



RAPPORT DE GESTION ET ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS INTERMÉDIAIRES

Au 30 juin 2016 et pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2016 et 2015

TABLE DES MATIÈRES

1	Rapport de gestion
25	États financiers consolidés résumés intermédiaires
29	Notes afférentes aux états financiers consolidés résumés intermédiaires

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de Tourmaline et des notes y afférentes au 30 juin 2016 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date et des états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion peuvent être consultés sur le site de SEDAR, au www.sedar.com. Le présent rapport de gestion est daté du 3 août 2016.

L'information financière contenue aux présentes a été établie en conformité avec les Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), qui sont parfois désignées dans le présent rapport de gestion sous le nom de principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») et qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board. Les montants en dollars sont exprimés en monnaie canadienne, sauf indication contraire.

Certaines mesures financières dont il est fait état dans le présent rapport de gestion ne sont pas conformes aux IFRS. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour obtenir de l'information sur les mesures financières non conformes aux PCGR suivantes utilisées dans le rapport de gestion : « flux de trésorerie », « revenus nets d'exploitation », « fonds de roulement (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers) », « dette nette », « BAIIA ajusté », « dette de premier rang », « total de la dette » et « total de la structure du capital ».

D'autres renseignements sur Tourmaline peuvent être consultés au www.sedar.com.

Énoncés prospectifs – Certaines informations concernant Tourmaline contenues dans le présent document, notamment l'évaluation par la direction des projets et des activités d'exploitation futurs de la société, renferment des énoncés prospectifs comportant des risques et des incertitudes connus et inconnus importants. L'utilisation des termes « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « peut », « pourra », « projeter », « devrait », « être d'avis » et d'expressions similaires signale des énoncés prospectifs. Ces énoncés représentent les projections internes, les prévisions, les estimations ou les points de vue de Tourmaline, en ce qui a trait notamment au montant estimé et au calendrier des dépenses d'investissement ou autres, à la dette, aux charges, à la production, aux flux de trésorerie ou aux produits futurs prévus, de même que les autres attentes, points de vue, projets, objectifs, hypothèses, intentions ou énoncés au sujet d'événements ou de la performance futurs. Ces énoncés ne sont que des prévisions, et les événements ou résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qui sont indiqués dans les énoncés prospectifs. Bien que Tourmaline soit d'avis que les attentes dont il est fait mention dans les énoncés prospectifs sont raisonnables, elle ne peut garantir les résultats, les niveaux d'activité, la performance ou les réalisations futurs, car ces attentes comportent, en soi, d'importantes incertitudes et éventualités d'ordre commercial, économique, concurrentiel, politique et social.

Plus particulièrement, les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion renferment des énoncés portant notamment sur les éléments suivants : le volume des réserves de pétrole brut, de LGN (liquides de gaz naturel) et de gaz naturel et les produits et flux de trésorerie nets futurs qui en seront tirés; les zones productives possibles; le calendrier des dépenses d'investissement et les fins auxquelles elles seront engagées; les attentes concernant la capacité de la société à réunir des capitaux et à accroître continuellement les réserves grâce à des acquisitions et à des activités de mise en valeur; l'accès aux marchés des titres d'emprunt et des titres de capitaux propres; les prévisions concernant les cours du marché et les coûts; les caractéristiques de rendement des biens visant le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel de la société; les niveaux de production et la composition des produits de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel; les résultats d'exploitation et les résultats financiers futurs de Tourmaline; les programmes de dépenses d'investissement; l'offre et la demande de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel; les taux de redevances futurs; les plans de forage, de mise en valeur et de complétion et les résultats en découlant; les terrains dont les droits arriveront à expiration; les sorties et les ententes de coentreprise; le montant des charges d'exploitation, des frais de transport ainsi que des charges générales et administratives; le traitement accordé par les régimes de réglementation gouvernementaux et les lois fiscales; le solde estimé des comptes fiscaux. De plus, les déclarations concernant les « réserves » sont réputées constituer des énoncés prospectifs, car elles se fondent sur une évaluation implicite, qui se base sur certaines estimations et hypothèses, selon laquelle les réserves décrites pourront être exploitées de façon rentable dans l'avenir.

Ces énoncés prospectifs comportent de nombreux risques et incertitudes, dont la plupart échappent à la volonté de la société, notamment l'incidence de la conjoncture économique générale; la volatilité et le caractère incertain des cours du pétrole brut et du gaz naturel; la conjoncture sectorielle; la fluctuation des monnaies; l'imprécision des estimations en matière de réserves; les obligations inhérentes aux activités liées au pétrole brut, aux LGN et au gaz naturel; les risques environnementaux; les évaluations erronées de la valeur des acquisitions et des programmes de prospection et de mise en valeur; la concurrence; l'indisponibilité de personnel ou de cadres qualifiés et d'une main-d'œuvre qualifiée; les modifications apportées aux lois de l'impôt sur le revenu et aux programmes incitatifs dans le secteur du pétrole et du gaz naturel; les dangers tels que les incendies, les explosions, les éruptions, la formation de cratères et les déversements, autant d'événements qui peuvent entraîner des dommages considérables aux puits, aux installations de production et autres biens, ou à l'environnement lui-même, de même que provoquer des blessures corporelles; la volatilité des marchés boursiers; la capacité d'obtenir suffisamment de capitaux de sources internes et externes; l'obtention des approbations réglementaires ou externes requises; les autres risques dont il est fait mention sous la rubrique « Facteurs de risque » de la dernière notice annuelle de la société, qui peut être consultée au www.sedar.com.

En ce qui concerne les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion, Tourmaline a formulé des hypothèses concernant les éléments suivants : les prix des marchandises et les régimes de redevances futurs; la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée; le calendrier et le montant des dépenses d'investissement; les cours de change futurs; l'incidence de l'intensification de la concurrence; la conjoncture économique et les conditions générales sur les marchés des capitaux; la disponibilité de matériel de forage et de matériel et de services connexes; l'incidence des règlements édictés par des organismes gouvernementaux et des organismes de réglementation et les coûts d'exploitation futurs.

La direction présente ce sommaire des hypothèses et des risques liés aux énoncés prospectifs dont il est fait état dans le présent rapport de gestion afin de fournir aux lecteurs un point de vue plus complet sur les activités d'exploitation futures de Tourmaline; ces informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Les résultats, la performance et les réalisations réels de Tourmaline pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés ou suggérés par ces énoncés prospectifs et, par conséquent, aucune garantie ne peut être donnée que l'un ou l'autre des événements prévus dans ces énoncés surviendra ou se produira et, s'il se produisait, quels avantages la société en tirerait. Les lecteurs doivent garder à l'esprit que la liste des facteurs qui précède n'est pas exhaustive.

Ces énoncés prospectifs sont faits en date du présent rapport de gestion, et la société n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour les énoncés prospectifs, que ce soit pour tenir compte de nouveaux renseignements, ou d'événements ou de résultats futurs ou pour quelque autre raison que ce soit, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

Conversion en bep – Les montants par baril d'équivalent pétrole ont été calculés selon un taux de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril d'équivalent pétrole (6:1). Les barils d'équivalent pétrole (« bep ») peuvent prêter à confusion, surtout s'ils sont utilisés de façon isolée. Un ratio de conversion du bep de six kpi³ pour un baril est fondé sur une méthode de conversion en énergie équivalente qui s'applique principalement au bec du brûleur et ne représente pas une valeur d'équivalence à la tête du puits. De plus, étant donné que le ratio de valeur entre le gaz naturel et le pétrole brut fondé sur les prix en vigueur du gaz naturel et du pétrole brut est considérablement différent du ratio d'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 pourrait être trompeur en tant qu'indicateur de valeur.

