



# **Encana Corporation**

Rapport de gestion

Période close le 30 septembre 2016

(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 2016 (« 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 2015.*

*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. 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 2 novembre 2016.*

*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 le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie disponibles, 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 du résultat net avec le résultat d'exploitation et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les flux de trésorerie et les flux de trésorerie disponibles.*

*Le présent rapport de gestion renferme les abréviations des mesures volumétriques suivantes : millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> »); million de pieds cubes (« Mpi<sup>3</sup> ») par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »); 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 »).*

**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 un nombre limité de projets essentiels et évolutifs qui génèrent des rendements supérieurs, maintenir la souplesse de son portefeuille afin de pouvoir réagir à l'évolution des marchés, optimiser sa rentabilité par voie de l'efficacité opérationnelle, réduire ses coûts et préserver la vigueur de son bilan.

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 plateformes 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, de pétrole et de LGN. Son programme de couverture réduit la volatilité à laquelle elle est exposée et contribue au maintien des produits des activités ordinaires 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 19 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 2016.

De plus amples renseignements sur les résultats attendus d'Encana se trouvent dans ses prévisions, lesquelles peuvent être consultées dans son site Web, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).

## Activités d'Encana

### Secteurs à présenter

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 ainsi que les activités connexes du centre de coûts canadien. Les zones au Canada comprennent essentiellement : Montney, dans le nord de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta; Duvernay, dans le centre-ouest de l'Alberta; Wheatland, dans le sud de l'Alberta; et Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse.
- 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 ainsi que les activités connexes du centre de coûts américain. Les zones aux États-Unis comprennent essentiellement : Eagle Ford, dans le sud du Texas; Permian, dans l'ouest du Texas; San Juan, dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique; et Piceance, dans le nord-ouest du Colorado. Le bassin DJ, situé dans le nord du Colorado, était inclus dans le secteur Activités aux États-Unis jusqu'à la sortie de ces actifs le 29 juillet 2016.
- 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 et permet de réduire les coûts 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.

Les chiffres comparatifs de 2015 ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. De plus amples renseignements sur ce reclassement figurent dans l'analyse des résultats d'exploitation du présent rapport de gestion.

## Les quatre actifs essentiels

---

Encana passe en revue et évalue régulièrement sa stratégie et ses programmes de dépenses d'investissement afin de les adapter à la conjoncture changeante du marché. Dans le contexte actuel des prix des marchandises, Encana se concentre sur l'accélération de la croissance de projets évolutifs, qui génèrent des rendements supérieurs; appelés les quatre actifs essentiels, ces projets regroupent Montney, Duvernay, Eagle Ford et Permian.

- La mise en valeur de **Montney** est axée sur l'exploitation du gaz naturel et du condensat du bassin profond de la formation Montney exclusivement au moyen d'une technologie de puits horizontaux et de techniques de fracturation hydraulique polyétagées. Encana dispose d'une capacité de traitement, de collecte et de compression de gaz naturel aux termes de contrats conclus avec des tiers, ainsi que par une participation dans d'autres usines de traitement de la zone.
- La mise en valeur de **Duvernay** est centrée sur l'exploitation du gaz de schiste et du condensat de la formation Duvernay à l'aide d'une technologie consistant à forer des puits horizontaux sur socle et de l'application d'un modèle de centre névralgique de zones de ressources. Encana détient une participation dans des usines de traitement de gaz naturel et une capacité de collecte et de compression dans la zone.
- La mise en valeur de **Eagle Ford** vise l'exploitation du pétrole de réservoirs étanches dans la partie la plus épaisse de la formation de schiste Eagle Ford située dans la fosse de Karnes au moyen de puits horizontaux comportant un espacement entre les groupes réduit et du modèle de centre névralgique de zones de ressources pour optimiser la conception des puits et la complétion. La position d'Encana est située dans une zone comportant un accès facile aux marchés du pétrole par pipeline ou camion. La Société a aussi accès à une capacité de collecte et de traitement de gaz naturel aux termes de contrats conclus avec des tiers.
- La mise en valeur de **Permian** est axée sur l'exploitation du pétrole du bassin Midland, où les terrains se caractérisent par de multiples horizons de production permettant plusieurs complétions dans un seul puits et offrant la possibilité d'un forage vertical et horizontal. Dans ses activités de mise en valeur, Encana a recours principalement à la technologie des puits horizontaux et au forage horizontal sur socle de puits multiples afin de maximiser la récupération des ressources et de réduire le plus possible l'empreinte de la mise en valeur. La zone est dotée d'une infrastructure établie permettant le transport par pipeline ou camion pour un accès facile aux marchés.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les quatre actifs essentiels, se reporter à la notice annuelle d'Encana de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

### Faits saillants

Résultats d'Encana pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 :

- Bénéfice net de 317 M\$ et bénéfice d'exploitation de 32 M\$. Le bénéfice net comprend un profit sur les sorties d'actifs après impôt de 288 M\$.
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 186 M\$ et flux de trésorerie de 252 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel de 2,02 \$ le kpi<sup>3</sup>, prix moyen obtenu pour le pétrole de 52,79 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 25,99 \$/b, compte tenu des opérations de couverture financière dans les trois cas.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 326 Mpi<sup>3</sup>/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 117,0 kb/j.
- Versement d'un dividende de 0,015 \$ par action.

Résultats d'Encana pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :

- Perte nette de 663 M\$ et perte d'exploitation de 9 M\$. La perte nette tient compte de pertes de valeur après impôt hors trésorerie de 938 M\$ constatées par suite de tests de plafonnement du coût entier, d'une perte de couverture latente après impôt de 313 M\$, d'un profit sur les sorties d'actifs après impôt de 287 M\$ et d'un profit de change après impôt hors exploitation de 209 M\$.
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 426 M\$ et flux de trésorerie de 536 M\$.
- Prix moyen obtenu pour le gaz naturel de 2,02 \$ le kpi<sup>3</sup>, prix moyen obtenu pour le pétrole de 48,06 \$/b et prix moyen obtenu pour les LGN de 21,97 \$/b, compte tenu des opérations de couverture financière dans les trois cas.
- Production moyenne de gaz naturel de 1 420 Mpi<sup>3</sup>/j et production moyenne de pétrole et de LGN de 126,5 kb/j.
- Versement de dividendes de 0,045 \$ par action.
- Trésorerie et équivalents de trésorerie de 766 M\$ à la fin de la période.

Principaux faits nouveaux survenus dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :

- L'annonce d'un appel public à l'épargne (le « placement d'actions de 2016 ») visant le placement de 107 000 000 d'actions ordinaires d'Encana à un prix de 9,35 \$ l'action ordinaire, ainsi que l'octroi d'une option de surallocation (l'« option de surallocation ») aux preneurs fermes leur donnant le droit d'acheter un maximum de 16 050 000 actions additionnelles à un prix de 9,35 \$ l'action ordinaire. Le placement d'actions de 2016 a été mené à terme le 23 septembre 2016 pour un produit brut d'environ 1,0 G\$ pour Encana. L'option de surallocation a par la suite été exercée en entier le 4 octobre 2016 pour un produit brut additionnel de quelque 150 M\$, ce qui porte le produit brut global à environ 1,15 G\$.
- La conclusion de la vente le 29 juillet 2016 des actifs du bassin DJ, au Colorado, à Crestone Peak Resources Holdings LLC pour un produit d'environ 628 M\$, après les ajustements de clôture et autres. La date de prise d'effet de la transaction est le 1<sup>er</sup> avril 2015.
- La conclusion de la vente le 28 juillet 2016 des actifs faisant partie de l'usine Gordondale à Montney, dans le nord-ouest de l'Alberta, à Birchcliff Energy Ltd. pour un produit d'environ 603 M\$ CA, après les ajustements de clôture. La date de prise d'effet de la transaction est le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

- La réalisation des offres publiques de rachat (collectivement, les « offres publiques de rachat ») annoncées en mars 2016, qui visaient certains des billets de premier rang en circulation de la Société (collectivement, les « billets »). La Société a ainsi accepté aux fins du rachat des billets d'une valeur de 489 M\$. La Société a payé un montant global de 406 M\$, y compris des intérêts courus et impayés de 6 M\$ et une prime de rachat anticipé de 14 M\$. L'opération a donné lieu à la comptabilisation d'un profit net de 89 M\$, avant impôt, au remboursement anticipé de ces titres d'emprunt.
- La réalisation des compressions de la main-d'œuvre annoncées en février 2016 afin de mieux faire correspondre le niveau des effectifs et la structure organisationnelle avec la réduction du programme de dépenses d'investissement de la Société causée par le contexte actuel de faiblesse des prix des marchandises. Encana a engagé des charges de restructuration de quelque 33 M\$. En tenant compte de l'incidence de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016, Encana a réduit son effectif d'environ 20 % en 2016.

## Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2016			2015				2014
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Résultat net	<b>(663)</b> \$	(4 553) \$	<b>317</b> \$	(601) \$	(379) \$	(612) \$	(1 236) \$	(1 610) \$	(1 707) \$	198 \$
en dollars par action – de base et dilué	<b>(0,78)</b>	(5,59)	<b>0,37</b>	(0,71)	(0,45)	(0,72)	(1,47)	(1,91)	(2,25)	0,27
Résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup>	<b>(9)</b>	(172)	<b>32</b>	89	(130)	111	(24)	(167)	19	35
en dollars par action – dilué	<b>(0,01)</b>	(0,21)	<b>0,04</b>	0,10	(0,15)	0,13	(0,03)	(0,20)	0,03	0,05
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	<b>536</b>	1 047	<b>252</b>	182	102	383	371	181	495	377
en dollars par action – dilués	<b>0,63</b>	1,29	<b>0,29</b>	0,21	0,12	0,45	0,44	0,22	0,65	0,51
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	<b>2 096</b>	3 391	<b>979</b>	364	753	1 031	1 312	830	1 249	2 254
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s avant impôt	<b>354</b>	614	<b>54</b>	129	171	287	213	161	240	124
Profits (pertes) de couverture latent(e)s avant impôt	<b>(465)</b>	(241)	<b>41</b>	(451)	(55)	(90)	173	(278)	(136)	489
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont	<b>984</b>	1 712	<b>374</b>	330	280	552	531	479	702	821
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, déduction faite des profits et pertes de couverture <sup>1)</sup>	<b>626</b>	1 083	<b>319</b>	204	103	261	314	315	454	694
Dépenses d'investissement	<b>779</b>	1 952	<b>205</b>	215	359	280	473	743	736	857
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net <sup>3)</sup>	<b>(1 044)</b>	(1 077)	<b>(1 040)</b>	1	(5)	(761)	(99)	(140)	(838)	50
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>426</b>	1 233	<b>186</b>	83	157	448	453	298	482	261
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	<b>(243)</b>	(905)	<b>47</b>	(33)	(257)	103	(102)	(562)	(241)	(480)
Pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier après impôt	<b>(938)</b>	(3 616)	-	(331)	(607)	(514)	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs après impôt	<b>287</b>	9	<b>288</b>	(1)	-	-	(2)	1	10	(11)
Volumes de production										
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>1 420</b>	1 656	<b>1 326</b>	1 418	1 516	1 571	1 547	1 568	1 857	1 861
Pétrole et LGN (kb/j)										
Pétrole	<b>76,1</b>	85,8	<b>69,1</b>	78,9	80,5	90,6	91,9	86,2	79,2	68,8
LGN	<b>50,4</b>	43,7	<b>47,9</b>	53,1	50,3	54,4	48,5	41,1	41,5	37,6
Total pour le pétrole et les LGN	<b>126,5</b>	129,5	<b>117,0</b>	132,0	130,8	145,0	140,4	127,3	120,7	106,4
Total de la production (kbep/j)	<b>363,1</b>	405,6	<b>338,0</b>	368,3	383,4	406,8	398,3	388,7	430,1	416,7
Composition de la production (%)										
Gaz naturel	<b>65</b>	68	<b>65</b>	64	66	64	65	67	72	74
Pétrole et LGN	<b>35</b>	32	<b>35</b>	36	34	36	35	33	28	26

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

2) Au deuxième trimestre de 2015, des changements à la structure organisationnelle ont été établis de façon formelle et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de façon à exclure les charges de restructuration engagées au cours du premier trimestre.

