



RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion qui suit présente une analyse des résultats opérationnels et financiers et les perspectives de Tamarack Valley Energy Ltd. (« Tamarack » ou la « société ») pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014. Le présent rapport de gestion est daté du 10 novembre 2015 et repose sur les renseignements disponibles à cette date, et il doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et des notes y afférentes des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014. D'autres renseignements concernant Tamarack, y compris sa notice annuelle, sont accessibles sur SEDAR à l'adresse suivante : www.sedar.com.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés ont été établis selon les Normes internationales d'information financière (*International Financial Reporting Standards*, ou « IFRS »). Dans le présent rapport de gestion, la société utilise certaines mesures non conformes aux IFRS et d'autres mesures conformes aux IFRS. Pour obtenir une analyse de ces mesures, y compris de la méthode de calcul, il y a lieu de se reporter à la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux IFRS et autres mesures conformes aux IFRS » aux pages 17 et 18. À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens.

Calcul du coût unitaire

Aux fins du calcul des coûts unitaires, les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent pétrole (« bep »), selon un ratio de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole, à moins d'indication contraire. Un ratio de conversion de 6:1 est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement à la pointe du brûleur et ne correspond pas nécessairement à une équivalence valable à la tête du puits. Cette conversion est conforme aux dispositions du Règlement 51-101 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « règlement 51-101 »). L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément.

Abréviations

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	AECO	installation de stockage de gaz naturel située à Suffield, en Alberta
b/j	baril par jour	Gj	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	kpi ³	milliers de pieds cubes
		kpi ³ /j	milliers de pieds cubes par jour
Autres			
bep	barils d'équivalent pétrole		
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour		
LGN	liquides de gaz naturel		

À propos de Tamarack

Tamarack est une société de prospection et de production de pétrole et de gaz naturel qui vise la croissance à long terme de ses activités d'identification, d'évaluation et d'exploitation des zones de ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. L'orientation stratégique de Tamarack repose sur deux principes directeurs – cibler les zones de ressources qui procurent des réserves de longue durée et utiliser un processus de modélisation reconnu et rigoureux pour la saine gestion des risques et le recensement des occasions. La société possède un inventaire important d'emplacements pétrolifères pour la mise en valeur à faible risque qui sont rentables selon différents prix du pétrole. La plupart de ces emplacements sont situés dans la formation de Cardium et la formation de Viking, en Alberta. Grâce à ce portefeuille et à son équipe expérimentée et engagée, Tamarack a l'intention de tenir sa promesse de maximiser le rendement aux actionnaires tout en assurant la gestion de son bilan.

Vers la fin du deuxième trimestre de 2015, la société a acquis certaines participations directes dans des biens pétroliers et gaziers mis en valeur dans la zone de Alder Flats, en Alberta, pour un prix d'achat en trésorerie global de 55,0 millions de dollars, avant les ajustements de clôture (l'« acquisition de Alder Flats »).

L'acquisition de Alder Flats est relative pour Tamarack et vient enrichir les terrains stratégiques de la formation de Cardium détenus par la société dans la grande région de Wilson Creek, où les puits de la société atteignent certains des taux de production les plus élevés de la région. L'acquisition de Alder Flats, qui a été réalisée le 15 juin 2015, a ajouté 128 sections totales de terrains (88 sections nettes) situés dans la grande région de Wilson Creek et d'Alder Flats. De ces terrains acquis, la société a identifié 70 emplacements de forage nets viables sur le plan économique, y compris 40 emplacements de forage nets repérés dans la formation de Cardium de haute qualité dont le délai de récupération des coûts est d'au plus un an selon les prix actuels. Cette acquisition a également ajouté environ 1 450 bep/j (pétrole et LGN à 45 %) à la production, y compris des actifs du secteur intermédiaire stratégiques constitués d'une participation exclusive dans une installation pétrolière de 1 000 b/j, d'une participation exclusive dans une usine à gaz de 6 Mpi³/j et de plus de 220 km d'infrastructure pipelinère.