PRODUCTION

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Gaz naturel (<i>en kpi³/j</i>)	979 029	764 908	28 %	1 006 411	757 765	33 %
Pétrole (<i>en b/j</i>)	12 564	10 418	21 %	13 055	10 610	23 %
LGN (<i>en b/j</i>)	10 076	5 731	76 %	10 030	6 775	48 %
Équivalent pétrole (<i>en bep/j</i>)	185 812	143 634	29 %	190 820	143 679	33 %
Gaz naturel (%)	88 %	89 %		88 %	88 %	

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, la production a atteint en moyenne 185 812 bep/j, par rapport à la production moyenne de 143 634 bep/j pour le trimestre correspondant de 2015. La production au deuxième trimestre a subi l'incidence de restrictions visant les contrats de services fermes, du programme d'entretien accru sur le réseau Spectra en Colombie-Britannique de même que d'un incendie à l'installation Saturn 2 de Pembina, mais elle a tout de même progressé de 29 % par rapport à l'exercice précédent. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la production a augmenté de 33 % pour s'établir à 190 820 bep/j, contre 143 679 bep/j pour la période correspondante de 2015. L'augmentation de la production de gaz naturel s'explique par le programme fructueux de la société au chapitre de la prospection et de la production et par les acquisitions d'entreprises et de biens effectuées au cours de la dernière année. L'augmentation de la production de pétrole et de LGN s'explique par la multiplication des activités de forage dans les champs pétrolifères de Spirit River, de Peace River High et de

Charlie Lake, la récupération supplémentaire de liquides dans la région de Wild River grâce au traitement de coupes lourdes et la forte récupération de condensats à partir de nouveaux puits mis en production à mesure qu'est mise en valeur la zone de turbidites de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui est riche en liquides. Les puits mis en service dans le cadre du programme de prospection et de production de la société ont compté pour environ 95 % de la croissance des volumes de production depuis le deuxième trimestre de 2015, et le reste de la variation s'explique par les acquisitions d'entreprises et de biens (déduction faite des cessions)

Les prévisions en matière de production moyenne pour l'exercice 2016 au complet sont d'environ 190 000 bep/j à 195 000 bep/j, prévisions qui ont été révisées à la baisse par rapport aux 200 000 bep/j dont faisait état la société dans son communiqué de presse daté du 15 juin 2016.

PRODUITS

(en milliers)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Produits tirés de la vente de :						
Gaz naturel	166 901 \$	220 315 \$	(24) %	374 071 \$	469 278 \$	(20) %
Pétrole et LGN	80 222	78 381	2 %	152 160	150 721	1 %
Total des produits tirés de la vente de gaz naturel, de pétrole et de LGN	247 123 \$	298 696 \$	(17) %	526 231 \$	619 999 \$	(15) %

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, les produits ont diminué de 17 % pour s'établir à 247,1 millions de dollars, alors qu'ils s'étaient établis à 298,7 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les produits ont diminué de 15 % pour s'établir à 526,2 millions de dollars, alors qu'ils s'étaient établis à 620,0 millions de dollars en 2015. La baisse des produits pour la période concorde avec le recul important des prix des marchandises réalisés et la diminution des profits réalisés sur les activités de commercialisation de produits énergétiques et les activités de couverture, ces facteurs ayant été partiellement compensés par l'accroissement des volumes de production. Les produits comprennent les ventes de pétrole, de gaz naturel et de LGN ainsi que le profit réalisé sur les instruments financiers.

PRIX RÉALISÉS PAR TOURMALINE

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Gaz naturel (en \$/kpi ³)	1,87 \$	3,17 \$	(41) %	2,04 \$	3,42 \$	(40) %
Pétrole (en \$/b)	59,51 \$	73,19 \$	(19) %	54,42 \$	67,27 \$	(19) %
LGN (en \$/b)	13,29 \$	17,26 \$	(23) %	12,52 \$	17,56 \$	(29) %
Équivalent pétrole (en \$/bep)	14,61 \$	22,85 \$	(36) %	15,15 \$	23,84 \$	(36) %

PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

	Trimestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation
Gaz naturel			
NYMEX Henry Hub (en \$ US/kpi ³)	2,25 \$	2,74 \$	(18) %
AECO (en \$ CA/kpi ³)	1,40 \$	2,68 \$	(48) %
Pétrole			
NYMEX (en \$ US/b)	45,64 \$	57,95 \$	(21) %
Prix au pair à Edmonton (en \$ CA/b)	55,10 \$	69,40 \$	(21) %

RAPPROCHEMENT DU PRIX SELON L'INDICE AECO ET DU PRIX RÉALISÉ PAR TOURMALINE POUR LE GAZ NATUREL

	Trimestres clos les 30 juin		
(en \$/kpi ³)	2016	2015	Variation
Indice AECO ¹⁾	1,39 \$	2,65 \$	(48) %
Écart teneur calorifique/qualité	0,10	0,24	(58) %
Profit réalisé	0,38	0,38	– %
Écart relatif aux points de vente ²⁾	–	(0,10)	100 %
Prix réalisé par Tourmaline pour le gaz naturel	1,87 \$	3,17 \$	(41) %
Prime sur le prix AECO obtenue en raison de la teneur calorifique plus élevée	7 %	9 %	

1) Données pondérées en fonction des volumes de Tourmaline pour la période.

2) Écart de prix relatif à la production vendue à partir d'autres emplacements (p. ex., West Coast Station 2 dans le nord-est de la Colombie-Britannique).

COURS DE CHANGE

	Trimestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation
\$ CA/\$ US ¹⁾	0,7761 \$	0,8134 \$	(5) %

1) Taux moyen pour la période.

Le prix moyen réalisé pour le gaz naturel pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 s'est chiffré respectivement à 1,87 \$/kpi³ et à 2,04 \$/kpi³, en baisse de 41 % et de 40 % par rapport à celui des périodes correspondantes de l'exercice précédent. La diminution du prix du gaz naturel est le reflet de la baisse des prix de référence survenue au cours du trimestre, laquelle a été atténuée par des profits réalisés sur les contrats sur marchandises. Le prix réalisé au deuxième trimestre de 2016 tient compte d'un profit sur les contrats sur marchandises de 34,1 millions de dollars (67,0 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2016) comparativement à un profit de 26,4 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent (84,3 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015). La hausse des profits réalisés sur les contrats sur marchandises pour le trimestre clos le 30 juin 2016 comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent est attribuable au recul marqué des prix de référence AECO au cours du trimestre par rapport aux prix des contrats sur marchandises. Les profits réalisés sur les contrats sur marchandises pour le semestre clos le 30 juin 2016 ont diminué comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la proportion plus faible de volumes couverts au premier trimestre de 2016. Les prix réalisés ne tiennent pas compte de l'incidence des profits latents ou des pertes

latentes sur les contrats de marchandises. Une fois que ces profits et pertes sont réalisés, ils sont inclus dans les montants unitaires.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les prix réalisés pour le pétrole ont reculé de 19 %, ce qui cadre avec la baisse du prix de référence pour le pétrole brut au cours du trimestre, recul qui a été compensé en partie par un profit sur les contrats sur marchandises de 7,0 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2016 (19,7 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2016). Les prix des LGN ont chuté de 23 % comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2015, passant de 17,26 \$/b à 13,29 \$/b. La baisse des prix des LGN cadre avec le repli des prix du pétrole brut et du gaz naturel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

REDEVANCES

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en milliers)	2016	2015	2016	2015
Gaz naturel	1 567 \$	(1 661) \$	2 980 \$	8 566 \$
Pétrole et LGN	6 984	6 605	12 140	11 965
Total des redevances	8 551 \$	4 944 \$	15 120 \$	20 531 \$
Redevances en pourcentage des produits	4,2 %	1,9 %	3,4 %	4,0 %

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, le taux de redevances effectif moyen s'est établi à 4,2 %, contre un taux de 1,9 % pour le trimestre correspondant de 2015. Le taux au deuxième trimestre de 2015 rend compte d'un important crédit au titre des redevances sur le gaz naturel reçu en juin 2015 lié à une déduction pour frais d'exploitation d'installation gazière, ce qui a donné lieu à des redevances sur le gaz naturel nettement moindres au cours du trimestre.

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le taux de redevances effectif moyen s'est chiffré à 3,4 %, en baisse par rapport au taux de 4,0 % pour 2015. La diminution est attribuable à la baisse considérable des prix des marchandises au cours de la période. La variation des prix des marchandises se répercute sur les taux de redevances, une baisse des prix entraînant une diminution des taux de redevances réels. La société reçoit également une déduction pour frais d'exploitation d'installation gazière de la part du gouvernement fédéral, laquelle réduit encore davantage les redevances afin de tenir compte des charges engagées en vue de traiter et de transporter la production de gaz naturel revenant à la Couronne.

La société continue également de bénéficier du New Well Royalty Reduction Program et du Natural Gas Deep Drilling Program en Alberta ainsi que du Deep Royalty Credit Program en Colombie-Britannique.

Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta (le « gouvernement ») a rendu public le nouveau régime de redevances qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Le nouveau régime visera les puits forés après la date d'entrée en vigueur. Les autres puits seront tous régis par le cadre antérieur pendant encore dix ans. Le 21 avril 2016, le gouvernement a donné davantage de précisions sur le régime de redevances modernisé auquel il a apporté des ajustements. Le 11 juillet 2016, le gouvernement a annoncé deux nouveaux programmes de redevances : le Enhanced Hydrocarbon Recovery Program (« EHRP ») et le Emerging Resources Program (« ERP »). Le EHRP entrera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et remplacera le Enhanced Oil Recovery

Program actuel. Ce programme contribuera à promouvoir la production supplémentaire au moyen des méthodes de récupération améliorée. Le ERP prendra également effet le 1^{er} janvier 2017 et incitera l'industrie à accéder à de nouvelles ressources pétrolières et gazières dans des zones plus risquées et plus onéreuses dont le potentiel en ressources est élevé. Des renseignements détaillés sur le programme et les directives à suivre pour déposer une demande sont attendus au cours des prochains mois. Le 12 juillet 2016, le gouvernement a annoncé que les nouveaux puits dont le forage a débuté avant le 1^{er} janvier 2017 peuvent choisir d'adhérer de façon anticipée au régime de redevances modernisé, s'ils répondent à certains critères. Selon l'annonce, les puits dont le forage a débuté avant le 13 juillet 2016 vont continuer d'être exploités selon le régime de redevances précédent jusqu'au 31 décembre 2026. Les puits dont le forage aura débuté au cours de la période de choix anticipée (du 13 juillet 2016 au 31 décembre 2016) et qui n'ont pas choisi d'adhérer de façon anticipée au régime de redevances modernisé ou qui ne répondent pas à certains critères vont continuer d'être exploités selon le précédent régime de redevances jusqu'au 31 décembre 2026. À l'heure actuelle, la société ne prévoit pas adhérer de façon anticipée au régime de redevances modernisé. En nous fondant sur les précisions fournies jusqu'à présent, nous sommes d'avis que le régime de redevances modernisé est généralement conforme à l'objectif de départ qui consiste à encourager l'utilisation de la technologie afin d'améliorer la productivité et de récompenser les producteurs qui adoptent les pratiques en matière d'exploitation les plus concurrentielles. À mesure que des précisions supplémentaires seront fournies, la société continuera de suivre l'évolution de l'incidence globale attendue du régime à compter de 2017.

La société prévoit que son taux de redevances s'établira à environ 5 % en 2016, ce qui est conforme aux prévisions précédentes de la société publiées le 4 mai 2016 dans le rapport de gestion de la société au 31 mars 2016. Le taux de redevances fluctue avec les prix des marchandises et la composition des produits, ce qui signifie que toute hausse des prix des marchandises plus tard en 2016 fera augmenter le taux réel.

AUTRES PRODUITS

(en milliers)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Autres produits	7 169 \$	6 230 \$	15 %	13 650 \$	14 381 \$	(5) %

Les autres produits ont progressé, passant de 6,2 millions de dollars au deuxième trimestre de 2015 à 7,2 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2016. La progression des produits tirés du traitement s'explique par la capacité de traitement supplémentaire acquise de Mapan en août 2015. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les autres produits ont reculé, passant de 14,4 millions de dollars en 2015 à 13,7 millions de dollars en 2016. Pour 2016, la société traite maintenant moins de volumes de tiers dans les installations de traitement de gaz qu'elle détient et exploite. Les volumes de tiers traités dans ces installations sont réduits au fur et à mesure que la production de la société augmente. À l'opposé, si la production de la société diminue de façon provisoire dans une région donnée, les produits tirés du traitement de tiers pourraient augmenter pour une courte période.

CHARGES D'EXPLOITATION

(en milliers, sauf les montants unitaires)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Charges d'exploitation	57 630 \$	53 647 \$	7 %	123 520 \$	114 338 \$	8 %
Par bep	3,41 \$	4,10 \$	(17) %	3,56 \$	4,40 \$	(19) %

Les charges d'exploitation comprennent tous les frais périodiques engagés sur place et pour les concessions, mais non les recouvrements de produits découlant du traitement des volumes de tiers. Pour le deuxième trimestre de 2016, le total des charges d'exploitation s'est chiffré à 57,6 millions de dollars, contre 53,6 millions de dollars en 2015, en hausse de 7 % par rapport à une hausse de production de 29 % pour la période correspondante de l'exercice précédent. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les charges d'exploitation se sont chiffrées à 123,5 millions de dollars, contre 114,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, en hausse de 8 % par rapport à une hausse de production de 33 %.

Les coûts par bep ont diminué, passant de 4,10 \$ au deuxième trimestre de 2015 à 3,41 \$ au deuxième trimestre de 2016. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les coûts d'exploitation ont été de 3,56 \$/bep, en baisse par rapport à 4,40 \$/bep pour l'exercice précédent. Les investissements que la société a réalisés dans les installations de traitement en 2014 et en 2015 ont permis de réduire le volume de gaz circulant vers des installations de tiers, ce qui à son tour a contribué à la réduction des charges d'exploitation par bep. Par ailleurs, en plus d'un engagement à réduire la structure de coût globale, la société réalise des gains d'efficience accrus sur le plan de l'exploitation dans les trois zones stratégiques et elle répartit les coûts fixes en fonction d'une production considérablement plus élevée.

La cible de la société en ce qui a trait aux coûts d'exploitation moyens est maintenant réduite à 3,75 \$/bep, ce qui représente une baisse de 0,50 \$/bep par rapport aux prévisions précédentes établies à 4,25 \$/bep publiées initialement le 7 mars 2016. Bien que des traitements de coupes lourdes supplémentaires aient été annulés au cours du deuxième trimestre en raison d'un incendie à l'installation Saturn 2 de Pembina, la société s'attend à ce que les charges d'exploitation par bep augmentent au cours du second semestre de 2016 en raison des volumes additionnels provenant de l'installation, ce qui entraîne des charges d'exploitation plus élevées. Toutefois, les coûts réels par bep peuvent varier en fonction d'un certain nombre de facteurs, y compris les niveaux de production réels de la société.

TRANSPORT

(en milliers, sauf les montants unitaires)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Frais de transport du gaz naturel	25 946 \$	19 506 \$	33 %	51 529 \$	39 284 \$	31 %
Frais de transport du pétrole et des LGN	8 840	6 594	34 %	16 882	15 842	7 %
Total des frais de transport	34 786 \$	26 100 \$	33 %	68 411 \$	55 126 \$	24 %
Par bep	2,06 \$	2,00 \$	3 %	1,97 \$	2,12 \$	(7) %

Le total des frais de transport s'est établi à 34,8 millions de dollars au deuxième trimestre de 2016, comparativement à 26,1 millions de dollars en 2015. Les frais de transport se sont chiffrés à 68,4 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2016, comparativement à 55,1 millions de dollars pour la période correspondante de 2015, ce qui reflète l'augmentation des coûts attribuable à la hausse des volumes de production.

Les coûts par bep se sont légèrement accrus, passant de 2,00 \$ au deuxième trimestre de 2015 à 2,06 \$ au deuxième trimestre de 2016 puisque les frais de transport du gaz naturel par pipeline ont augmenté. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les frais de transport se sont établis à 1,97 \$/bep, en baisse par rapport à 2,12 \$/bep pour la période correspondante de 2015. La diminution des coûts par bep en 2016 découle principalement de la baisse des frais liés à la capacité de transport inutilisée aux termes des contrats d'achat ferme liés à la production de LGN et de la diminution des frais de camionnage du pétrole et des LGN grâce aux meilleurs tarifs sur le camionnage, aux distances parcourues plus courtes et au moins grand nombre d'interruptions de pipelines au cours de la période.