3) Compte non tenu de l'incidence de l'acquisition d'Athlon Energy Inc. au quatrième trimestre de 2014. D'autres informations sont présentées dans le rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

## Facteurs ayant influé sur le résultat net trimestriel

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 et pertes sur les sorties d'actifs, éléments qui sont indiqués dans les tableaux intitulés « Résultats financiers » et « Prix et taux de change » qui figurent dans le présent rapport de gestion. Tel qu'il en est fait mention à la rubrique « Autres résultats d'exploitation » présentée plus loin, la charge d'impôt sur le résultat intermédiaire qui est calculée au moyen du taux d'impôt effectif annuel estimé et le profit au remboursement de titres d'emprunt influent également sur le résultat net trimestriel de la Société, de même que les transactions de sortie d'actifs, qui sont décrites à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion.

## Tests de plafonnement du coût entier

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 troisième trimestre de 2016, la Société n'a pas comptabilisé de pertes de valeur par suite de tests de plafonnement du coût entier. Pour les neuf premiers mois de 2016, la Société a, par suite de tests de plafonnement du coût entier, imputé des pertes de valeur après impôt et hors trésorerie de 361 M\$ au secteur Activités au Canada, et de 577 M\$ au secteur Activités aux États-Unis. Ces pertes résultent essentiellement du recul de la moyenne des prix des marchandises des 12 derniers mois. D'autres réductions des prix moyens des 12 derniers mois pourraient faire 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.

Les pertes de valeur futures qui pourraient découler des tests de plafonnement sont difficiles à prédire de manière raisonnable et dépendront des prix des marchandises de même que des changements qui seront apportés aux estimations des réserves, aux coûts de mise en valeur futurs, aux coûts incorporés, aux coûts des biens non prouvés et aux acquisitions. Le produit tiré des sorties d'actifs en amont est habituellement retranché des coûts incorporés et peut atténuer la probabilité que des pertes de valeur découlent des tests de plafonnement du coût entier.

La Société a calculé l'effet estimatif qu'auraient eu certaines variations des prix sur les pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. En fonction de la moyenne des prix le premier jour de chaque mois de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 et des prix des contrats à terme sur marchandises du trimestre qui sera clôturé le 31 décembre 2016, les prix moyens sur 12 mois pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 auraient été de 42,83 \$ le baril pour le WTI, de 52,36 \$ CA le baril pour le pétrole léger non sulfuré d'Edmonton, de 2,49 \$ le MBtu pour le gaz naturel au Henry Hub et de 2,10 \$ CA le MBtu pour le gaz naturel à l'AECO. Selon ces prix estimatifs, toutes les autres variables et hypothèses étant égales par ailleurs dans les tests de plafonnement du coût entier, aucune perte de valeur supplémentaire n'aurait été constatée au 30 septembre 2016 pour les activités au Canada et aux États-Unis. Étant donné les incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves prouvées, les conséquences des tests ne sont pas nécessairement décisives en ce qui concerne les plans de mise en valeur future d'Encana ni représentatives de ses résultats d'exploitation ou financiers.

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 des biens non prouvés non amortis ni des réserves probables ou possibles de gaz naturel et de liquides, ni d'ailleurs 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 2016 et 2015

Le bénéfice net du troisième trimestre de 2016 s'est établi à 317 M\$, comparativement à une perte nette de 1 236 M\$ en 2015; cette variation s'explique par les facteurs analysés aux paragraphes portant sur le résultat d'exploitation et sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous. La baisse des pertes de valeur hors trésorerie et après impôt constatées par suite des tests de plafonnement du coût entier, un profit après impôt sur les sorties d'actifs, la baisse de la perte de change hors exploitation après impôt, la diminution du profit de couverture latent après impôt et la variation de l'impôt différé ont également joué sur le résultat net du troisième trimestre de 2016.

Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2016 correspond à un bénéfice de 32 M\$, comparativement à une perte de 24 M\$ au trimestre correspondant de 2015. Cette amélioration est attribuable à la diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, aux profits de change sur des règlements et aux coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana, ainsi qu'aux éléments mentionnés au paragraphe portant sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous. Le résultat d'exploitation exclut les charges de restructuration, qui sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 186 M\$, en baisse de 267 M\$ par rapport à 2015, surtout en raison de la variation du fonds de roulement hors trésorerie ainsi que des éléments mentionnés au paragraphe portant sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous.

Les flux de trésorerie se sont établis à 252 M\$, ayant diminué de 119 M\$ par rapport à 2015. Voici les principaux éléments qui ont influé sur les flux de trésorerie :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 2,15 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit 0,45 \$ le kpi<sup>3</sup> de moins que dans la même période de 2015, ce qui témoigne principalement de la baisse du prix de référence à l'AECO. Le recul des prix touchés pour le gaz naturel a fait diminuer de 51 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 35,31 \$ le baril, soit 0,79 \$ le baril de plus qu'un an plus tôt, ce qui rend compte essentiellement d'un changement de la composition de la production de LGN vers des condensats de valeur plus élevée, facteur en partie contrebalancé par la contraction des prix de référence. L'amélioration des prix touchés pour les liquides a ajouté 11 M\$ aux produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 221 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport au trimestre correspondant de 2015 pour se situer à 1 326 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui a découlé essentiellement des sorties d'actifs et des baisses normales de rendement, facteurs en partie neutralisés par les résultats positifs des travaux de forage réalisés à Montney et à Duvernay et de l'accroissement de la production provenant de Deep Panuke. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 57 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a diminué de 23,4 kb/j par rapport au même trimestre de 2015 pour s'établir à 117,0 kb/j, ce qui s'explique essentiellement par les sorties d'actifs, les baisses normales de rendement et une réduction du programme d'immobilisations de Eagle Ford, facteurs atténués par les bons résultats des programmes de forage menés aux quatre actifs essentiels. La baisse des volumes de pétrole et de LGN a réduit de 77 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 54 M\$, comparativement à 213 M\$ dans le même trimestre de 2015.
- Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes ont diminué de 18 M\$ en raison surtout des sorties d'actifs des activités aux États-Unis, de la réduction des volumes de production de gaz naturel à Piceance et de la baisse des volumes de production de pétrole et de LGN à Eagle Ford.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 115 M\$ en raison surtout de l'expiration et de la renégociation de certains contrats de transport et des sorties d'actifs, facteurs dont l'effet a été atténué par la hausse des frais de traitement des liquides à Montney et à Duvernay.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 36 M\$. Exclusion faite des coûts de rémunération à long terme hors trésorerie de 25 M\$, les charges d'exploitation ont diminué de 61 M\$, principalement par suite du ralentissement de l'activité du secteur Activités aux États-Unis, de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 et des mesures d'économie de coûts.

- Les charges administratives ont augmenté de 30 M\$. Exclusion faite des coûts de rémunération à long terme hors trésorerie de 48 M\$, les charges administratives ont diminué de 18 M\$ en raison principalement de la diminution des charges de restructuration et de la baisse des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif, facteurs en partie contrebalancés par des paiements à un tiers se rapportant à des biens précédemment cédés.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015

La perte nette des neuf premiers mois de 2016 s'est établie à 663 M\$, comparativement à 4 553 M\$ en 2015; cette variation s'explique par les facteurs analysés aux paragraphes portant sur le résultat d'exploitation et sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous. La baisse des pertes de valeur hors trésorerie et après impôt constatées par suite des tests de plafonnement du coût entier, un profit de change hors exploitation après impôt, un profit après impôt sur les sorties d'actifs plus élevé, l'augmentation de la perte de couverture latente après impôt, le profit après impôt au remboursement de titres d'emprunt et la variation de l'impôt différé ont également joué sur le résultat net des neuf premiers mois de 2016.

La perte d'exploitation des neuf premiers mois de 2016 s'est chiffrée à 9 M\$, comparativement à 172 M\$ à la période correspondante de 2015. Cette amélioration est attribuable aux éléments mentionnés au paragraphe portant sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous. La diminution de la dotation aux amortissements et à l'épuisement, les profits de change sur des règlements, les coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana et la variation de l'impôt différé ont aussi joué sur le résultat d'exploitation des neuf premiers mois de 2016. Le résultat d'exploitation exclut les charges de restructuration, qui sont définies à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 426 M\$, en baisse de 807 M\$ par rapport à 2015, surtout en raison des éléments mentionnés au paragraphe portant sur les flux de trésorerie figurant ci-dessous et de la variation du fonds de roulement hors trésorerie.

Les flux de trésorerie se sont établis à 536 M\$, ayant diminué de 511 M\$ par rapport à 2015. Voici les principaux éléments qui ont influé sur les flux de trésorerie :

- Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 1,73 \$ le kpi<sup>3</sup>, soit 1,14 \$ le kpi<sup>3</sup> de moins que dans la même période de 2015, ce qui témoigne de la baisse des prix de référence. Le recul des prix touchés pour le gaz naturel a fait diminuer de 458 M\$ les produits des activités ordinaires. Le prix moyen obtenu pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture financière, a été de 30,70 \$ le baril, soit 6,75 \$ le baril de moins qu'un an plus tôt, ce qui rend compte de la contraction des prix de référence. La dégradation des prix touchés pour les liquides a retranché 229 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel a diminué de 236 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à la période correspondante de 2015 pour se situer à 1 420 Mpi<sup>3</sup>/j, ce qui a découlé essentiellement des sorties d'actifs, des baisses normales de rendement et de la réduction de la production provenant de Deep Panuke, facteurs en partie neutralisés par les résultats positifs des travaux de forage réalisés à Montney et à Duvernay. Le recul des volumes de gaz naturel a affaibli de 167 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN a diminué de 3,0 kb/j par rapport à la même période de 2015 pour s'établir à 126,5 kb/j, ce qui s'explique essentiellement par les baisses normales de rendement, les sorties d'actifs et la réduction du programme d'immobilisations à Eagle Ford, facteurs en partie compensés par les bons résultats des programmes de forage menés aux quatre actifs essentiels. La baisse des volumes de pétrole et de LGN a réduit de 30 M\$ les produits des activités ordinaires.
- Les profits de couverture réalisés avant impôt se sont établis à 354 M\$, comparativement à 614 M\$ dans la même période de 2015.
- Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes ont diminué de 40 M\$ en raison surtout des sorties d'actifs des activités aux États-Unis et de la réduction des volumes de production de gaz naturel et de LGN à Eagle Ford, San Juan et Piceance.

- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 239 M\$ en raison surtout de l'expiration et de la renégociation de certains contrats de transport, des sorties d'actifs, du ralentissement des autres activités en amont et du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, facteurs dont l'effet a été atténué par la hausse des frais de collecte et de traitement à Montney et à Duvernay.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 106 M\$. Exclusion faite des coûts de rémunération à long terme hors trésorerie de 32 M\$, les charges d'exploitation ont diminué de 138 M\$, principalement par suite du ralentissement de l'activité du secteur Activités aux États-Unis, des mesures d'économie de coûts et des sorties d'actifs.
- Les charges administratives ont augmenté de 14 M\$. Exclusion faite des coûts de rémunération à long terme hors trésorerie de 66 M\$, les charges administratives ont diminué de 52 M\$ en raison principalement de la diminution des charges de restructuration, de la baisse des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif, de la réduction des coûts liés aux bureaux et de la diminution du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.
- La charge d'intérêts a diminué de 199 M\$ en raison principalement du remboursement anticipé de titres d'emprunt qui a eu lieu en avril 2015, au titre duquel un paiement non récurrent de 165 M\$ a été versé au deuxième trimestre de 2015, ainsi que de la baisse des intérêts sur les emprunts après ces rachats et le remboursement anticipé d'emprunts effectué en mars 2016.

## Prix et taux de change

(moyenne de la période)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2016			2015				2014
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<b>Prix obtenus par Encana</b>										
Compte tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	2,02 \$	4,04 \$	2,02 \$	1,86 \$	2,18 \$	3,43 \$	3,71 \$	3,52 \$	4,78 \$	4,16 \$
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	48,06	49,64	52,79	48,65	43,38	49,77	49,38	53,08	46,17	80,38
LGN	21,97	21,78	25,99	23,34	16,63	21,36	19,57	24,28	21,92	40,87
Total pour le pétrole et les LGN	37,66	40,24	41,82	38,47	33,09	39,11	39,09	43,78	37,83	66,40
Total (\$/bep)	21,03	29,36	22,38	20,98	19,89	27,19	28,17	28,53	31,24	35,55
Compte non tenu des couvertures										
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	1,73	2,87	2,15	1,35	1,73	2,13	2,60	2,37	3,53	3,94
Pétrole et LGN (\$/b)										
Pétrole	36,47	45,43	41,70	40,65	27,84	37,48	42,40	53,15	40,53	66,38
LGN	21,98	21,78	26,09	23,29	16,63	21,36	19,57	24,28	21,92	40,87
Total pour le pétrole et les LGN	30,70	37,45	35,31	33,67	23,53	31,43	34,52	43,83	34,13	57,35
Total (\$/bep)	17,48	23,68	20,64	17,29	14,85	19,44	22,26	23,90	24,82	32,25
<b>Prix de référence du gaz naturel</b>										
NYMEX (\$/MBtu)	2,29	2,80	2,81	1,95	2,09	2,27	2,77	2,64	2,98	4,00
AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	1,85	2,81	2,20	1,25	2,11	2,65	2,80	2,67	2,95	4,01
Algonquin City Gate (\$/MBtu)	2,85	5,31	2,82	2,44	3,28	3,05	2,37	2,24	11,41	4,99
Écart de base (\$/MBtu)										
AECO/NYMEX	0,90	0,56	1,12	0,98	0,56	0,27	0,61	0,50	0,57	0,44
<b>Prix de référence du pétrole</b>										
West Texas Intermediate (WTI) (\$/b)	41,33	51,00	44,94	45,59	33,45	42,18	46,43	57,94	48,64	73,15
Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)	50,11	58,63	54,80	54,73	40,80	52,95	56,23	67,71	51,94	75,69
<b>Taux de change</b>										
Taux de change entre le dollar US et le dollar CA (\$ US par \$ CA)	0,757	0,794	0,766	0,776	0,728	0,749	0,764	0,813	0,806	0,881

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 de 2016, par rapport au même trimestre de 2015, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, reflète essentiellement la baisse du prix de référence à l'AECO. Pour les neuf premiers mois de 2016, le prix moyen qu'Encana a obtenu pour son gaz naturel, compte non tenu des couvertures, rend compte de la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2015. En 2016, les activités de couverture ont réduit de 0,13 \$ le kpi<sup>3</sup> le prix moyen obtenu par la Société pour le gaz naturel au troisième trimestre et elles ont accru de 0,29 \$ le kpi<sup>3</sup> celui obtenu pour les neuf premiers mois.

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016, les prix moyens qu'Encana a touchés pour son pétrole, compte non tenu des couvertures, rendent compte de la baisse des prix de référence par rapport à ceux de 2015. Les activités de couverture ont augmenté le prix moyen obtenu par la Société pour le pétrole de 11,09 \$ le baril au troisième trimestre de 2016 et de 11,59 \$ le baril pour les neuf premiers mois de 2016.

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016, les prix moyens qu'Encana a touchés pour ses LGN, compte non tenu des couvertures, rendent compte essentiellement d'un changement dans la composition de la production de LGN vers des condensats de valeur plus élevée, comparativement aux mêmes périodes de 2015. Les activités de couverture ont réduit de 0,10 \$ le baril le prix moyen obtenu par la Société pour les LGN au troisième trimestre de 2016 et de 0,01 \$ le baril celui obtenu pour les neuf premiers mois de 2016.

### 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.

En octobre 2016, Encana a conclu des contrats de couverture additionnels. Les tableaux qui suivent résument certains des importants contrats de couverture visant la production future attendue d'Encana au 30 septembre 2016 et au 21 octobre 2016.

### Gaz naturel

	21 octobre 2016			30 septembre 2016		
	Échéance	Volumes notionnels (Mpi <sup>3</sup> /j)	Prix moyen (\$/kpi <sup>3</sup> )	Échéance	Volumes notionnels (Mpi <sup>3</sup> /j)	Prix moyen (\$/kpi <sup>3</sup> )
Contrats à prix fixe à la NYMEX	<b>2016</b>	<b>1 050</b>	<b>2,94</b>	<b>2016</b>	<b>791</b>	<b>2,72</b>
	<b>T1 2017</b>	<b>350</b>	<b>3,07</b>	<b>T1 2017</b>	<b>350</b>	<b>3,07</b>
Swaptions à prix fixe à la NYMEX <sup>1)</sup>	<b>2017</b>	<b>345</b>	<b>2,70</b>	<b>2017</b>	<b>345</b>	<b>2,70</b>
Options tripartites à la NYMEX	<b>2017</b>	<b>300</b>		<b>2017</b>	<b>300</b>	
Prix de l'option d'achat vendue			<b>3,07</b>			<b>3,07</b>
Prix de l'option de vente achetée			<b>2,75</b>			<b>2,75</b>
Prix de l'option de vente vendue			<b>2,27</b>			<b>2,27</b>
Tunnels à prime zéro à la NYMEX	<b>2016</b>	<b>335</b>		<b>2016</b>	<b>335</b>	
Prix de l'option d'achat vendue			<b>2,46</b>			<b>2,46</b>
Prix de l'option de vente achetée			<b>2,22</b>			<b>2,22</b>
Tunnels à prime zéro à la NYMEX	<b>T2-T4 2017</b>	<b>100</b>		<b>T2-T4 2017</b>	<b>100</b>	
Prix de l'option d'achat vendue			<b>3,55</b>			<b>3,55</b>
Prix de l'option de vente achetée			<b>2,75</b>			<b>2,75</b>

1) Les swaptions à prix fixe à la NYMEX donnent aux contreparties l'option de proroger aux mêmes prix et jusqu'au 31 décembre 2017 les swaps à prix fixe échéant en 2016.

## Pétrole brut

	21 octobre 2016			30 septembre 2016		
	Échéance	Volumes notionnels (kb/j)	Prix moyen (\$/b)	Échéance	Volumes notionnels (kb/j)	Prix moyen (\$/b)
Contrats à prix fixe sur le WTI	2016	42,0	55,18	2016	42,0	55,18
	2017	25,5	51,34	2017	15,5	49,49
Swaptions à prix fixe sur le WTI <sup>1)</sup>	T2 2017	10,0	50,86	T2 2017	10,0	50,86
Options tripartites sur le WTI	2016	23,5		2016	23,5	
Prix de l'option d'achat vendue			62,96			62,96
Prix de l'option de vente achetée			55,00			55,00
Prix de l'option de vente vendue			47,04			47,04
Options tripartites sur le WTI	2017	25,0		2017	15,0	
Prix de l'option d'achat vendue			59,42			59,03
Prix de l'option de vente achetée			49,21			48,48
Prix de l'option de vente vendue			38,41			37,35

1) Les swaptions à prix fixe sur le WTI donnent aux contreparties l'option de proroger aux mêmes prix et jusqu'au 30 juin 2017 les swaps à prix fixe échéant au premier trimestre de 2017.

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, se reporter à la note 19 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

## Change

Tel qu'il a été 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 0,037 pour les neuf premiers mois de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015. Le tableau ci-dessous indique certaines répercussions qu'ont eues, sur les résultats financiers d'Encana, les variations des taux de change entre la période à l'étude et la période correspondante de 2015.

	Période de neuf mois close le	
	M\$	\$/bep
Augmentation (diminution) des éléments suivants :		
Dépenses d'investissement	(25) \$	
Charges de transport et de traitement	(25)	(0,25) \$
Charges d'exploitation	(5)	(0,05)
Charges administratives	(7)	(0,07)
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	(13)	(0,13)

## 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 pour le troisième trimestre de 2016. Les sensibilités aux prix qui sont indiquées ci-dessous sont fondées sur le contexte commercial, les opérations et les volumes de production du troisième trimestre de 2016. 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 <sup>1)</sup>	Incidence sur			
		Résultat net / Résultat d'exploitation		Flux de trésorerie	
		Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Augmentation ou diminution des prix suivants :					
Prix du gaz naturel à la NYMEX	+/- 0,25 \$/MBtu	3 \$	(3) \$	5 \$	(5) \$
Prix du pétrole WTI	+/- 5,00 \$/b	10 \$	(15) \$	15 \$	(20) \$

1) En supposant que seule une variable change, toutes les autres demeurant constantes, y compris les positions de couverture financière de la Société.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Activités au Canada	56 \$	76 \$	173 \$	341 \$
Activités aux États-Unis	149	394	605	1 605
Optimisation des marchés	1	1	1	1
Activités non sectorielles et autres	(1)	2	-	5
Dépenses d'investissement	205	473	779	1 952
Acquisitions	67	-	69	38
Sorties d'actifs	(1 107)	(99)	(1 113)	(1 115)
Acquisitions et (sorties d'actifs), montant net	(1 040)	(99)	(1 044)	(1 077)
Dépenses d'investissement, montant net	(835) \$	374 \$	(265) \$	875 \$

## Dépenses d'investissement par zone

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Activités au Canada				
Montney	31 \$	17 \$	94 \$	144 \$
Duvernay	26	58	80	185
Autres activités en amont				
Wheatland	-	-	-	4
Deep Panuke	-	-	-	3
Autres et nouvelles zones	(1)	1	(1)	5
Total – activités au Canada	56 \$	76 \$	173 \$	341 \$
Activités aux États-Unis				
Eagle Ford	41 \$	142 \$	155 \$	514 \$
Permian	102	219	418	761
Autres activités en amont				
Bassin DJ	-	17	-	161
San Juan	-	2	-	61
Piceance	2	1	2	7
Haynesville	-	15	-	27
Autres et nouvelles zones	4	(2)	30	74
Total – activités aux États-Unis	149 \$	394 \$	605 \$	1 605 \$
Quatre actifs essentiels				
Dépenses d'investissement	200 \$	436 \$	747 \$	1 604 \$
Pourcentage des dépenses d'investissement d'Encana	98	92	96	82

## Dépenses d'investissement

Pour les neuf premiers mois de 2016, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 779 M\$, contre 1 952 M\$ pour la période en 2015, ce qui reflète la rigueur avec laquelle Encana les engage et le fait qu'elle les concentre dans ses quatre actifs essentiels de même que la réduction du programme de dépenses d'investissement motivée par la conjoncture actuelle de bas prix des marchandises.