Production

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variation en %
Production						
Pétrole léger (b/j)	3 499	3 040	15	3 517	2 649	33
Pétrole lourd (b/j)	660	346	91	595	204	192
Liquides de gaz naturel (b/j)	890	302	195	663	225	195
Gaz naturel (kpi ³ /j)	22 005	12 462	77	18 962	11 868	60
Total (bep/j)	8 717	5 765	51	7 935	5 056	57
Pourcentage de pétrole et de liquides de gaz naturel	58 %	64 %		60 %	61 %	

La production moyenne pour le troisième trimestre de 2015 a augmenté de 51 % pour s'établir à 8 717 bep/j en comparaison de 5 765 bep/j pour le troisième trimestre de 2014 et elle a augmenté de 25 % par rapport à la production de 6 992 bep/j établie au deuxième trimestre de 2015. L'augmentation de la production est le fait essentiellement de la production qui découle de l'acquisition de Alder Flats pour un trimestre complet, laquelle a ajouté 1 542 bep/j à la moyenne trimestrielle, et de 8 puits (7,6 puits nets) de pétrole qui sont entrés en production au cours du trimestre dans la formation de Cardium, ce qui a ajouté 971 bep/j. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les baisses habituelles de la production existante et les restrictions des activités de TransCanada (« TCPL ») de même que les réductions aux installations de tiers qui en ont résultées, ce qui a occasionné une perte de production d'environ 387 bep/j à la moyenne trimestrielle.

Pour le troisième trimestre de 2015, la production moyenne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel a connu une hausse de 21 % pour s'établir à 5 049 b/j, en comparaison de 4 163 b/j pour le deuxième trimestre de 2015. L'augmentation de la production provient surtout de la production qui découle de l'acquisition de Alder Flats pour un trimestre complet, laquelle a ajouté 626 b/j à la moyenne trimestrielle et de 8 puits (7,6 puits nets) de pétrole qui sont entrés en production au cours du trimestre dans la formation de Cardium, ce qui a ajouté 865 b/j. Ces facteurs ont été atténués par les baisses habituelles de la production existante, ce qui a occasionné une perte de production d'environ 59 b/j à la moyenne trimestrielle.

Le pourcentage de pétrole et de liquides de gaz naturel de Tamarack par rapport à la production totale a reculé pour s'établir à 58 % au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 60 % au deuxième trimestre de 2015, ce qui s'explique essentiellement par la production qui découle de l'acquisition de Alder Flats pour un trimestre complet, laquelle contient un pourcentage de pétrole et de liquides de gaz naturel établi à 45 %. La société s'attend à ce que la pondération de pétrole et de liquides de gaz naturel varie entre 53 % et 62 % selon le calendrier des entrées en production provenant de la zone de Wilson Creek, où la pondération en liquides de la production sera plus élevée par rapport aux zones de Alder Flats et de Brazeau, où la pondération de gaz naturel est plus élevée.

La production de gaz naturel s'est établie en moyenne à 22 005 kpi³/j au troisième trimestre de 2015, contre 16 972 kpi³/j pour le deuxième trimestre de 2015. L'augmentation de la production s'explique par la production qui découle de l'acquisition de Alder Flats pour un trimestre complet, laquelle a ajouté 5 501 kpi³/j à la moyenne trimestrielle et de 8 puits (7,6 puits nets) de pétrole de la formation de Cardium qui sont entrés en production au cours du trimestre et qui a ajouté 634 kpi³/j. Ces facteurs ont été contrebalancés par les baisses prévues de la production existante et les réductions de TCPL, qui ont occasionné une perte de production d'environ 1 795 kpi³/j à la moyenne trimestrielle.

Les augmentations de la production pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, par rapport aux périodes correspondantes de 2014 sont attribuables à la production découlant des actifs acquis dans la région de Wilson Creek en Alberta (l'« acquisition de Wilson Creek »), en septembre 2014, des actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Alder Flats au cours du deuxième trimestre de 2015 ainsi que des programmes de forage fructueux de 2014 et de 2015, contrebalancés par les baisses prévues de la production existante.

Au cours du troisième trimestre de 2015, 7,6 puits pétroliers horizontaux nets dans la formation de Cardium dans la zone de Wilson Creek sont entrés en production. De plus, la société a achevé le forage et elle a complété 7 puits (5,3 puits nets), lesquels se trouvent en attente pour entrer en production. Ces 7 puits devraient entrer en production vers la fin de novembre ou au début de décembre.

En octobre 2015, la production s'est élevée à environ 9 440 bep/j (pétrole et liquides de gaz naturel à 58 %) selon les estimations réalisées sur le terrain.