CHARGES GÉNÉRALES ET ADMINISTRATIVES

(en milliers, sauf les montants unitaires)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Charges générales et administratives	14 858 \$	14 264 \$	4 %	29 663 \$	28 327 \$	5 %
Recouvrement de charges administratives et de charges liées aux activités d'investissement	(819)	(2 244)	(64) %	(1 962)	(4 775)	(59) %
Charges générales et administratives inscrites à l'actif	(6 034)	(6 007)	- %	(12 155)	(11 321)	7 %
Total des charges générales et administratives	8 005 \$	6 013 \$	33 %	15 546 \$	12 231 \$	27 %
Par bep	0,47 \$	0,46 \$	2 %	0,45 \$	0,47 \$	(4) %

La légère augmentation du montant brut des charges générales et administratives au deuxième trimestre de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 tient essentiellement à l'accroissement de l'effectif nécessaire à la gestion de l'augmentation de la production ainsi que des réserves et des terrains qui se sont ajoutés. Les charges générales et administratives se sont établies à 8,0 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2016, comparativement à 6,0 millions de dollars pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les charges générales et administratives se sont établies à 15,5 millions de dollars, comparativement à 12,2 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. La baisse des recouvrements au titre des charges administratives et des dépenses d'investissement en 2016 par rapport à 2015 est attribuable à la diminution des recouvrements auprès de partenaires en raison de la réduction des activités d'investissement de la société consacrées à la production et à l'exploration.

Par bep, les charges générales et administratives sont demeurées stables au deuxième trimestre de 2016 par rapport à l'exercice précédent. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les charges générales et administratives

se sont établies à 0,45 \$/bep, en baisse par rapport à 0,47 \$/bep pour l'exercice précédent. La diminution des charges générales et administratives par bep reflète la hausse de la production de Tourmaline, qui continue de croître à un rythme plus élevé que les charges générales et administratives totales.

En 2016, les charges générales et administratives par bep devraient être d'environ 0,50 \$ en moyenne, un montant inchangé par rapport à la prévision initiale publiée le 7 mars 2016. Les coûts réels par bep peuvent toutefois varier en fonction d'un certain nombre de facteurs, y compris les niveaux de production réels de la société.

PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
<i>(en milliers, sauf les montants unitaires)</i>	2016	2015	2016	2015
Paiements fondés sur des actions	12 196 \$	16 240 \$	24 614 \$	32 848 \$
Paiements fondés sur des actions inscrits à l'actif	(6 098)	(8 120)	(12 307)	(16 424)
Total des paiements fondés sur des actions	6 098 \$	8 120 \$	12 307 \$	16 424 \$
Par bep	0,36 \$	0,62 \$	0,35 \$	0,63 \$

La société a recours à la méthode de la juste valeur pour calculer la charge au titre des paiements fondés sur des actions hors trésorerie. Au cours du deuxième trimestre de 2016, 80 300 options sur actions, dont le prix d'exercice moyen pondéré était de 29,59 \$, ont été attribuées à des membres du personnel, à des dirigeants, à des administrateurs et à des conseillers clés et 968 999 options ont été exercées, ce qui s'est traduit par un produit en trésorerie de 28,2 millions de dollars. En outre, 58 334 options sur actions ont fait l'objet d'une renonciation.

La société a comptabilisé une charge au titre des paiements fondés sur des actions de 6,1 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2016, comparativement à 8,1 millions de dollars au deuxième trimestre de 2015. Les paiements fondés sur des actions inscrits à l'actif se sont chiffrés à 6,1 millions de dollars au deuxième trimestre de 2016, contre 8,1 millions de dollars au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le total des paiements fondés sur des actions s'est établi à 12,3 millions de dollars et les paiements fondés sur des actions inscrits à l'actif se sont chiffrés à 12,3 millions de dollars (16,4 millions de dollars et 16,4 millions de dollars respectivement au semestre clos le 30 juin 2015).

Les paiements fondés sur des actions ont baissé en 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 en raison de la diminution de la valeur attribuée aux options qui s'explique par le fléchissement du cours de l'action au cours des deux dernières années.

ÉPUISEMENT ET AMORTISSEMENTS DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en milliers, sauf les montants unitaires)	2016	2015	2016	2015
Total de l'épuisement et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	168 386 \$	177 645 \$	349 325 \$	345 333 \$
Moins les baux miniers échus	(959)	(21 855)	(6 880)	(36 434)
Épuisement et amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	167 427 \$	155 790 \$	342 445 \$	308 899 \$
Par bep	9,90 \$	11,92 \$	9,86 \$	11,88 \$

La charge au titre de l'épuisement et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, exclusion faite des baux miniers échus, s'est élevée à 167,4 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2016, contre 155,8 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la charge au titre de l'épuisement et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles (exclusion faite des baux miniers échus) s'est établie à 342,4 \$ contre 308,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. La hausse de la charge au titre de l'épuisement et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles en 2016 comparativement à 2015 est attribuable à l'augmentation du volume de production ainsi qu'à l'expansion du parc d'immobilisations assujetties à l'épuisement.

Le taux par bep d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles (exclusion faite de l'incidence des baux miniers échus) s'est chiffré à 9,90 \$ au deuxième trimestre de 2016, comparativement à 11,92 \$ au trimestre correspondant de 2015. Le taux par bep d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles (exclusion faite de l'incidence des baux miniers échus) s'est établi à 9,86 \$ au semestre clos le 30 juin 2016, comparativement à 11,88 \$ au semestre correspondant de 2015.

Le recul du taux d'épuisement par bep en 2016 s'explique par la baisse des coûts de mise en valeur futurs étant donné que les coûts liés au forage et à la complétion ont diminué par rapport à l'exercice précédent, facteur qui a provoqué l'accroissement de la proportion des réserves assorties de coûts de mise en valeur futurs moindres ainsi que la contraction du taux d'épuisement.

Les baux miniers échus se sont chiffrés à 1,0 million de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2016, comparativement à des baux échus de 21,9 millions de dollars pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les baux miniers échus s'élevaient à 6,9 millions de dollars, par rapport à 36,4 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. La société accorde la priorité au forage sur les terrains qu'elle juge comme étant les plus rentables et productifs. Compte tenu de l'étendue de son territoire, la société a décidé de ne pas poursuivre la mise en valeur de certaines parcelles dont les baux arrivent à échéance. La société examine toutes les possibilités (notamment les swaps, les amodiations et les sorties) pour rentabiliser ces parcelles avant leur échéance.

CHARGES FINANCIÈRES

(en milliers)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Charge d'intérêts	9 890 \$	9 777 \$	1 %	20 749 \$	17 984 \$	15 %
Charge de désactualisation	713	699	2 %	1 503	1 250	20 %
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	10 483	–	100 %	83 242	–	100 %
(Profit) réalisé sur des swaps de devises	(10 483)	–	(100) %	(83 242)	–	(100) %
Perte réalisée sur des swaps de taux d'intérêt	843	669	26 %	1 743	1 275	37 %
Coûts de transaction sur les acquisitions d'entreprises et de biens	36	500	(93) %	214	1 025	(79) %
Total des charges financières	11 482 \$	11 645 \$	(1) %	24 209 \$	21 534 \$	12 %

Les charges financières pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 ont totalisé respectivement 11,5 millions de dollars et 24,2 millions de dollars comparativement à 11,6 millions de dollars et 21,5 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2015. Pour le premier semestre de 2016, comparativement à 2015, les charges financières tiennent compte d'une hausse de la charge d'intérêts attribuable à l'accroissement de la dette bancaire moyenne en cours, compensée en partie par la baisse du taux d'intérêt effectif moyen. La dette bancaire moyenne en cours et le taux d'intérêt effectif moyen sur la dette pour le semestre clos le 30 juin 2016 se sont élevés à 1 493,0 millions de dollars et à 2,45 %, respectivement (1 173,3 millions de dollars et 2,72 % pour le semestre clos le 30 juin 2015, respectivement).

Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, la société a effectué des prélèvements en dollars américains sur la facilité de crédit comme elle y est autorisée aux termes de celle-ci. Le remboursement de ces prélèvements a engendré une perte de change. Parallèlement aux prélèvements libellés en dollars américains, la société a conclu des swaps de devises afin de gérer le risque de change découlant de ces emprunts libellés en dollars américains. La société a fixé en dollars canadiens le montant du remboursement du capital et celui des paiements des intérêts, initiative qui a donné lieu à un profit sur les swaps de devises correspondant au montant de la perte de change réalisée. Cette transaction permet à la société de profiter de l'écart entre les taux CDOR et TIOL (pour les emprunts américains) sans être exposée au risque de change.

IMPÔT DIFFÉRÉ (RECOUVREMENT)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, le recouvrement d'impôt différé s'est établi à 23,8 millions de dollars, comparativement à une charge d'impôt différé de 40,9 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Le recouvrement est attribuable essentiellement à la perte avant impôt de 102,1 millions de dollars au deuxième trimestre de 2016. La charge d'impôt différé au cours du deuxième trimestre de 2015 rend compte d'une augmentation du taux d'impôt des sociétés en Alberta imposée par le gouvernement en juin 2015, le taux étant passé de 10 % à 12 %.