## Acquisitions

Les acquisitions des neuf premiers mois de 2016, qui se sont chiffrées à 68 M\$ et ont été comptabilisées par les activités aux États-Unis, ont porté principalement sur l'achat de terrains et de biens présentant un potentiel élevé de pétrole et de liquides à Eagle Ford.

## Sorties d'actifs

Pour les neuf premiers mois de 2016, les sorties d'actifs se sont établies à 457 M\$ pour les activités au Canada et à 656 M\$ pour ce qui est des activités aux États-Unis. Elles comprennent essentiellement les opérations exposées ci-dessous et la vente de certains biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana. Les résultats des activités au Canada comprennent un montant d'environ 603 M\$ CA (458 M\$), après les ajustements de clôture, au titre de la vente des actifs de l'usine Gordondale, qui englobent des terrains d'environ 54 200 acres nettes et les infrastructures qui y sont rattachées et sont situés à Montney, dans le nord-ouest de l'Alberta. Les résultats des activités aux États-Unis comprennent un montant d'environ 628 M\$, après les ajustements de clôture et autres, au titre de la vente des actifs du bassin DJ, au Colorado, qui comprennent des terrains d'environ 51 000 acres nettes.

Pour les neuf premiers mois de 2015, les sorties d'actifs des activités au Canada s'étaient chiffrées à 935 M\$ et celles des activités aux États-Unis, à 127 M\$. Elles comprenaient essentiellement les opérations exposées ci-dessous ainsi que la vente de certains biens qui ne constituaient pas un bon complément au portefeuille d'actifs d'Encana. Les résultats des activités au Canada comprenaient 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 de Wheatland, dans le centre et le sud de l'Alberta. Ils comprenaient en outre 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 Veresen Midstream Limited Partnership (« VMLP »), de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La note 14 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés renferme d'autres informations au sujet de VMLP.

Les montants touchés par suite des sorties d'actifs de la Société ont été retranchés des comptes de coût entier canadien et américain respectifs, sauf dans le cas des sorties ayant donné lieu à un écart important entre les coûts incorporés et les réserves prouvées du centre de coûts d'un pays. Pour les sorties d'actifs ayant donné lieu à un profit ou à une perte et constituant une entreprise, un goodwill est affecté à la sortie d'actifs. Par conséquent, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, Encana a comptabilisé dans le centre de coûts canadien un profit d'environ 397 M\$, avant impôt, à la vente des actifs de l'usine Gordondale de la Société ainsi que le goodwill correspondant de 32 M\$.

## Volumes de production

(moyenne quotidienne, après redevances)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	1 326	1 547	1 420	1 656
Pétrole (kb/j)	69,1	91,9	76,1	85,8
LGN (kb/j)	47,9	48,5	50,4	43,7
Total pour le pétrole et les LGN (kb/j)	117,0	140,4	126,5	129,5
Total de la production (kbep/j)	338,0	398,3	363,1	405,6
Quatre actifs essentiels				
Total des volumes de production (kbep/j)	242,8	249,3	259,9	231,9
Pourcentage du total des volumes de production d'Encana	72	63	72	57

## 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 <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activités au Canada								
Montney <sup>1)</sup>	669	711	16,6	21,8	758	705	20,0	22,3
Duvernay	61	26	9,1	4,9	55	20	8,5	3,6
Autres activités en amont								
Wheatland	73	80	0,4	0,4	77	89	0,4	1,1
Deep Panuke	69	-	-	-	49	71	-	-
Autres et nouvelles zones <sup>2)</sup>	52	59	0,1	0,1	48	76	-	0,1
Total – activités au Canada	924	876	26,2	27,2	987	961	28,9	27,1
Activités aux États-Unis								
Eagle Ford	50	48	37,7	46,0	49	40	40,2	40,6
Permian	50	54	41,1	36,7	49	42	39,4	31,0
Autres activités en amont								
Bassin DJ	16	55	2,6	16,1	42	53	8,4	15,2
San Juan	8	15	3,9	6,8	9	14	4,1	6,7
Piceance	267	311	3,1	3,5	276	326	2,9	3,6
Haynesville	-	177	-	-	-	203	-	-
Autres et nouvelles zones	11	11	2,4	4,1	8	17	2,6	5,3
Total – activités aux États-Unis	402	671	90,8	113,2	433	695	97,6	102,4
Total des volumes de production	1 326	1 547	117,0	140,4	1 420	1 656	126,5	129,5
Quatre actifs essentiels								
Total des volumes de production (kbep/j)	830	839	104,5	109,4	911	807	108,1	97,5
Pourcentage du total des volumes de production d'Encana	63	54	89	78	64	49	85	75

1) Les volumes de production associés aux actifs de Gordondale étaient inclus dans ceux de Montney jusqu'à la sortie de ces actifs, le 28 juillet 2016.

2) Les volumes de production de gaz naturel se rapportant à Bighorn sont présentés sous le libellé Autres et nouvelles zones en 2015.

## Volumes de production de gaz naturel

Au troisième trimestre de 2016, le volume de production moyen de gaz naturel a été de 1 326 Mpi<sup>3</sup>/j, ayant fléchi de 221 Mpi<sup>3</sup>/j par rapport à celui de 2015. Pour les neuf premiers mois de 2016, ce volume s'est établi à 1 420 Mpi<sup>3</sup>/j, soit 236 Mpi<sup>3</sup>/j de moins qu'à la période correspondante de 2015.

Au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016, les volumes des activités aux États-Unis ont été inférieurs à cause surtout de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016 et des baisses normales de rendement à Piceance.

Au troisième trimestre de 2016, les volumes des activités au Canada ont été supérieurs, principalement grâce au programme de forage fructueux à Duvernay et à l'accroissement de la production provenant de Deep Panuke, dont l'incidence a été en partie annulée par les déclinés de la production provenant de Montney découlant principalement de la vente des actifs de Gordondale, facteur qui a été compensé en partie par un programme de forage fructueux. Pour les neuf premiers mois de 2016, les volumes des activités au Canada ont été supérieurs, principalement grâce à l'accroissement des volumes de production provenant de Montney et au programme de forage fructueux à Duvernay, dont l'incidence a été en partie annulée par les déclinés de la production provenant de Deep Panuke. Les volumes de production de Montney se sont accrus surtout grâce au programme de forage fructueux, dont l'incidence a été annulée en partie par la vente des actifs de Gordondale.

## Volumes de production de pétrole et de LGN

Au troisième trimestre de 2016, le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est établi à 117,0 kb/j, en baisse de 23,4 kb/j par rapport à celui réalisé au trimestre correspondant de 2015. Pour les neuf premiers mois de 2016, le volume de production moyen s'est établi à 126,5 kb/j, soit 3,0 kb/j de moins qu'à la période correspondante de 2015.

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016, les volumes des activités aux États-Unis ont diminué à cause surtout des baisses normales de rendement des autres activités en amont, de la vente des actifs du bassin DJ et d'une réduction du programme d'immobilisations de Eagle Ford, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les bons résultats des programmes de forage réalisés à Permian et à Eagle Ford.

Si les volumes des activités au Canada ont diminué au troisième trimestre de 2016, c'est principalement à cause de la réduction des volumes de production provenant de Montney, dont l'incidence a été en partie compensée par un programme de forage fructueux réalisé à Duvernay. Les volumes de production de Montney ont décliné principalement en raison de la vente des actifs de Gordondale et des baisses normales de rendement des puits de pétrole de Montney, facteurs en partie annulés par les bons résultats du programme de forage. Les volumes des activités au Canada se sont accrus pour les neuf premiers mois de 2016 grâce surtout aux bons résultats du programme de forage réalisé à Duvernay, facteur en partie annulé par la réduction des volumes provenant de Montney découlant principalement de la vente des actifs de Gordondale et par les baisses normales de rendement des puits de pétrole de Montney, facteur atténué par un programme de forage fructueux.

## Résultats d'exploitation

### Activités au Canada

#### Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Volumes de production – après redevances	924	876	26,2	27,2	180,2	173,2

#### Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances

	Trimestres clos les 30 septembre							
	Gaz naturel			Pétrole et LGN				
	(M\$)		(\$/kpi <sup>3</sup> )	(M\$)		(\$/b)		
	2016	2015	2016	2015	2016	2015		
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	159 \$	199 \$	1,87 \$	2,48 \$	85 \$	75 \$	35,47 \$	29,75 \$
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s	(12)	104	(0,14)	1,28	12	5	5,03	2,09
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	147 \$	303 \$	1,73 \$	3,76 \$	97 \$	80 \$	40,50 \$	31,84 \$

#### Résultats d'exploitation<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 30 septembre			
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2)</sup> (M\$)		Revenu d'exploitation net <sup>3)</sup> (\$/bep)	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	246 \$	282 \$	14,74 \$	17,22 \$
Profits de couverture réalisés	-	109	-	6,82
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	246	391	14,74	24,04
Charges				
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	5	6	0,28	0,42
Transport et traitement	136	151	8,23	9,47
Charges d'exploitation	38	34	2,29	2,09
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/Revenu d'exploitation net	67 \$	200 \$	3,94 \$	12,06 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) 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.

Les chiffres comparatifs du trimestre clos le 30 septembre 2015 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges de transport et de traitement ou des charges d'exploitation. Par conséquent, pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, les activités au Canada ont reclassé une tranche de 2 M\$ des charges de transport et de traitement et une tranche de 4 M\$ des charges d'exploitation dans les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

## Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 67 M\$, ayant baissé de 133 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le repli des prix du gaz naturel reflète un prix de référence plus faible à l'AECO, ce qui a réduit de 51 M\$ les produits des activités ordinaires. La hausse des prix des liquides a fait monter de 13 M\$ les produits des activités ordinaires, ce qui reflète surtout un changement dans la composition de la production de LGN vers des condensats de valeur plus élevée, facteur qui a été annulé en partie par la baisse des prix de référence du pétrole.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 924 Mpi<sup>3</sup>/j, a monté de 48 Mpi<sup>3</sup>/j, et ce facteur a augmenté de 11 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 néant, contre 109 M\$ un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 15 M\$ en raison surtout de l'expiration de certains contrats et de la vente des actifs de Gordondale, ce qui a été annulé en partie par l'accroissement des frais de traitement des liquides tirés de Montney et de Duvernay.

