Canada	784 \$	1 805 \$	200 \$	171 \$	413 \$	341 \$	477 \$	447 \$	881 \$	526 \$
Activités aux États-Unis	928	1 292	331	308	289	480	505	353	434	375
	1 712 \$	3 097 \$	531 \$	479 \$	702 \$	821 \$	982 \$	800 \$	1 315 \$	901 \$
(Ajouter) déduire :										
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s										
Activités au Canada	366 \$	(105) \$	109 \$	101 \$	156 \$	49 \$	19 \$	(49) \$	(75) \$	90 \$
Activités aux États-Unis	263	(103)	108	63	92	78	11	(49)	(65)	83
	629 \$	(208) \$	217 \$	164 \$	248 \$	127 \$	30 \$	(98) \$	(140) \$	173 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures										
Activités au Canada	418 \$	1 910 \$	91 \$	70 \$	257 \$	292 \$	458 \$	496 \$	956 \$	436 \$
Activités aux États-Unis	665	1 395	223	245	197	402	494	402	499	292
	1 083 \$	3 305 \$	314 \$	315 \$	454 \$	694 \$	952 \$	898 \$	1 455 \$	728 \$

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 « Résultat 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 septembre 2015	31 décembre 2014
Dette	6 128 \$	7 340 \$
Flux de trésorerie	1 424	2 934
Charge d'intérêts après impôt	561	486
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1 985 \$	3 420 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3,1 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 septembre 2015	31 décembre 2014
Dette	6 128 \$	7 340 \$
Total des capitaux propres	6 719	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	20 593 \$	24 771 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	30 %	30 %

Énoncés prospectifs

Le présent document renferme certains énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs comprennent notamment ceux qui suivent :

- les flux de trésorerie prévus
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus
- les dividendes attendus
- le produit prévu provenant des transactions mettant en jeu Haynesville et le bassin DJ, la valeur de ces transactions pour Encana et son utilisation du produit, le calendrier de clôture de ces transactions et l'attente selon laquelle les conditions de clôture seront remplies
- les avantages prévus, pour Encana, de la conclusion, avec GeoSouthern, d'ententes auxiliaires de prestation de services de collecte et de commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire
- 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
- les efficacités attendues dans l'avenir sur le plan des coûts et de l'exploitation
- 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
- la gestion des risques, dont l'incidence potentielle de changements au régime de redevances
- la souplesse des programmes de dépenses d'investissement
- les estimations des réserves et des ressources
- la production attendue
- 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 modes 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
- les énoncés concernant les pertes de valeur futures découlant de tests de plafonnement du coût entier
- 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 produits et charges d'exploitation prévus
- 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
- le produit prévu et les avantages futurs que devraient générer diverses ententes de coentreprise, de partenariat et autres
- l'incidence éventuelle 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 1,70 Gpi³/j de gaz naturel et entre 130 Mb/j et 150 Mb/j de liquides
- des prix du gaz naturel et des liquides de 3,00 \$ le MBtu à la NYMEX et de 2,62 \$ CA le GJ à l'AECO et un prix du WTI de 50 \$ le baril pendant le reste de 2015
- les résultats des initiatives axées sur l'innovation
- l'attente selon laquelle GeoSouthern s'acquittera de ses obligations aux termes d'ententes auxiliaires de prestation de services de collecte et de commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire

- 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'accès à des contrats de couverture rentables
- 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
- la capacité de remplir les conditions de clôture, la conclusion fructueuse des transactions visant les actifs de Haynesville et du bassin DJ ainsi que la valeur des ajustements postérieurs à la clôture et d'autres ajustements y afférents
- 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; les risques inhérents à la clôture des sorties d'actifs annoncées ainsi que les ajustements pouvant réduire le produit prévu et la valeur pour Encana; la volatilité des prix des marchandises; la capacité d'assurer convenablement le transport des produits et des réductions de pipelines 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 12 novembre 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

La conversion des volumes de gaz naturel en bep est effectuée à raison de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril. Les bep sont calculés au moyen d'une méthode de conversion générique utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas une équivalence économique valable à la tête du puits. Les lecteurs sont priés de noter que les bep peuvent être trompeurs, surtout lorsqu'ils sont pris isolément.

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.