Ventes de pétrole et de gaz naturel et redevances

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variation en %
Produits						
Pétrole et LGN	21 625 992 \$	30 597 130 \$	(29)	63 267 241 \$	77 709 845 \$	(19)
Gaz naturel	6 153 327	4 736 126	30	15 153 254	14 443 931	5
Total	27 779 319 \$	35 333 256 \$	(21)	78 420 495 \$	92 153 776 \$	(15)
Prix moyen réalisé						
Pétrole léger (\$/b)	54,39	95,83	(43)	54,06	96,62	(44)
Pétrole lourd (\$/b)	49,15	77,59	(37)	47,31	77,59	(39)
Liquides de gaz naturel (\$/b)	13,78	47,74	(71)	20,28	57,28	(65)
Prix moyen combiné du pétrole et des LGN (\$/bep)	46,56	90,19	(48)	48,53	92,49	(48)
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,04	4,13	(26)	2,93	4,46	(34)
Produits (\$/bep)	34,64	66,62	(48)	36,20	66,77	(46)
Prix de référence à						
Edmonton (\$ CA/b)	54,66	97,72	(44)	58,65	100,46	(42)
Prix du pétrole lourd à						
Hardisty (\$ CA/b)	44,32	84,38	(47)	48,13	86,32	(44)
Indice quotidien AECO (\$ CA/kpi ³)	2,89	4,00	(28)	2,76	4,77	(42)
Indice mensuel AECO (\$ CA/kpi ³)	2,77	4,20	(34)	2,79	4,53	(38)
Charge de redevances	3 051 720 \$	4 701 831 \$	(35)	8 000 773 \$	11 862 719 \$	(33)
\$/bep	3,81	8,87	(57)	3,69	8,60	(57)
En pourcentage des ventes	11	13	(15)	10	13	(23)

Les produits tirés des ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel connexes ont augmenté de 10 % pour s'établir à 27 779 319 \$ au troisième trimestre de 2015, contre 25 330 543 \$ au deuxième trimestre de 2015, et ils se sont repliés de 21 % par rapport aux 35 333 256 \$ inscrits au troisième trimestre de 2014. Le prix moyen du gaz naturel s'est établi à 3,04 \$/kpi³ et le prix combiné moyen du pétrole et des LGN, à 46,56 \$/b au troisième trimestre de 2015, contre 2,80 \$/kpi³ et 55,47 \$/b au deuxième trimestre de 2015, et 4,13 \$/kpi³ et 90,19 \$/b au troisième trimestre de 2014, respectivement.

La hausse de 10 % des produits au cours du troisième trimestre de 2015 par rapport au deuxième trimestre de 2015 découle principalement de la croissance de 21 % de la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et d'une hausse de 30 % de la production de gaz naturel et de l'augmentation de 9 % des prix du gaz naturel, atténuées par la baisse de 16 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel.

Le repli de 21 % des produits au cours du troisième trimestre de 2015 par rapport au troisième trimestre de 2014 découle principalement d'un recul de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel et d'une baisse de 26 % des prix du gaz naturel, contrées en partie par la hausse de 37 % de la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et d'une hausse de 77 % de la production de gaz naturel.

La réduction de 15 % des produits au cours des neuf premiers mois de 2015, par rapport aux neuf premiers mois de 2014, découle principalement d'une diminution de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides du gaz naturel et d'une baisse de 34 % des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancées par une augmentation de 55 % de la production de pétrole brut et de liquides du gaz naturel et par une hausse de 60 % de la production de gaz naturel.

Les prix réalisés par la société pour le pétrole brut pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014 sont, en général, en corrélation avec le prix de référence à Edmonton pour les mêmes périodes. Les prix des liquides de gaz naturel sont établis à escompte par rapport au prix de référence à Edmonton, lequel varie en fonction de la conjoncture, de la capacité pipelinière et de la saison. Les prix des liquides de gaz naturel ont reculé de façon plus importante par rapport au prix de référence à Edmonton en raison de stocks de propane plus élevés qu'à l'habitude dans l'Ouest canadien. La société s'attend à ce que cette tendance se maintienne pour le reste de 2015.

Les prix réalisés par la société pour le pétrole lourd pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014 sont, en général, en corrélation avec le prix du pétrole lourd à Hardisty pour les mêmes périodes.

Les prix réalisés par la société pour le gaz naturel pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 sont, en général, en corrélation avec l'indice quotidien AECO, mais peuvent ne pas toujours être en corrélation avec l'indice mensuel AECO. La raison de cette divergence est qu'en période de hausse ou de baisse rapide des prix, une partie des ventes de la société, qui reposent principalement sur l'indice quotidien, ne sera pas en corrélation avec l'indice mensuel.