## Volumes de production

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Volumes de production – après redevances	987	961	28,9	27,1	193,3	187,2

## Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre							
	Gaz naturel				Pétrole et LGN			
	(M\$)		(\$/kpi <sup>3</sup> )		(M\$)		(\$/b)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	424 \$	788 \$	1,57 \$	3,00 \$	240 \$	243 \$	30,36 \$	32,91 \$
Profits de couverture réalisés	81	364	0,30	1,39	41	2	5,15	0,25
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	505 \$	1 152 \$	1,87 \$	4,39 \$	281 \$	245 \$	35,51 \$	33,16 \$

## Résultats d'exploitation<sup>1)</sup>

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2)</sup> (M\$)		Revenu d'exploitation net <sup>3)</sup> (\$/bep)	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	670 \$	1 044 \$	12,55 \$	20,17 \$
Profits de couverture réalisés	122	366	2,30	7,15
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	792	1 410	14,85	27,32
Charges				
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	17	22	0,31	0,45
Transport et traitement	440	496	8,30	9,69
Charges d'exploitation	115	108	2,13	2,09
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/Revenu d'exploitation net	220 \$	784 \$	4,11 \$	15,09 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) 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.

Les chiffres comparatifs de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges de transport et de traitement ou des charges d'exploitation. Par conséquent, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les activités au Canada ont reclassé une tranche de 5 M\$ des charges de transport et de traitement et une tranche de 17 M\$ des charges d'exploitation dans les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 220 M\$, ayant baissé de 564 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 388 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides rend compte de celui des prix de référence, ce qui a retranché 20 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 987 Mpi<sup>3</sup>/j, a monté de 26 Mpi<sup>3</sup>/j, et ce facteur a augmenté de 24 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 28,9 kb/j, en hausse de 1,8 kb/j, ce qui a fait croître de 17 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 122 M\$, comparativement à 366 M\$ un an plus tôt.
- Les charges de transport et de traitement ont diminué de 56 M\$ en raison surtout de l'expiration de certains contrats, du recul du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, de la vente des actifs de Gordondale et du ralentissement des autres activités en amont, ce qui a été annulé en partie par l'accroissement des frais de collecte et de traitement tirés de Montney et de Duvernay.

### Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	54 \$	64 \$	203 \$	237 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	3,21	4,01	3,83	4,63
Pertes de valeur	-	-	493	-

En regard de celle des périodes correspondantes de 2015, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a baissé au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016, et ce, essentiellement à cause de la réduction du taux d'épuisement, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de production. La dotation aux amortissements et à l'épuisement des neuf premiers mois de 2016 a aussi subi les répercussions du repli du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Le taux d'épuisement a diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois, comparativement aux mêmes périodes de 2015, surtout en raison de l'incidence des pertes de valeur découlant de tests de plafonnement du coût entier comptabilisées au premier semestre de 2016. Le taux d'épuisement des neuf premiers mois de 2016 a aussi varié sous l'effet de la vente de certains actifs de Wheatland et de certains actifs de collecte et de compression du gaz naturel de Montney au premier trimestre de 2015 et de la dépréciation du dollar canadien vis-à-vis du billet vert.

Au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016, les activités au Canada ont inscrit des pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de néant et de 493 M\$, respectivement, découlant de tests de plafonnement du coût entier. Ces pertes résultaient surtout du fléchissement des prix moyens 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 AECO (\$ CA/MBtu)	Pétrole et LGN Pétrole léger non sulfuré d'Edmonton (\$ CA/b)
<b>Prix moyens des 12 derniers mois pris en compte aux fins de l'établissement des réserves<sup>1)</sup></b>		
<b>30 septembre 2016</b>	<b>2,05</b>	<b>50,96</b>
31 décembre 2015	2,69	58,82
30 septembre 2015	3,02	65,69

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

## Activités aux États-Unis

### Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Volumes de production – après redevances	402	671	90,8	113,2	157,8	225,1

### Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances

	Trimestres clos les 30 septembre							
	Gaz naturel				Pétrole et LGN			
	(M\$)		(\$/kpi <sup>3</sup> )		(M\$)		(\$/b)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	102 \$	170 \$	2,78 \$	2,75 \$	295 \$	371 \$	35,26 \$	35,66 \$
Profits (pertes) de couverture financière réalisé(e)s	(4)	54	(0,11)	0,88	58	54	6,94	5,17
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	98 \$	224 \$	2,67 \$	3,63 \$	353 \$	425 \$	42,20 \$	40,83 \$

### Revenu d'exploitation<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 30 septembre			
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2)</sup> (M\$)		Revenu d'exploitation net <sup>3)</sup> (\$/bep)	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	403 \$	547 \$	27,36 \$	26,13 \$
Profits de couverture réalisés	55	108	3,72	5,21
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	458	655	31,08	31,34
Charges				
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	15	32	1,05	1,52
Transport et traitement	43	155	2,96	7,52
Charges d'exploitation	93	137	6,37	6,63
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/Revenu d'exploitation net	307 \$	331 \$	20,70 \$	15,67 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) 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.

Les chiffres comparatifs du trimestre clos le 30 septembre 2015 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges d'exploitation. Par conséquent, pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, les activités aux États-Unis ont reclassé une tranche de 5 M\$ des charges d'exploitation dans les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

## Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2016 et 2015

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 307 M\$, ayant baissé de 24 M\$, et ont été touchés par les principaux éléments indiqués ci-dessous.

- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 402 Mpi<sup>3</sup>/j, a fléchi de 269 Mpi<sup>3</sup>/j, facteur qui a affaibli de 68 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 90,8 kb/j, en baisse de 22,4 kb/j, ce qui a abaissé de 74 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 55 M\$, comparativement à 108 M\$ un an plus tôt.
- Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes ont diminué de 17 M\$ en raison surtout de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016, de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, de la réduction des volumes de production de gaz naturel à Piceance et de la diminution des volumes de production de pétrole et de LGN à Eagle Ford.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 112 M\$ en raison surtout de l'expiration et de la renégociation de certains contrats de transport, de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 et de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 44 M\$, en raison surtout du ralentissement de l'activité, de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015 et des mesures d'économie de coûts, facteurs en partie annulés par les coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana.

## Volumes de production

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Pétrole et LGN (kb/j)		Total (kbep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Volumes de production – après redevances	433	695	97,6	102,4	169,8	218,4

## Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre							
	Gaz naturel				Pétrole et LGN			
	(M\$)		(\$/kpi <sup>3</sup> )		(M\$)		(\$/b)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	250 \$	511 \$	2,11 \$	2,69 \$	824 \$	1 080 \$	30,80 \$	38,65 \$
Profits de couverture réalisés	31	166	0,26	0,88	201	97	7,50	3,46
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	281 \$	677 \$	2,37 \$	3,57 \$	1 025 \$	1 177 \$	38,30 \$	42,11 \$

## Revenu d'exploitation<sup>1)</sup>

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2)</sup> (M\$)		Revenu d'exploitation net <sup>3)</sup> (\$/bep)	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et des couvertures	1 091 \$	1 609 \$	23,10 \$	26,69 \$
Profits de couverture réalisés	236	263	4,98	4,42
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances	1 327	1 872	28,08	31,11
Charges				
Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes	56	91	1,20	1,52
Transport et traitement	214	454	4,60	7,61
Charges d'exploitation	293	399	6,25	6,67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation/Revenu d'exploitation net	764 \$	928 \$	16,03 \$	15,31 \$

1) Chiffres retraités en fonction du reclassement des impôts fonciers et de certaines autres charges imposées expliqué ci-après.

2) Comprend également d'autres produits et charges, dont ceux de traitement pour des tiers, et aucun volume n'y est associé.

3) 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.

Les chiffres comparatifs de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 du tableau ci-dessus ont été retraités afin que les impôts fonciers et certaines autres charges imposées soient présentés au poste Taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Auparavant, ces coûts faisaient partie des charges d'exploitation. Par conséquent, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les activités aux États-Unis ont reclassé une tranche de 19 M\$ des charges d'exploitation dans les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes. Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et celui du revenu d'exploitation net n'ont pas changé par suite de ce reclassement.

## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 764 M\$, ayant baissé de 164 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 70 M\$ les produits des activités ordinaires. Le recul des prix des liquides témoigne de celui des prix de référence, ce qui a retranché 209 M\$ des produits des activités ordinaires.
- Le volume de production moyen de gaz naturel, à savoir 433 Mpi<sup>3</sup>/j, a fléchi de 262 Mpi<sup>3</sup>/j, facteur qui a affaibli de 191 M\$ les produits des activités ordinaires. Le volume de production moyen de pétrole et de LGN s'est situé à 97,6 kb/j, en baisse de 4,8 kb/j, ce qui a affaibli de 47 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 236 M\$, comparativement à 263 M\$ un an plus tôt.
- Les taxes à la production, impôts miniers et autres taxes ont diminué de 35 M\$ en raison surtout de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016 et de la baisse des volumes de production de pétrole et de LGN à Eagle Ford, San Juan et Piceance.
- Les charges de transport et de traitement ont baissé de 240 M\$ en raison surtout de l'expiration et de la renégociation de certains contrats de transport et de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, ainsi que du ralentissement des autres activités en amont.
- Les charges d'exploitation ont diminué de 106 M\$, en raison surtout du ralentissement de l'activité, des mesures d'économie de coûts et de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par les coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana.

## Autres charges

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	112 \$	265 \$	414 \$	902 \$
Taux d'épuisement (\$/bep)	7,69	12,77	8,89	14,92
Pertes de valeur	-	1 671	903	5 668

En regard de celle des périodes correspondantes de 2015, la dotation aux amortissements et à l'épuisement a diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016, et ce, essentiellement en raison de la baisse du taux d'épuisement et de la réduction des volumes de production. Le taux d'épuisement a baissé en raison surtout des répercussions des pertes de valeur découlant des tests de plafonnement du coût entier qui ont été constatées en 2015 et au premier semestre de 2016, de la vente des actifs du bassin DJ au troisième trimestre de 2016 ainsi que de la vente des actifs de gaz naturel de Haynesville au quatrième trimestre de 2015.