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le recouvrement d'impôt différé s'est établi à 36,8 millions de dollars, comparativement à une charge d'impôt différé de 51,3 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. Le recouvrement s'explique principalement par la perte avant impôt comptabilisée au semestre clos le 30 juin 2016, comparativement à un bénéfice avant impôt enregistré en 2015.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION, FLUX DE TRÉSORERIE ET BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

(en milliers, sauf les montants unitaires)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	Variation	2016	2015	Variation
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	143 392 \$	151 028 \$	(5) %	319 700 \$	345 398 \$	(7) %
Par action ¹⁾	0,62 \$	0,71 \$	(13) %	1,41 \$	1,65 \$	(15) %
Flux de trésorerie ²⁾	134 298 \$	203 029 \$	(34) %	293 728 \$	410 769 \$	(28) %
Par action ^{1) 2)}	0,58 \$	0,95 \$	(39) %	1,29 \$	1,96 \$	(34) %
Bénéfice net (perte nette)	(77 940) \$	(5 197) \$	1 400 %	(116 330) \$	16 962 \$	(786) %
Par action ¹⁾	(0,34) \$	(0,02) \$	1 600 %	(0,51) \$	0,08 \$	(738) %
Revenus nets d'exploitation par bep ²⁾	8,63 \$	16,37 \$	(47) %	9,18 \$	16,53 \$	(44) %

1) Les montants par action ont été calculés au moyen du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires après dilution, à l'exception des montants par action au titre du bénéfice net (de la perte nette) des périodes au cours desquelles Tourmaline a déclaré une perte nette. Pour ces périodes, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base a été utilisé, étant donné qu'il y a une incidence antidilutive sur les calculs des données par action. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires après dilution aurait été de 232 709 594 et de 227 064 847 exclusion faite de l'effet antidilutif (213 708 478 pour le trimestre clos le 30 juin 2015).

2) Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie se sont établis à 134,3 millions de dollars, ou 0,58 \$ par action après dilution, comparativement à 203,0 millions de dollars, ou à 0,95 \$ par action après dilution, pour la période correspondante de 2015. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie se sont établis à 293,7 millions de dollars, ou à 1,29 \$ par action après dilution, comparativement à 410,8 millions de dollars, ou à 1,96 \$ par action après dilution, pour la période correspondante de 2015.

La société a enregistré une perte nette après impôt de 77,9 millions de dollars, ou de 0,34 \$ par action, pour le trimestre clos le 30 juin 2016, comparativement à une perte nette après impôt de 5,2 millions de dollars, ou de 0,02 \$ par action, pour la période correspondante de 2015. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la société a enregistré une perte nette après impôt de 116,3 millions de dollars, ou de 0,51 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 17,0 millions de dollars, ou de 0,08 \$ par action après dilution, pour le premier semestre de 2015. La diminution des flux de trésorerie et du bénéfice net (de la perte nette) après impôt enregistrée en 2016 témoigne de la baisse notable des prix réalisés du pétrole, du gaz naturel et des LGN, laquelle a été partiellement compensée par l'accroissement de la production par rapport à 2015. Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 a été affecté de façon importante par des pertes latentes sur les instruments financiers respectivement de 64,1 millions de dollars et de 92,7 millions de dollars, comparativement à des pertes respectivement de 16,3 millions de dollars et de 16,7 millions de dollars pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces pertes latentes sont attribuables essentiellement à des options d'achat futures sur le pétrole et le gaz naturel dont le prix est actuellement au-dessus du prix des opérations

de strip. À la suite de la conclusion de ces options d'achat futures, la société a pu réaliser une prime supérieure sur les contrats prévoyant la livraison physique de marchandises au cours de l'exercice.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en milliers)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Terrains et études sismiques	5 904 \$	3 845 \$	8 256 \$	28 899 \$
Forages et complétions	13 802	108 985	164 445	386 267
Installations	18 017	85 034	108 856	269 662
Acquisitions de biens	5 107	85 871	187 815	90 386
Sorties de biens	–	–	(18 000)	(519)
Divers	6 180	6 894	12 495	13 316
Total des dépenses d'investissement en trésorerie	49 010 \$	290 629 \$	463 867 \$	788 011 \$

Au deuxième trimestre de 2016, la société a investi un montant en trésorerie de 49,0 millions de dollars, déduction faite des sorties, contre 290,6 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Les dépenses de prospection et de production se sont chiffrées à 37,7 millions de dollars, comparativement à 197,9 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, la société a investi un montant en trésorerie de 463,9 millions de dollars, déduction faite des sorties, contre 788,0 millions de dollars pour la période correspondante de 2015.

Les coûts de forage et de complétion de 164,4 millions de dollars en 2016 visent 79,11 puits nets forés et complétés, contre des coûts de 386,3 millions de dollars visant 120,96 puits nets forés et complétés en 2015. La diminution des coûts par puits s'explique par l'amélioration continue des pratiques en matière d'exploitation de la société, combinée à la baisse des coûts liés aux services de forage et de complétion.

Les dépenses d'investissement relatives aux installations reflètent les travaux effectués à l'égard de la nouvelle raffinerie de gaz de Brazeau mise en service au cours du premier trimestre de 2016, et les paiements à l'avancement effectués à l'égard de la nouvelle raffinerie de gaz de Doe et du nouveau terminal commercial de Mulligan, qui seront mis en service à la fin de 2016 ou au début de 2017.

Le tableau qui suit résume les activités de forage, de complétion et de raccordement pour les périodes présentées :

	Semestre clos le 30 juin 2016		Semestre clos le 30 juin 2015	
	Chiffres bruts	Chiffres nets	Chiffres bruts	Chiffres nets
Activités de forage	34	32,28	66	55,74
Activités de complétion ¹⁾	51	46,83	75	65,22
Activités de raccordement ¹⁾	12	9,85	36	29,54

1) Une plate-forme multipuits est prise en compte à la fois dans les activités de complétion et les activités de raccordement.

Les dépenses d'investissement liées aux activités de prospection et de production prévisionnelles pour 2016 sont désormais de 775,0 millions de dollars (y compris les activités d'acquisition et de sortie au premier trimestre de 2016), ce qui représente une hausse de 50,0 millions de dollars par rapport aux prévisions précédentes de

725,0 millions de dollars annoncées dans le rapport de gestion de la société daté du 7 mai 2016. La société s'attend à engager des coûts de forage et de complétion d'environ 425,0 millions de dollars, des dépenses d'investissement relatives aux installations (y compris l'équipement, les pipelines et les raccordements) de 175,0 millions de dollars ainsi que des coûts liés aux terrains et aux données sismiques de 10,0 millions de dollars. Le budget de dépenses d'investissement fait l'objet d'un suivi serré et continuera d'être ajusté, au besoin, en fonction des flux de trésorerie disponibles.

Acquisitions et cessions

2016

Le 29 janvier 2016, la société a fait l'acquisition des actifs situés dans la zone Minehead-Edson-Ansell du Deep Basin, en Alberta, pour une contrepartie en trésorerie de 183,0 millions de dollars, avant les ajustements habituels. L'acquisition a donné lieu à une augmentation d'environ 179,2 millions de dollars des immobilisations corporelles, à une hausse d'environ 4,8 millions de dollars des actifs de prospection et d'évaluation ainsi qu'à la reprise d'obligations de démantèlement de 1,0 million de dollars. Les actifs acquis visaient des participations dans des terrains, une production, des réserves et des installations dans la région.

Le 1^{er} mars 2016, la société a vendu des actifs secondaires pour une contrepartie en trésorerie de 18,0 millions de dollars, avant les ajustements habituels.

2015

Le 1^{er} avril 2015, la société a fait l'acquisition des participations de Perpetual Energy Inc. (« Perpetual ») dans la zone West Edson du Deep Basin, en Alberta, au moyen de l'émission de 6 750 000 actions de Tourmaline au prix de 38,32 \$ chacune, pour une contrepartie totale de 258,7 millions de dollars. L'acquisition a entraîné un accroissement d'environ 226,9 millions de dollars des immobilisations corporelles ainsi qu'une augmentation de 34,2 millions de dollars des actifs de prospection et d'évaluation. Ces participations visaient les terrains, la production, les réserves et les installations que Perpetual détenait conjointement avec Tourmaline.