Au 30 septembre 2015, les contrats dérivés sur marchandises que détenait la société s'établissaient comme suit :

Objet du contrat	Volume nominal	Durée résiduelle	Type de couverture	Prix d'exercice
Pétrole brut	2 500 b/j	1 ^{er} octobre 2015 – 31 décembre 2015	Prix fixe WTI	78,58 \$ CA
Pétrole brut	500 b/j	1 ^{er} octobre 2015 – 31 décembre 2015	Prix fixe WTI	60,52 \$ US
Pétrole brut	1 900 b/j	1 ^{er} janvier 2016 – 31 mars 2016	Prix fixe WTI	76,23 \$ CA
Pétrole brut	700 b/j	1 ^{er} janvier 2016 – 31 mars 2016	Prix fixe WTI	60,86 \$ US
Pétrole brut	2 400 b/j	1 ^{er} avril 2016 – 30 juin 2016	Prix fixe WTI	76,21 \$ CA
Pétrole brut	1 200 b/j	1 ^{er} juillet 2016 – 30 septembre 2016	Prix fixe WTI	76,86 \$ CA
Pétrole brut	900 b/j	1 ^{er} octobre 2016 – 31 décembre 2016	Prix fixe WTI	74,99 \$ CA
Gaz naturel	5 000 Gj/j	1 ^{er} octobre 2015 – 31 décembre 2015	Prix fixe AECO	3,06 \$ CA
Gaz naturel	5 000 Gj/j	1 ^{er} janvier 2016 – 31 mars 2016	Prix fixe AECO	3,06 \$ CA

Au 30 septembre 2015, les contrats sur marchandises étaient évalués à la juste valeur avec un actif de 12 431 194 \$ (8 470 910 \$ au 31 décembre 2014) inscrit au bilan et un profit latent de 3 960 284 \$ inscrit au résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015.

Au 30 septembre 2015, la société détenait le contrat sur marchandises suivant :

Objet du contrat	Volume nominal	Durée résiduelle	Type de couverture	Prix d'exercice
Gaz naturel	2 000 Gj/j	1 ^{er} janvier 2016 – 31 mars 2016	Prix fixe AECO	3,02 \$ CA

La charge de redevances pour le troisième trimestre de 2015 s'est établie à 3,81 \$/bep ou à 3 051 720 \$, ce qui représente 11 % des produits, alors que pour le deuxième trimestre de 2015, la charge de redevances a totalisé 3,45 \$/bep ou 2 192 889 \$, ce qui représente 9 % des produits. La hausse des redevances en pourcentage des produits au troisième trimestre de 2015 comparativement au deuxième trimestre de 2015 est le fait de l'ancienne production qui découle de l'acquisition de Alder Flats pour un trimestre complet dont les redevances s'élevaient à environ 18 %. La société s'attend à ce que les taux de redevances varient à mesure que les prix des marchandises évoluent.

La charge de redevances pour le troisième trimestre de 2014 s'est établie à 8,87 \$/bep ou à 4 701 831 \$, ce qui représente 13 % des produits. La baisse des redevances en pourcentage des produits au troisième trimestre de 2015, par rapport au troisième trimestre de 2014, est liée aux prix des marchandises moins élevés et à des redevances moins élevées sur les puits forés vers la fin de 2014 et de 2015, contrebalancés en partie par des taux de redevances plus élevés provenant des puits acquis par la société le 30 septembre 2014 dans l'acquisition de Wilson Creek et le 15 juin 2015 dans l'acquisition de Alder Flats.

La charge de redevances pour les neuf premiers mois de 2015 s'est établie à 3,69 \$/bep ou à 8 000 773 \$, ce qui représente 10 % des produits, alors que pour les neuf premiers mois de 2014, la charge de redevances a totalisé 8,60 \$/bep ou 11 862 719 \$, soit 13 % des produits. La baisse des redevances en pourcentage des produits au cours des neuf premiers mois de 2015, par rapport aux neuf premiers mois de 2014, est liée aux prix des marchandises moins élevés et à des redevances moins élevées sur les puits forés vers la fin de 2014 et de 2015, contrebalancés en partie par des taux de redevances plus élevés provenant des puits acquis par la société le 30 septembre 2014 dans l'acquisition de Wilson Creek et le 15 juin 2015 dans l'acquisition de Alder Flats.

La société s'attend à ce que les taux de redevances restent moins élevés en 2015 par rapport à ceux réalisés en 2014 en raison de la baisse des prix des marchandises.