Au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016, les activités aux États-Unis ont inscrit des pertes de valeur avant impôt et hors trésorerie de néant et de 903 M\$, respectivement, découlant de tests de plafonnement du coût entier, comparativement à 1 671 M\$ et à 5 668 M\$, respectivement, en 2015. Ces pertes de valeur ont résulté surtout du fléchissement des prix moyens 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)
<b>Prix moyens des 12 derniers mois pris en compte aux fins de l'établissement des réserves<sup>1)</sup></b>		
<b>30 septembre 2016</b>	<b>2,28</b>	<b>41,68</b>
31 décembre 2015	2,58	50,28
30 septembre 2015	3,05	59,21

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	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	214 \$	66 \$	393 \$	293 \$
Charges				
Transport et traitement	22	-	65	-
Charges d'exploitation	11	4	25	28
Produits achetés	197	60	349	260
	(16) \$	2 \$	(46) \$	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 et un mode de réduction des coûts 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 de 2015, les produits des activités ordinaires et les charges liées aux produits achetés ont augmenté au cours du trimestre et des neuf premiers mois de 2016, et ce, en raison surtout de l'accroissement des volumes de tiers liés aux activités d'optimisation. Les charges de transport et de traitement se rapportent à des contrats et à des engagements de transport en aval qui n'ont pas été transférés lors de certaines sorties de biens 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	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	61 \$	200 \$	(416) \$	(184) \$
Charges				
Transport et traitement	1	11	(4)	4
Charges d'exploitation	3	6	13	17
Dotation aux amortissements et à l'épuisement	18	23	58	73
	39 \$	160 \$	(483) \$	(278) \$

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

Les résultats des 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. D'autres informations concernant la sous-location de cet immeuble sont présentées à la note 10 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	
	2016	2015	2016	2015
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	12 \$	11 \$	38 \$	34 \$
Charges administratives	91	61	231	217
Intérêts	99	105	309	508
(Profits) pertes de change, montant net	49	348	(307)	918
(Profits) pertes sur les sorties d'actifs	(395)	2	(393)	(14)
Autres	(4)	(3)	(67)	2
	<b>(148) \$</b>	524 \$	<b>(189) \$</b>	1 665 \$

Par rapport à celles du trimestre correspondant de 2015, les charges administratives du troisième trimestre de 2016 ont augmenté principalement sous l'effet des coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana et des paiements à des tiers se rapportant à des biens précédemment cédés, facteurs qui ont été compensés en partie par la baisse des charges de restructuration ainsi que des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif. Les charges administratives des neuf premiers mois de 2016 ont été supérieures à celles de 2015, principalement en raison des coûts de rémunération à long terme découlant de l'appréciation du cours de l'action d'Encana, annulés en partie par la baisse des charges de restructuration, la diminution des salaires et avantages sociaux faisant suite à la réduction de l'effectif, la réduction des coûts liés aux bureaux et la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Au premier trimestre de 2016, Encana a effectué les compressions de la main-d'œuvre annoncées en février 2016 dans le but de mieux faire correspondre son effectif et sa structure organisationnelle avec la réduction de son programme de dépenses d'investissement causée par le contexte actuel de faiblesse des prix des marchandises. Encana a engagé des charges de restructuration de 33 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, comparativement à 59 M\$ en 2015.

La charge d'intérêts des neuf premiers mois de 2016 a été inférieure à celle de 2015 en raison surtout d'un versement non récurrent de 165 M\$ effectué au deuxième trimestre de 2015 après les remboursements anticipés, en avril 2015, des 700 M\$ de billets à 5,90 % échéant le 1<sup>er</sup> décembre 2017 ainsi que des 750 M\$ CA de billets à moyen terme à 5,80 % échéant le 18 janvier 2018 de la Société, et de la baisse des intérêts sur la dette après ces remboursements, de même que du remboursement anticipé sur la dette à long terme effectué en mars 2016, qui est exposé à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Les profits et pertes de change résultent de l'incidence des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Au troisième trimestre de 2016, Encana a comptabilisé des pertes de change moindres sur la conversion des titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada, comparativement à 2015, et des profits de change sur les règlements comptabilisés au troisième trimestre de 2016 alors que des pertes avaient été comptabilisées à ce poste en 2015. Au cours des neuf premiers mois de 2016, Encana a comptabilisé des profits de change sur la conversion des titres d'emprunt à long terme en dollars américains émis depuis le Canada et sur les règlements, comparativement à des pertes de change en 2015.

Les profits sur les sorties d'actifs du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2016 comprennent essentiellement le gain avant impôt tiré de la vente des actifs de Gordondale, dont il est fait mention à la rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion. Les profits sur les sorties d'actifs des neuf premiers mois de 2015 comprenaient essentiellement un gain avant impôt tiré de la vente de l'immeuble de bureaux Encana Place, situé à Calgary, effectuée au premier trimestre de 2015.

Pour les neuf premiers mois de 2016, l'élément Autres comprend essentiellement un profit de 89 M\$ avant impôt sur le remboursement anticipé de titres d'emprunt à long terme, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion; ce profit a été en partie contré par un paiement non récurrent à un tiers se rapportant à un bien précédemment cédé.

## Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Impôt sur le résultat exigible (économie)	(14) \$	(19) \$	(23) \$	(38) \$
Impôt sur le résultat différé (économie)	76	(576)	(683)	(2 442)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	62 \$	(595) \$	(706) \$	(2 480) \$

Le total de l'économie d'impôt sur le résultat de 706 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016 est moins élevé qu'en 2015 principalement en raison des variations du résultat net avant impôt occasionnées essentiellement par la réduction de pertes de valeur hors trésorerie découlant des tests de plafonnement du coût entier et des changements du taux d'impôt effectif annuel estimé. 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 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.

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	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie nets liés aux				
Activités d'exploitation	186 \$	453 \$	426 \$	1 233 \$
Activités d'investissement	830	(544)	216	(957)
Activités de financement	(542)	(36)	(155)	(238)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	(1)	(17)	8	(24)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	473 \$	(144) \$	495 \$	14 \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	766 \$	352 \$	766 \$	352 \$

## Activités d'exploitation

Au troisième trimestre de 2016, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation de 186 M\$ ont été inférieurs de 267 M\$ à ceux de 2015, principalement à cause de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et des variations des flux de trésorerie dont il est fait mention à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Au troisième trimestre de 2016, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a en effet représenté un déficit de 60 M\$, comparativement à un montant positif de 100 M\$ en 2015.

Pour les neuf premiers mois de 2016, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation se sont établis à 426 M\$, soit 807 M\$ de moins qu'en 2015. Ces changements ont découlé essentiellement des variations des flux de trésorerie dont il est question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Pour les neuf premiers mois de 2016, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a représenté un déficit de 95 M\$, comparativement à un montant positif de 204 M\$ en 2015.

Le fonds de roulement de la Société s'établissait à un montant positif de 450 M\$ au 30 septembre 2016, en regard de 274 M\$ au 31 décembre 2015. L'accroissement du fonds de roulement vient principalement de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de l'actif d'impôt exigible et de la réduction des dettes fournisseurs et charges à payer, facteurs en partie contrebalancés par la diminution des actifs liés à la gestion des risques et des créances clients et produits à recevoir et l'augmentation des passifs liés à la gestion des risques. Au 30 septembre 2016, le fonds de roulement incluait une trésorerie et des équivalents de trésorerie totalisant 766 M\$, contre 271 M\$ au 31 décembre 2015. Encana prévoit continuer de respecter les modalités de paiement de ses fournisseurs. Les principales sources alimentant la trésorerie d'Encana sont exposées à la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion.

## Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement se sont établis à 216 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, alors que ces activités avaient donné lieu à des sorties de trésorerie nettes de 957 M\$ dans la période correspondante de 2015. La variation a résulté surtout de la baisse des dépenses d'investissement. La rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » du présent rapport de gestion renferme d'autres informations sur les dépenses d'investissement.

## Activités de financement

Pour les neuf premiers mois de 2016, les sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 155 M\$, contre 238 M\$ en 2015. La diminution enregistrée résulte principalement d'un remboursement sur la dette à long terme moins élevé en 2016, en partie compensé par un remboursement net sur les titres d'emprunt à long terme renouvelables en 2016, comparativement à une émission nette en 2015.

## Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit bancaire renouvelables engagées de la Société (collectivement, les « facilités de crédit ») au 30 septembre 2016.

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

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<sup>er</sup> janvier 2012, des PCGR des États-Unis. Le ratio dette/capitaux permanents ajustés s'établissait à 23 % au 30 septembre 2016 et à 28 % au 31 décembre 2015.

Au premier trimestre de 2016, la cote de crédit d'Encana a été révisée à la baisse par Moody's Investors Service, et sa cote de crédit de première qualité a été confirmée par Standard & Poor's Ratings Services, DBRS Limited et Fitch Ratings, Inc. En raison de la divergence dans les notations, la Société n'a plus accès au programme de papier commercial américain, et le coût de la dette à court terme liée aux facilités de crédit a légèrement augmenté. La Société a toujours pleinement accès à ses facilités de crédit de 4,5 G\$, qui demeurent inutilisées en entier en date du 30 septembre 2016. Les facilités de crédit demeurent engagées jusqu'à juillet 2020. Les cotes de crédit divergentes n'ont pas eu de répercussions sur la capacité de la Société à financer son exploitation, ses activités de mise en valeur ou son programme d'immobilisations. Pour en savoir plus sur les cotes de crédit d'Encana, se reporter à la notice annuelle de la Société.

## Dette à long terme

La dette à long terme d'Encana totalisait 4 198 M\$ au 30 septembre 2016 et 5 333 M\$ au 31 décembre 2015. À ces dates, la dette à long terme ne comportait aucune partie courante. Le solde de la dette à long terme reflète l'adoption rétrospective par Encana, le 1<sup>er</sup> janvier 2016, de la mise à jour de normes comptables (*Accounting Standards Update* ou « ASU ») 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, décrite à la rubrique « Méthodes et estimations comptables » du présent rapport de gestion.

Le 16 mars 2016, Encana a annoncé des offres publiques de rachat visant certains des billets en circulation de la Société. Le prix d'achat global des offres publiques de rachat se chiffrait à 250 M\$, exclusion faite des intérêts courus et impayés. La contrepartie versée pour chaque tranche de 1 000 \$ de capital des billets valablement déposés et acceptés aux fins du rachat comprend une prime de rachat anticipé de 30 \$ par tranche de 1 000 \$ de capital des billets acceptés aux fins du rachat, dans la mesure où les billets sont valablement déposés à compter de la date de dépôt anticipé ou avant cette date, soit le 29 mars 2016. Tous les billets valablement déposés et acceptés aux fins du rachat comprennent aussi les intérêts courus et impayés jusqu'à la date de règlement.

Le 30 mars 2016, Encana a annoncé qu'elle augmentait le prix d'achat global des offres publiques de rachat, le faisant passer à 400 M\$, exclusion faite des intérêts courus et impayés, et qu'elle avait accepté aux fins du rachat i) un capital global de 156 M\$ des billets à 5,15 % échéant en 2041, ii) un capital global de 295 M\$ des billets à 6,50 % échéant en 2038 et iii) un capital global de 38 M\$ des billets à 6,625 % échéant en 2037. La Société a payé un montant global de 406 M\$, y compris des intérêts courus et impayés de 6 M\$ et une prime de rachat anticipé de 14 M\$, pour les billets acceptés aux fins du rachat. La Société s'est servie de fonds en caisse et de prélèvements sur ses facilités de crédit pour financer les offres de rachat.