Le 20 juillet 2015, la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Bergen Resources Inc. (« Bergen »). En contrepartie, la société a émis 725 000 actions de Tourmaline au prix de 33,90 \$ chacune, pour une contrepartie totale de 24,6 millions de dollars. Le total des coûts de transaction liés à l'acquisition engagés par la société, qui s'est établi à 0,2 million de dollars, a été passé en charges dans l'état consolidé du résultat net et du résultat global. L'acquisition a donné lieu à une augmentation d'environ 26,8 millions de dollars des immobilisations corporelles et d'environ 2,1 millions de dollars des actifs de prospection et d'évaluation. L'acquisition de Bergen a accru la participation directe de la société dans une zone essentielle de Peace River High.

Le 14 août 2015, la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Mapan Energy Ltd. (« Mapan »). En contrepartie, la société a émis 2 718 026 actions ordinaires au prix de 32,98 \$ l'action pour une contrepartie totale de 89,6 millions de dollars. L'acquisition a donné lieu à une augmentation d'environ 58,5 millions de dollars des immobilisations corporelles. Le total des coûts de transaction liés à l'acquisition engagés par la société, qui s'est établi à 1,1 million de dollars, a été passé en charges dans l'état consolidé

du résultat net et du résultat global. L'acquisition de Mapan permet à la société de disposer d'un nombre accru de terrains et d'augmenter la production dans une zone essentielle du Deep Basin, en Alberta.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le 5 avril 2016, la société a émis 10 387 500 actions ordinaires au prix de 27,11 \$ l'action pour un produit brut total de 281,6 millions de dollars (produit net de 269,9 millions de dollars). Le produit a été affecté à la réduction temporaire de la dette bancaire de la société, qui prélèvera par la suite de nouveaux fonds, afin de financer le programme de prospection et de mise en valeur de la société pour 2016 et les occasions d'acquisition qui pourraient se présenter.

Le 17 mai 2016, la société a émis 1 320 000 actions ordinaires accréditives au prix de 35,50 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 46,9 millions de dollars. Le produit a été affecté à la réduction temporaire de la dette bancaire et ensuite au financement du programme de prospection et de mise en valeur de la société pour 2016.

La société dispose d'une facilité de crédit bancaire non garantie assortie de clauses restrictives mise en place par un consortium bancaire d'un montant de 1 800,0 millions de dollars. En juin 2016, la société a prolongé la durée de la facilité, qui est passée de trois ans à quatre ans, et l'échéance est désormais en juin 2020. Par ailleurs, le ratio dette de premier rang/BAIIA ajusté maximal a augmenté, passant de 3,0 fois à 3,75 fois, alors que le ratio dette de premier rang/total de la structure du capital maximal a augmenté, passant de 0,5 fois à 0,55 fois, respectivement. La date d'échéance peut être reportée annuellement à la demande de la société et avec le consentement des prêteurs. La facilité de crédit comporte une clause d'expansion (« accordéon ») qui permet à la société, sous réserve de l'approbation des prêteurs, d'augmenter le montant de la facilité jusqu'à concurrence de 500,0 millions de dollars en ajoutant une nouvelle institution financière ou en augmentant le montant de l'engagement de ses prêteurs existants. À l'exception du prolongement de la durée et des modifications aux clauses restrictives de nature financière, la dette a été renouvelée conformément aux modalités présentées à la note 9 afférente aux états financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. La société dispose également d'une ligne de crédit d'exploitation renouvelable de 50,0 millions de dollars, ce qui représente une capacité totale de 1 850,0 millions de dollars au titre des facilités de crédit bancaires. Les prélèvements sur la facilité peuvent être faits en dollars canadiens ou en dollars américains et portent intérêt soit au taux bancaire préférentiel, soit au taux des acceptations bancaires, soit au TIOL (pour les emprunts en dollars américains), majoré de pourcentages applicables qui varient de 0,50 % à 3,90 % selon le type d'emprunt et le ratio dette de premier rang/BAIIA ajusté de la société.

La société dispose également d'un emprunt à terme d'un montant de 250,0 millions de dollars, d'une durée de cinq ans et portant intérêt à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires applicable majoré de 220 points de base. À la demande de la société et avec l'aval du prêteur, la date d'échéance peut être reportée chaque année, l'échéance initiale étant en novembre 2020. Les clauses restrictives s'appliquant à l'emprunt à terme sont les mêmes que celles qui s'appliquent à la facilité de crédit actuelle de la société et l'emprunt à terme sera de rang égal à celui des obligations au titre de la facilité de crédit de la société.

La capacité d'emprunt totale de la société se chiffre à 2,1 milliards de dollars.

Au 30 juin 2016, la société avait un fonds de roulement négatif de 43,8 millions de dollars, après un ajustement pour tenir compte de la juste valeur des instruments financiers (le fonds de roulement négatif non ajusté se chiffrait à 60,6 millions de dollars) (respectivement 283,8 millions de dollars et 247,4 millions de dollars au 31 décembre 2015). Au 30 juin 2016, l'encours de la dette à long terme de la société se chiffrait à 248,7 millions de dollars et un montant de 1 081,4 millions de dollars avait été prélevé sur la facilité de crédit renouvelable, pour une dette bancaire totale de 1 330,1 millions de dollars (déduction faite des intérêts payés d'avance et des frais d'émission de titres d'emprunt) (1 266,6 millions de dollars au 31 décembre 2015). Au 30 juin 2016, la dette nette se chiffrait à 1 373,8 millions de dollars comparativement à 1 550,4 millions de dollars au 31 décembre 2015. L'importante réduction de la dette nette s'explique par les financements d'avril et de mai, contrebalancés en partie par les acquisitions de biens au cours du premier semestre de 2016. Au 30 juin 2016, la société respectait toutes les clauses restrictives.

Pour 2016, la direction entend apparier le budget d'investissement aux flux de trésorerie attendus. C'est pourquoi elle est d'avis que la société dispose de suffisamment de ressources pour financer son programme de prospection et de mise en valeur de 2016. Pour le premier semestre de 2016, les charges de prospection et de production ainsi que les frais généraux et administratifs inscrits à l'actif se sont chiffrés à 294,1 millions de dollars, ce qui est similaire aux flux de trésorerie de la période correspondante établis à 293,7 millions de dollars. Au 30 juin 2016, la société disposait d'une capacité d'emprunt inutilisée de 759,3 millions de dollars. Le programme de prospection et de mise en valeur de 2016 fera l'objet d'un suivi constant et diligent durant l'exercice et sera ajusté au besoin en fonction des perspectives visant les prix des marchandises afin qu'il reste à un niveau correspondant à celui des flux de trésorerie. La direction entend maintenir une solide situation financière, facteur qui revêt une grande importance, notamment en période de faiblesse prononcée des prix des marchandises.

ACTIONS ET OPTIONS SUR ACTIONS EN CIRCULATION

En date du 3 août 2016, la société avait 234 380 292 actions ordinaires en circulation et 18 498 179 options sur actions attribuées et circulation.

ENGAGEMENTS ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Dans le cadre normal des activités, la société a l'obligation d'effectuer des paiements futurs. Les obligations suivantes représentent des contrats et d'autres engagements qui sont connus et qui ne peuvent être résiliés.

PAIEMENTS EXIGIBLES PAR EXERCICE

(en milliers)	1 an	De 2 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Contrats de location simple	5 553 \$	11 033 \$	4 048 \$	– \$	20 634 \$
Contrats de transport et de traitement fermes	188 461	416 266	372 289	962 627	1 939 643
Engagements en matière de capitaux ¹⁾	310 044	600 750	290 000	–	1 200 794
Engagements liés aux actions accréditives	8 476	46 860	–	–	55 336
Facilité de crédit ²⁾	–	–	1 221 154	–	1 221 154
Emprunt à terme ³⁾	7 711	15 422	260 756	–	283 889
Swaps de taux d'intérêt	3 235	6 235	1 500	–	10 970
	523 480 \$	1 096 566 \$	2 149 747 \$	962 627 \$	4 732 420 \$

1) Compte tenu des engagements en matière de dépenses de forage et de dépenses d'investissement aux termes du partenariat dans le complexe Spirit River, qui se chiffrent à 300,0 millions de dollars par année jusqu'en 2019. Si les deux parties y consentent, les engagements en matière de dépenses d'investissement aux termes du partenariat pourraient être reportés à des périodes ultérieures advenant un ralentissement économique. Depuis le 31 décembre 2015, un événement occasionnant un ralentissement économique, comme défini aux termes du partenariat dans le complexe Spirit River, est survenu et, par conséquent, les dépenses d'investissement pourraient être réduites pour 2016, et cette réduction pourrait se poursuivre dans les années à venir.

2) Tient compte de la charge d'intérêts calculée au taux annuel de 2,96 %, soit le taux applicable à l'encours des emprunts sur la facilité de crédit au 30 juin 2016.

3) Compte tenu de charges d'intérêts calculées au taux annuel de 3,09 %, soit le taux applicable sur l'emprunt à terme au 30 juin 2016.

ENTENTES HORS BILAN

La société a conclu des ententes au titre de la location, lesquelles figurent au tableau des engagements conclus et obligations contractuelles prises en charge dans le cours normal de ses activités. Tous les contrats de location ont été traités comme des contrats de location simple, c'est-à-dire que les paiements au titre de la location sont inclus soit dans les charges d'exploitation, soit dans les charges générales et administratives, selon la nature du contrat de location.

GESTION DES RISQUES FINANCIERS

Le conseil d'administration assume l'entière responsabilité de l'établissement et de la surveillance du cadre de gestion des risques de la société. Il a mis en place un processus visant à assurer le respect des politiques de gestion des risques et en surveille l'application.

Les politiques de gestion des risques de la société sont établies de manière à permettre l'identification et l'analyse des risques auxquels la société doit faire face, la conception de structures appropriées visant à limiter et à contrôler les risques, ainsi que la surveillance des risques et le respect de ces limites en fonction de la conjoncture des marchés et des activités de la société. Les risques financiers de la société sont présentés à la note 5 afférente aux états financiers consolidés audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Au 30 juin 2016, la société avait conclu certains contrats dérivés financiers dans le but de gérer son risque marchandises et son risque de taux d'intérêt. Elle n'utilise ces instruments ni à des fins de transaction ni à des fins de spéculation. La société n'a pas désigné ses contrats dérivés financiers en tant que couvertures

comptables efficaces en dépit du fait qu'elle considère que tous les contrats de marchandises constituent des couvertures économiques efficaces. De tels contrats dérivés financiers sont comptabilisés à l'état consolidé de la situation financière à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées à titre de profit latent ou de perte latente à l'état consolidé du résultat net et du résultat global. Les contrats en vigueur de la société au 30 juin 2016 sont résumés et présentés à la note 3 afférente aux états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la société pour les trimestres et les semestres clos le 30 juin 2016 et le 30 juin 2015.

La société a conclu des contrats avec livraison physique dans le but de gérer le risque marchandises. Ces contrats sont considérés comme des contrats de vente normaux et ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés. Les contrats avec livraison physique en vigueur au 30 juin 2016 sont résumés et présentés à la note 3 afférente aux états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la société pour les trimestres et les semestres clos le 30 juin 2016 et le 30 juin 2015.

Les contrats dérivés financiers et les contrats de vente avec livraison physique conclus après le 30 juin 2016 sont présentés à la note 3 afférente aux états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la société pour les trimestres et les semestres clos le 30 juin 2016 et le 30 juin 2015.

APPLICATION DES ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Certaines méthodes comptables exigent que la direction prenne des décisions éclairées relativement à l'établissement d'estimations et à la formulation d'hypothèses qui ont une incidence sur la valeur comptable des actifs, des passifs, des produits et des charges. La direction passe régulièrement en revue ses estimations. La communication de nouvelles informations et l'évolution des circonstances peuvent faire en sorte que les résultats réels ou les modifications apportées aux estimations diffèrent sensiblement des estimations actuelles. La note 1 afférente aux états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 traite du recours à des estimations et à des jugements de la société dans l'établissement des états financiers consolidés résumés intermédiaires.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le chef de la direction et le chef des finances de la société ont conçu, ou fait concevoir sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI »), tels qu'ils sont définis dans le Règlement 52-109. Le chef de la direction et le chef des finances de la société ont conçu, ou fait concevoir sous leur supervision, des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), tels qu'ils sont définis dans le Règlement 52-109, en vue de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière de la société et à l'établissement des états financiers, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Aucune modification apportée aux CPCI ou aux CIIF de la société au cours de la période ouverte le 1^{er} avril 2016 et close le 30 juin 2016 n'a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir eu, une incidence importante sur les CIIF de la société. Il convient de souligner qu'un système de contrôle, y compris les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société, peu

importe la qualité de sa conception, peut fournir uniquement l'assurance raisonnable, et non absolue, que ses objectifs seront atteints, et on ne doit pas s'attendre à ce que les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière permettent de prévenir toute erreur ou fraude.

La société a recours aux lignes directrices établies dans le document intitulé 2013 Internal Control — Integrated Framework du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

RISQUES D'ENTREPRISE ET INCERTITUDES

Tourmaline suit l'évolution de la réglementation gouvernementale en vigueur touchant ses activités et la respecte, bien que la modification des politiques, des règlements ou des mesures fiscales de gouvernements puisse avoir une incidence défavorable sur ses activités d'exploitation. De plus, Tourmaline souscrit une assurance de responsabilité civile et au titre des biens et des pertes d'exploitation jugée suffisante relativement à sa taille et à ses activités, mais la société n'est pas en mesure d'obtenir de l'assurance couvrant tous les risques inhérents à son entreprise ou alors offrant une couverture suffisante pour tous les sinistres possibles.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » figurant dans le présent rapport de gestion et à la rubrique « Facteurs de risque » figurant dans la plus récente notice annuelle de Tourmaline pour en apprendre davantage sur les risques auxquels sont exposées Tourmaline, son entreprise et ses activités.

INCIDENCE DES RÉGLEMENTATIONS ENVIRONNEMENTALES

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est actuellement réglementé en vertu de lois sur l'environnement fédérales et provinciales, qui peuvent toutes de temps à autre faire l'objet d'examen et de modifications de la part des gouvernements. Ces lois prévoient notamment des restrictions et des interdictions en ce qui a trait au déversement, au rejet et à l'émission de diverses substances produites dans le cadre de l'exercice de certaines activités pétrolières et gazières, comme le dioxyde de soufre et l'oxyde de diazote. De plus, ces lois prévoient des exigences en matière de traitement et de stockage des déchets issus des champs pétrolifères, de protection de l'habitat ainsi que de l'exploitation, de l'entretien, de l'abandon et de la restauration de manière adéquate des puits et des installations. Le respect de ces lois peut nécessiter des dépenses importantes, et l'inobservation de ces exigences pourraient se traduire par des suspensions ou des révocations des permis et des autorisations requis, une responsabilité civile de même que des amendes et des pénalités importantes.