Encana a en outre comptabilisé un profit de 103 M\$ au remboursement anticipé de titres d'emprunt, avant impôt, qui correspond à la différence entre la valeur comptable des billets acceptés aux fins du rachat et la contrepartie payée. Le profit au remboursement anticipé de titres d'emprunt, déduction faite de la prime de rachat anticipé, a totalisé 89 M\$, montant qui a été inclus dans les autres charges à l'état consolidé intermédiaire du résultat net résumé.

Au troisième trimestre de 2016, Encana a utilisé le produit net du placement d'actions de 2016 et des sorties d'actifs pour rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit. Au 30 septembre 2016, l'encours des facilités de crédit de la Société était de néant. Au 31 décembre 2015, des prélèvements de 210 M\$ avaient été effectués sur les facilités de crédit, somme impayée qui représentait les obligations liées au capital d'emprunts au TIOL venant à échéance à diverses dates et portant intérêt au taux moyen pondéré de 1,87 %. Au 31 décembre 2015, l'encours des facilités de crédit était de 440 M\$, montant représentant les émissions d'effets de trésorerie américains, qui venaient à échéance à diverses dates et dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 1,13 %.

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, son fonds de roulement, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le produit que génèrent les sorties d'actifs.

## Prospectus préalables

Le 24 août 2016, Encana a déposé des prospectus préalables qui lui permettent 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 privilégiées de catégorie A, de reçus de souscription, de bons de souscription d'actions, d'unités, de contrats d'achat d'actions et d'unités donnant droit à l'achat d'actions au Canada ou aux États-Unis, ou dans ces deux pays (collectivement, les « prospectus préalables de 2016 »). Le 19 septembre 2016, la Société a déposé des suppléments de prospectus aux prospectus préalables de 2016 visant l'émission de 107 000 000 d'actions ordinaires d'Encana au prix de 9,35 \$ l'action ordinaire, ainsi que l'émission d'actions ordinaires aux termes d'une option de surallocation consentie conformément à une convention de prise ferme. Le placement d'actions de 2016 a été mené à terme le 23 septembre 2016 pour un produit brut d'environ 1,0 G\$ pour Encana. Déduction faite des honoraires des preneurs fermes et des coûts du placement d'actions de 2016, le produit net en trésorerie reçu s'est établi à environ 981 M\$. L'option de surallocation visant 16 050 000 actions ordinaires a par la suite été exercée en entier le 4 octobre 2016 pour un produit brut additionnel de quelque 150 M\$, ce qui porte le produit brut global à environ 1,15 G\$.

Au 30 septembre 2016, la Société pouvait toujours mobiliser environ 5,0 G\$, ou l'équivalent en monnaies étrangères, aux termes des prospectus préalables de 2016. Toute émission est fonction de certaines exigences en matière d'admissibilité et des conditions de marché.

En 2015, la Société disposait d'un prospectus préalable qui avait été déposé en juin 2014 (le « prospectus préalable de 2014 »). En mars 2015, la Société a déposé un supplément de prospectus au prospectus préalable de 2014 et émis 98 458 975 actions ordinaires d'Encana, y compris les actions ordinaires émises aux termes d'une option de surallocation, pour un produit brut total d'environ 1,44 G\$ CA (1,13 G\$). Le prospectus préalable de 2014 est arrivé à échéance en juillet 2016.

## Données relatives aux actions en circulation

(en millions)	28 octobre 2016	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Actions ordinaires en circulation	973,0	956,9	849,8
Options sur actions assorties de DAAJ <sup>1)</sup>			
En cours	16,5	18,8	18,3
Exercibles	8,6	10,9	10,0

1) Un DAAJ donne au porteur de l'option le droit de recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du cours du marché des actions ordinaires d'Encana au moment de l'exercice sur le prix d'attribution.

Aux termes du placement d'actions de 2016, Encana a émis 107 000 000 d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2016 et 16 050 000 actions ordinaires se rapportant à l'option de surallocation en octobre 2016.

Au cours des neuf premiers mois de 2016, Encana a émis 112 477 actions ordinaires en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), comparativement à 6 115 535 actions ordinaires en 2015. Le nombre d'actions ordinaires qui ont été émises aux termes du RRD a diminué en 2016 en raison surtout du dividende par action moins élevé versé pour les neuf premiers mois de 2016 ainsi que de l'annonce faite par Encana le 14 décembre 2015 que toute action liée à un dividende versé après le 31 décembre 2015 aux actionnaires participant au RRD serait émise sur son capital autorisé sans escompte par rapport au cours du marché moyen de ses actions ordinaires.

## Dividendes

Encana verse des dividendes trimestriels aux actionnaires 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	
	2016	2015	2016	2015
Versements de dividendes	13 \$	59 \$	38 \$	166 \$
Versements de dividendes (\$/action)	0,015	0,07	0,045	0,21

Les dividendes versés au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2016 comprenaient les 0,2 M\$ et les 0,8 M\$ d'actions ordinaires, respectivement, que la Société a émises au lieu de verser des dividendes en trésorerie, conformément à son RRD, comparativement à 21 M\$ et à 53 M\$, respectivement, en 2015. Les actions ordinaires émises aux termes du placement d'actions de 2016 ne donnaient pas droit au dividende qui a été versé au troisième trimestre de 2016.

Le 2 novembre 2016, le conseil a déclaré un dividende de 0,015 \$ par action payable le 30 décembre 2016 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2016.

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

Pour gérer sa structure du capital, la Société peut modifier ses dépenses d'investissement ainsi que les dividendes 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 2016	31 décembre 2015
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3,4 x	2,8 x
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	23 %	28 %

## Engagements et éventualités

### Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société au 30 septembre 2016.

(en millions de dollars, non actualisés)	Paiements futurs prévus					Par la suite	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Transport et traitement	116 \$	517 \$	529 \$	603 \$	579 \$	3 053 \$	<b>5 397 \$</b>
Forage et services aux champs pétroliers	59	112	66	33	19	7	<b>296</b>
Contrats de location simple	7	25	24	11	3	19	<b>89</b>
Engagements	182 \$	654 \$	619 \$	647 \$	601 \$	3 079 \$	<b>5 782 \$</b>

Les charges de transport et de traitement présentées dans le tableau ci-dessus comprennent certains engagements liés aux conventions portant sur des services du secteur intermédiaire conclues avec VMLP. Des renseignements plus détaillés à ce sujet figurent à la note 14 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires résumés. En outre, Encana a d'importants engagements de mise en valeur qu'elle a pris auprès de ses coentrepreneurs. Une partie de ces engagements peut être acquittée par voie de ceux relevant du forage et des services aux champs pétroliers indiqués dans le tableau ci-dessus.

En plus des engagements décrits ci-dessus, Encana a également 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 associées à la dette à long terme, aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à l'immeuble de bureaux The Bow et aux contrats de location-acquisition sont comptabilisées à l'état de la situation financière de la Société. Des informations supplémentaires sur ce programme figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires résumés.

Des transactions de sortie d'actifs peuvent donner lieu à une réduction de certains des engagements et des obligations mentionnés ci-dessus. La Société prévoit financer ses engagements et obligations de 2016 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 survient cette issue. 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 ils 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 risques 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 façon 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 2016, figurent à la note 19 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 les facilités de crédit et les marchés des capitaux d'emprunt et des capitaux propres. Encana surveille de près sa capacité à accéder à du crédit à des conditions avantageuses et à disposer de liquidités suffisantes pour financer ses dépenses d'investissement ainsi que le versement de dividendes. La Société réduit son risque de liquidité en gérant sa structure financière. Pour ce faire, elle peut modifier ses dépenses d'investissement et les dividendes qu'elle verse à ses actionnaires, émettre de nouvelles actions et de nouveaux titres d'emprunt ou rembourser sa dette.

## Risques opérationnels

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

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

La capacité de la Société d'exercer ses activités, de générer des flux de trésorerie, de mener à bien ses projets et de valoriser ses réserves et ses ressources est exposée à des risques financiers, y compris ceux concernant 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 de conserver les baux et d'accéder à des terrains, la capacité d'accéder à l'eau pour les activités de fracturation hydraulique, les conditions météorologiques, la disponibilité et la proximité des installations de traitement et des pipelines, les perturbations et les contraintes du transport, les défaillances techniques, la capacité d'accéder à de nouveaux actifs et de les intégrer, les atteintes à la cybersécurité, les accidents, la disponibilité du personnel qualifié et des fournisseurs de services et la capacité d'attirer de telles personnes, le rendement par rapport aux courbes types 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 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a publié son « cadre de redevances modernisé » dans lequel sont exposées les modifications apportées au régime de redevances de la province. Le nouveau cadre entraînera la modernisation et la simplification du régime de redevances en modifiant les règles sur les redevances applicables aux nouveaux puits de pétrole, de liquides et de gaz naturel forés après le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les règles actuelles demeurant en vigueur pendant 10 ans en ce qui concerne les puits forés (ou dont le forage a démarré) avant cette date. La Société a examiné les répercussions de cette modernisation du régime de redevances et estime qu'elle n'aura pas d'incidence négative sur ses activités.

## 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 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 2016, de suivre de près l'évolution de ces démarches et d'y réagir.

Au Canada, le gouvernement fédéral et le gouvernement de plusieurs provinces, dont l'Alberta et la Colombie-Britannique, ont annoncé qu'ils se pencheraient de plus près sur l'élaboration d'une politique sur les changements climatiques en 2016, politique qui inclura des droits globaux sur les émissions de carbone à compter de 2018. Encana surveille toujours les développements, participe aux débats lorsque c'est pertinent de le faire et gère activement la mise en application des nouvelles politiques et des nouveaux règlements entourant le climat afin d'en réduire les répercussions éventuelles sur ses activités.

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral a indiqué que la lutte aux changements climatiques était une priorité pour l'administration actuelle. L'Environmental Protection Agency 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 proposées et volontaires. Encana continue de surveiller ces développements, de formuler ses commentaires lorsqu'elle le juge pertinent et d'évaluer leur effet éventuel sur ses activités.

Une analyse exhaustive de la gestion des risques d'Encana est présentée dans le rapport de gestion annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

## 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 au rapport de gestion annuel de celle-ci pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

### Prises de position comptables récentes

#### Modifications des méthodes et pratiques comptables

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, Encana a adopté les ASU suivantes qu'a publiées le Financial Accounting Standards Board (« FASB »), qui n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires résumés de la Société.

- 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 ont été appliquées prospectivement.
- 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 ont été appliquées selon une méthode rétrospective intégrale.
- L'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, et l'ASU 2015-15, *Presentation and Subsequent Measurement of Debt Issuance Costs Associated with Line-of-Credit Arrangements*. Ces mises à jour exigent que les frais d'émission de titres d'emprunt soient présentés à l'état de la situation financière en tant que déduction de la valeur comptable du passif connexe. Auparavant, ces frais figuraient à l'actif en tant que charge différée. Ces mises à jour précisent 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 ont été appliquées rétrospectivement et ont donné lieu à une diminution de 30 M\$ des autres actifs, et à une diminution correspondante de 30 M\$ de la dette à long terme au 31 décembre 2015.