Les stimulations par fracturation se déroulent de façon sécuritaire et dans le respect de l'environnement depuis des décennies dans l'Ouest canadien. L'utilisation plus répandue de stimulations par fracturation dans les puits horizontaux requiert une communication accrue entre les intervenants du secteur pétrolier et gazier et un nombre croissant de parties prenantes en matière d'application responsable de cette technologie. L'attention accrue suscitée par les stimulations par fracturation pourrait se traduire par un resserrement de la réglementation ou par des modifications des lois, ce qui pourrait en retour faire en sorte que les coûts liés à l'exercice des activités de la société augmentent ou même qu'elle ne soit plus en mesure d'exercer ses activités de la façon dont elle le fait à l'heure actuelle. Tourmaline s'efforce d'exercer ses activités de façon transparente, sécuritaire et responsable dans les différentes communautés, où son personnel vit et travaille.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Les termes « flux de trésorerie », « revenus nets d'exploitation », « fonds de roulement (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers) », « dette nette », « BAIIA ajusté », « dette de premier rang », « total de la dette » et « total de la structure du capital », employés dans le présent rapport de gestion ou dans les documents auxquels il renvoie, désignent des mesures qui ne sont pas reconnues aux termes des PCGR et qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR. Par conséquent, les termes que la société utilise pourraient ne pas être comparables aux mesures portant des noms semblables présentées par d'autres sociétés. La direction utilise les « flux de trésorerie », les « revenus nets d'exploitation », le « fonds de roulement (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers) » et la « dette nette » pour mesurer son propre rendement et pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels une évaluation de l'efficacité de la société et prouver sa capacité de générer la trésorerie nécessaire pour financer une partie de sa croissance à venir ou rembourser sa dette. Les investisseurs sont toutefois priés de prendre note que ces mesures ne doivent pas être considérées comme des mesures de remplacement du bénéfice net établi selon les PCGR en tant qu'indicateur de la performance de la société. Le « BAIIA ajusté », la « dette de premier rang », le « total de la dette » et le « total de la structure du capital » ne sont pas utilisés par la direction pour mesurer la performance de la société, mais sont utilisés aux fins des clauses restrictives de nature financière aux termes de sa facilité de crédit. Aux termes de cette facilité de crédit, le « BAIIA ajusté » s'entend habituellement du bénéfice net ou de la perte nette, à l'exclusion d'éléments extraordinaires, plus la charge d'intérêts et l'impôt sur le résultat, après ajustement pour tenir compte des éléments hors trésorerie et des profits et pertes sur les sorties. La « dette de premier rang » s'entend de la somme des montants prélevés sur la facilité de crédit, de l'emprunt à terme et des lettres de crédit en cours, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie, à l'exclusion des frais d'émission de titres d'emprunt (la « dette bancaire »). Le « total de la dette » s'entend habituellement de la somme de la « dette de premier rang » et de la dette subordonnée. À l'heure actuelle, Tourmaline n'a pas de dette subordonnée. Le « total de la structure du capital » s'entend habituellement de la somme des capitaux propres et de toute autre dette de la société, y compris la dette bancaire. Le tout est établi après consolidation conformément aux PCGR.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement entre les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (selon les tableaux des flux de trésorerie) et les flux de trésorerie :

(en milliers)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (selon les PCGR)	143 392 \$	151 028 \$	319 700 \$	345 398 \$
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(9 094)	52 001	(25 972)	65 371
Flux de trésorerie	134 298 \$	203 029 \$	293 728 \$	410 769 \$

Revenus nets d'exploitation

Les revenus nets d'exploitation sont calculés par bep et correspondent aux produits (compte non tenu des produits tirés du traitement) moins les redevances, les frais de transport et les charges d'exploitation, comme il est indiqué ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en \$/bep)	2016	2015	2016	2015
Produits, compte non tenu des produits tirés du traitement	14,61 \$	22,85 \$	15,15 \$	23,84 \$
Redevances	(0,51)	(0,38)	(0,44)	(0,79)
Frais de transport	(2,06)	(2,00)	(1,97)	(2,12)
Charges d'exploitation	(3,41)	(4,10)	(3,56)	(4,40)
Revenus nets d'exploitation ¹⁾	8,63 \$	16,37 \$	9,18 \$	16,53 \$

1) Les totaux peuvent ne pas être exacts puisque les chiffres ont été arrondis.

Fonds de roulement (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers)

Le tableau qui suit présente un sommaire du rapprochement entre le fonds de roulement et le fonds de roulement (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers) :

(en milliers)	Au 30 juin 2016	Au 31 décembre 2015
Fonds de roulement (négatif)	(60 567) \$	(247 391) \$
Juste valeur des instruments financiers – à court terme (montant net)	16 812	(36 392)
Fonds de roulement (négatif) (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers)	(43 755) \$	(283 783) \$

Dettes nettes

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la dette nette :

(en milliers)	Au 30 juin 2016	Au 31 décembre 2015
Dettes bancaires	(1 330 094) \$	(1 266 604) \$
Fonds de roulement (négatif)	(60 567)	(247 391)
Juste valeur des instruments financiers – à court terme (montant net)	16 812	(36 392)
Dettes nettes	(1 373 849) \$	(1 550 387) \$

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2016		2015				2014	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
PRODUCTION								
Gaz naturel (en kpi^3)	89 091 644	94 075 078	85 328 135	72 395 759	69 606 629	67 548 751	63 719 524	51 771 964
Pétrole et LGN (en b)	2 060 260	2 141 099	2 302 708	1 761 403	1 469 591	1 677 123	1 426 951	1 307 089
Équivalent pétrole (en bep)	16 908 867	17 820 279	16 524 064	13 827 363	13 070 696	12 935 248	12 046 872	9 935 749
Gaz naturel (en kpi^3/j)	979 029	1 033 792	927 480	786 910	764 908	750 542	692 604	562 739
Pétrole et LGN (en b/j)	22 640	23 529	25 030	19 146	16 149	18 635	15 510	14 207
Équivalent pétrole (en bep/j)	185 812	195 828	179 610	150 297	143 634	143 725	130 944	107 997
INFORMATIONS FINANCIÈRES								
Produits, moins les redevances	181 671	250 377	350 629	333 704	283 731	313 440	351 939	311 586
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	143 392	176 308	228 959	261 398	151 028	194 370	201 188	233 047
Flux de trésorerie ¹⁾	134 298	159 430	242 351	197 100	203 029	207 740	233 238	211 635
Par action, après dilution	0,58	0,72	1,10	0,90	0,95	1,01	1,14	1,03
Bénéfice net (perte nette)	(77 940)	(38 390)	34 636	28 489	(5 197)	22 159	265 210	67 357
Par action, de base	(0,34)	(0,17)	0,16	0,13	(0,02)	0,11	1,31	0,33
Par action, après dilution	(0,34)	(0,17)	0,16	0,13	(0,02)	0,11	1,29	0,33
Total des actifs	7 694 141	7 844 728	7 640 671	7 471 042	7 071 801	6 801 583	6 622 303	5 978 645
Fonds de roulement (négatif)	(60 567)	(201 588)	(247 391)	(297 698)	(70 156)	(195 907)	(189 928)	(493 160)
Fonds de roulement (négatif) (ajusté en fonction de la juste valeur des instruments financiers) ¹⁾	(43 755)	(227 133)	(283 783)	(339 177)	(86 090)	(232 572)	(223 655)	(495 222)
Dépenses d'investissement en trésorerie	49 010	414 857	325 499	422 629	290 629	497 382	152 135	647 302
Total des actions en circulation (en milliers)	234 161	221 484	221 336	220 813	216 378	204 284	203 162	201 673
DONNÉES PAR UNITÉ DE MESURE								
Gaz naturel (en $\$/kpi^3$)	1,87	2,20	2,99	3,20	3,17	3,69	4,09	4,34
Pétrole et LGN (en $\$/b$)	38,94	33,60	47,65	45,91	53,34	43,13	55,91	74,61
Produits (en $\$/bep$)	14,61	15,66	22,08	22,61	22,85	24,84	28,25	32,41
Revenus nets d'exploitation (en $\$/bep$) ¹⁾	8,63	9,71	15,22	15,06	16,37	16,70	20,23	22,19

1) Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Le secteur de la prospection et de la production de pétrole et de gaz naturel est cyclique. Les principaux facteurs ayant des répercussions sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société sont les niveaux de production et les prix des marchandises, en particulier ceux du gaz naturel.

Globalement, la société a enregistré une croissance de la production annuelle soutenue au cours des deux derniers exercices dont les résultats sont résumés dans le tableau précédent. La production annuelle moyenne de la société a augmenté, passant de 112 929 bep par jour en 2014 à 154 403 bep par jour en 2015 et à 190 820 bep par jour au premier semestre de 2016. L'accroissement de la production peut être attribué essentiellement aux activités de prospection et de mise en valeur de la société et aux acquisitions de biens productifs.

Les flux de trésorerie de la société se sont établis à 929,0 millions de dollars en 2014, à 850,2 millions de dollars en 2015, et les flux de trésorerie prévus pour 2016 sont de 762,1 millions de dollars. La diminution des flux de trésorerie d'un exercice à l'autre s'explique encore une fois par les reculs importants des prix des marchandises par rapport aux périodes correspondantes. Les fluctuations des prix des marchandises peuvent avoir une incidence indirecte sur la production attendue puisqu'elles entraînent une variation du montant des fonds pouvant être réinvestis ultérieurement dans les activités de prospection, de mise en valeur et d'acquisition. Les variations des prix des marchandises ont une incidence sur les produits et les flux de trésorerie disponibles pour la prospection et également sur les aspects économiques des projets d'investissement éventuels étant donné que la baisse des prix des marchandises peut éventuellement réduire le volume des réserves commercialement récupérables. Le programme d'investissement de la société dépend des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et de l'accès aux marchés financiers.