#### Nouvelles normes publiées mais non encore adoptées

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2018, Encana sera tenue d'adopter l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, conformément au Topic 606, lequel remplace le Topic 605, *Revenue Recognition*, et d'autres lignes directrices destinées à des secteurs précis et énoncées dans l'Accounting Standards Codification (l'« ASC »). 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<sup>er</sup> 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.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2019, Encana sera tenue d'adopter l'ASU 2016-02, *Leases*, conformément au Topic 842, lequel remplace le Topic 840 du même nom. La nouvelle norme exigera des preneurs qu'ils comptabilisent les actifs liés au droit d'utilisation et les obligations locatives connexes de tous les contrats de location, y compris ceux classés comme contrats de location simple, à l'état consolidé de la situation financière. Le modèle de classement double exigeant que les contrats de location soient classés dans les contrats de location-financement ou les contrats de location simple a été conservé aux fins de l'évaluation ultérieure et de la présentation dans les états consolidés du résultat net et les tableaux consolidés des flux de trésorerie. La nouvelle norme étoffe aussi les informations à fournir sur le montant, le calendrier et l'incertitude des flux de trésorerie découlant des contrats de location. La norme sera mise en application selon une méthode rétrospective modifiée et propose certaines mesures pratiques. Encana évalue actuellement la norme et s'attend à ce que la nouvelle norme ait une incidence significative 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 et ne devraient pas être considérées comme des substituts aux mesures présentées conformément aux PCGR des États-Unis. 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 le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie, les flux de trésorerie disponibles, 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.

## Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR qui ajuste le résultat net 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 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, les profits au remboursement de titres d'emprunt, 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		2016			2015				2014
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Résultat net	<b>(663) \$</b>	(4 553) \$	<b>317 \$</b>	(601) \$	(379) \$	(612) \$	(1 236) \$	(1 610) \$	(1 707) \$	198 \$
(Ajout)/déduction après impôt :										
Profits (pertes) de couverture latent(e)s	<b>(313)</b>	(178)	<b>32</b>	(310)	(35)	(66)	107	(187)	(98)	341
Pertes de valeur	<b>(938)</b>	(3 616)	-	(331)	(607)	(514)	(1 066)	(1 328)	(1 222)	-
Charges de restructuration <sup>1)</sup>	<b>(23)</b>	(40)	<b>(1)</b>	-	(22)	(5)	(20)	(10)	(10)	(4)
Profits (pertes) de change hors exploitation	<b>209</b>	(606)	<b>(38)</b>	(48)	295	(96)	(212)	114	(508)	(151)
Profits (pertes) sur les sorties d'actifs	<b>287</b>	9	<b>288</b>	(1)	-	-	(2)	1	10	(11)
Profit au remboursement de titres d'emprunt	<b>65</b>	-	-	-	65	-	-	-	-	-
Ajustements au titre de l'impôt	<b>59</b>	50	<b>4</b>	-	55	(42)	(19)	(33)	102	(12)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>(9) \$</b>	(172) \$	<b>32 \$</b>	89 \$	(130) \$	111 \$	(24) \$	(167) \$	19 \$	35 \$

1) Au deuxième trimestre de 2015, des changements à la structure organisationnelle d'Encana ont été établis de façon officielle et ont donné lieu à la révision du résultat d'exploitation du premier trimestre de 2015 de manière à exclure les charges de restructuration engagées au premier trimestre.

## Flux de trésorerie et flux de trésorerie disponibles

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

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

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2016			2015				2014
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	426 \$	1 233 \$	186 \$	83 \$	157 \$	448 \$	453 \$	298 \$	482 \$	261 \$
(Ajouter) déduire :										
Variation nette des autres actifs et passifs	(15)	(18)	(6)	(5)	(4)	7	(18)	7	(7)	(15)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(95)	204	(60)	(94)	59	58	100	110	(6)	(141)
Impôt à payer sur les ventes d'actifs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
Flux de trésorerie	536 \$	1 047 \$	252 \$	182 \$	102 \$	383 \$	371 \$	181 \$	495 \$	377 \$
Déduire :										
Dépenses d'investissement	779	1 952	205	215	359	280	473	743	736	857
Flux de trésorerie disponibles	(243) \$	(905) \$	47 \$	(33) \$	(257) \$	103 \$	(102) \$	(562) \$	(241) \$	(480) \$

## 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 et des autres taxes, 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 le montant de trésorerie que la Société dégage de ses activités en amont. Un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures, et des mesures conformes aux PCGR est présenté à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion. Le tableau ci-dessous présente le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont d'Encana.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2016			2015			2014	
	2016	2015	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont										
Activités au Canada	220 \$	784 \$	67 \$	54 \$	99 \$	204 \$	200 \$	171 \$	413 \$	341 \$
Activités aux États-Unis	764	928	307	276	181	348	331	308	289	480
	<b>984 \$</b>	<b>1 712 \$</b>	<b>374 \$</b>	<b>330 \$</b>	<b>280 \$</b>	<b>552 \$</b>	<b>531 \$</b>	<b>479 \$</b>	<b>702 \$</b>	<b>821 \$</b>
(Ajouter) déduire :										
Profits (pertes) de couverture réalisé(e)s										
Activités au Canada	122 \$	366 \$	- \$	55 \$	67 \$	129 \$	109 \$	101 \$	156 \$	49 \$
Activités aux États-Unis	236	263	55	71	110	162	108	63	92	78
	<b>358 \$</b>	<b>629 \$</b>	<b>55 \$</b>	<b>126 \$</b>	<b>177 \$</b>	<b>291 \$</b>	<b>217 \$</b>	<b>164 \$</b>	<b>248 \$</b>	<b>127 \$</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, compte non tenu des couvertures										
Activités au Canada	98 \$	418 \$	67 \$	(1) \$	32 \$	75 \$	91 \$	70 \$	257 \$	292 \$
Activités aux États-Unis	528	665	252	205	71	186	223	245	197	402
	<b>626 \$</b>	<b>1 083 \$</b>	<b>319 \$</b>	<b>204 \$</b>	<b>103 \$</b>	<b>261 \$</b>	<b>314 \$</b>	<b>315 \$</b>	<b>454 \$</b>	<b>694 \$</b>

## 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, et il est calculé par bep 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, impôts miniers et autres taxes, les charges de transport et de traitement et les charges d'exploitation. La rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion présente le calcul du revenu d'exploitation net.

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

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Dette <sup>1)</sup>	4 198 \$	5 333 \$
Flux de trésorerie	919	1 430
Charge d'intérêts après impôt	304	452
Flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	1 223 \$	1 882 \$
Ratio dette/flux de trésorerie ajustés en fonction de la dette	3,4 x	2,8 x

1) Les données de 2015 ont été retraitées par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Méthodes et estimations comptables » du présent rapport de gestion.

## 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<sup>er</sup> janvier 2012, des PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Dette <sup>1)</sup>	4 198 \$	5 333 \$
Total des capitaux propres	6 232	6 167
Ajustement des capitaux propres pour prendre en compte les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011	7 746	7 746
Capitaux permanents ajustés	18 176 \$	19 246 \$
Ratio dette/capitaux permanents ajustés	23 %	28 %

1) Les données de 2015 ont été retraitées par suite de l'adoption de l'ASU 2015-03, *Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs*, tel qu'il est indiqué à la rubrique « Méthodes et estimations comptables » du présent rapport de gestion.

### 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 :

- l'accélération de la croissance des quatre actifs essentiels
- les flux de trésorerie prévus
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie prévus
- les opérations de couverture prévues et les résultats prévus des activités de gestion des risques
- la réduction des coûts liés aux puits et l'optimisation de la complétion
- les projections contenues dans les prévisions de la Société pour 2016 et les attentes concernant l'atteinte des objectifs
- la croissance à long terme de la valeur pour les actionnaires
- les prix prévus du pétrole, du gaz naturel et des LGN
- 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 2016 par ses flux de trésorerie, sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie
- la gestion des risques, dont l'incidence de changements au régime de redevances
- la souplesse des programmes de dépenses d'investissement
- les estimations des réserves et des ressources
- la production et le type de produits attendus
- 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
- l'incidence que pourraient avoir les lois et règlements environnementaux et les modifications apportées aux lois et aux règlements et l'ampleur des dépenses entraînées
- l'incidence sur Encana d'une révision à la baisse de sa cote de crédit
- l'accès aux facilités de crédit et aux prospectus préalables
- la déclaration et le versement de dividendes futurs, le cas échéant
- 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, tout en diminuant l'empreinte environnementale de la Société
- 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
- 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 qui, par essence, mettent en jeu de nombreuses hypothèses et de nombreux risques et incertitudes qui peuvent accroître la possibilité que les déclarations ne se réalisent pas ou que les résultats diffèrent sensiblement de ceux qui sont reflétés de façon explicite ou implicite dans ces énoncés. Ces hypothèses comprennent notamment ce qui suit :

- les hypothèses contenues dans les prévisions actuelles de la Société
- les données intégrées aux principales données de modélisation
- l'accès à des activités de couverture rentables et la faisabilité du programme de gestion des risques
- l'efficacité du modèle de centre névralgique de zones de ressources à générer de plus grandes efficacités sur le plan de la productivité et des coûts
- les résultats des initiatives axées sur l'innovation
- l'attente selon laquelle les contreparties s'acquitteront de leurs obligations aux termes d'ententes de prestation de services de collecte et de commercialisation ainsi que de services du secteur intermédiaire
- l'accès aux installations de transport et de traitement dans les régions où Encana exerce ses activités
- le caractère exécutoire des conventions de transactions
- 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 les activités de la Société comprennent notamment 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 et leur réalisation en temps voulu 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 pipelinaires potentielles; la fluctuation des dividendes à verser, le cas échéant, et l'intention du conseil d'administration d'Encana de déclarer et de verser des dividendes; 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, notamment si les titres de la Société devaient cesser d'être considérés comme de premier ordre, et l'effet d'une telle décote sur l'accès aux marchés financiers et à d'autres sources de liquidités; les fluctuations des taux de change et d'intérêt; les hypothèses fondées sur les prévisions de la Société pour 2016; l'impossibilité d'obtenir les résultats escomptés des initiatives de réduction des coûts et d'amélioration de l'efficacité; les risques inhérents aux activités de commercialisation; les risques liés à la technologie; la modification ou l'interprétation des lois et règlements régissant les redevances, les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone, la comptabilité et d'autres lois et règlements; les risques liés à des actions en justice ou à des mesures réglementaires, actuelles ou éventuelles, intentées contre la Société; 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, les états financiers, la notice annuelle et le formulaire 40-F les plus récents, 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 contenus dans le présent document sont en date du présent document 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 3 novembre 2016, lequel peut être consulté sur son site Web à [www.encana.com](http://www.encana.com), sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à [www.sec.gov](http://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. Par ailleurs, certaines informations fournies ont été préparées conformément aux exigences d'information des États-Unis. Les données conformes au protocole américain de la Société sont présentées à la note 27 (non audité) annexe aux états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à l'Annexe D de sa notice annuelle.

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

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

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](http://www.sedar.com), sur EDGAR à [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la Société, à l'adresse [www.encana.com](http://www.encana.com).