Frais de production

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variation en %
Total des frais de production	11 264 333 \$	7 869 691 \$	43	28 313 619 \$	19 648 222 \$	44
Total (\$/bep)	14,05 \$	14,84 \$	(5)	13,07 \$	14,24 \$	(8)

Les frais de production se sont chiffrés à 14,05 \$/bep pour le troisième trimestre de 2015, en comparaison de 12,43 \$/bep pour le deuxième trimestre de 2015. Les frais de production par bep ont augmenté de 1,62 \$/bep au troisième trimestre de 2015 en raison des coûts initiaux liés à l'intégration des actifs de l'acquisition de Alder Flats, de l'incidence pour un trimestre complet de l'augmentation des coûts d'exploitation liés aux actifs de l'acquisition de Alder Flats et de la hausse des coûts de transport par camion et des coûts de traitement à Hutton en raison de modifications apportées aux installations afin de faire face à la hausse des volumes de production. Un projet optimal de décongestion a été entamé à Alder Flats au cours du troisième trimestre et son achèvement est prévu pour la fin du premier trimestre de 2016, ce qui devrait ramener les coûts d'exploitation de la société dans une fourchette de 12,00 \$/bep à 12,50 \$/bep. L'ensemble des coûts exprimés en dollars s'est accru de 43 % pour s'établir à 11 264 333 \$ pour le troisième trimestre de 2015, contre 7 909 969 \$ pour le deuxième trimestre de 2015. La hausse du total des frais de production est attribuable à une augmentation de 25 % de la production et à une hausse du coût unitaire.

Les frais de production par bep ont totalisé 14,05 \$/bep au troisième trimestre de 2015, en comparaison de 14,84 \$/bep au troisième trimestre de 2014. Les frais de production pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 ont augmenté de 43 % pour atteindre 11 264 333 \$, contre 7 869 691 \$ pour la période correspondante de 2014. La baisse du total des coûts de production par bep résulte de l'acquisition des biens de Wilson Creek à coût unitaire moindre. La hausse de l'ensemble des coûts exprimés en dollars provient de l'augmentation de 51 % de la production et de l'arrangement relatif à la location de l'installation en vigueur depuis janvier 2015, compensée en partie par les coûts unitaires moindres.

Le total des frais de production par bep s'est établi à 13,07 \$/bep pour les neuf premiers mois de 2015, en comparaison de 14,24 \$/bep pour la période correspondante de 2014. Les frais de production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 ont augmenté de 44 % pour atteindre 28 313 619 \$, contre 19 648 222 \$ pour la période correspondante de 2014. La baisse du total des coûts de production par bep résulte de l'acquisition des biens de Wilson Creek à coût unitaire moindre. La hausse de l'ensemble des coûts exprimés en dollars provient de l'augmentation de 57 % de la production et de l'arrangement relatif à la location de l'installation en vigueur depuis janvier 2015, compensée en partie par les coûts unitaires moindres.

Rentrées nettes d'exploitation

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variation en %
Ventes moyennes réalisées	34,64	66,62	(48)	36,20	66,77	(46)
Charge de redevances	(3,81)	(8,87)	(57)	(3,69)	(8,60)	(57)
Frais de production	(14,05)	(14,84)	(5)	(13,07)	(14,24)	(8)
Revenus nets d'exploitation des gisements	16,78	42,91	(61)	19,44	43,93	(56)
Profit réalisé (perte réalisée) sur la couverture de marchandises	5,35	(2,03)	364	4,61	(2,95)	256
Rentrées nettes d'exploitation	22,13	40,88	(46)	24,05	40,98	(41)

Les rentrées nettes d'exploitation pour le troisième trimestre de 2015 ont reculé de 19 % pour atteindre 22,13 \$/bep, en comparaison de 27,17 \$/bep pour le deuxième trimestre de 2015. Le recul découle d'une baisse de 16 % des prix du pétrole et des liquides de gaz naturel (46,56 \$/b, contre 55,47 \$/b) et d'une hausse de 13 % des charges d'exploitation par bep (14,05 \$/bep contre 12,43 \$/bep), partiellement compensées par un profit de couverture réalisé de 5,35 \$/bep au cours du troisième trimestre de 2015, en comparaison de 3,23 \$/bep au cours du deuxième trimestre de 2015.

Les rentrées nettes d'exploitation pour le troisième trimestre de 2015 ont reculé de 46 % pour s'établir à 22,13 \$/bep, contre 40,88 \$/bep pour le troisième trimestre de 2014. Le recul découle d'une baisse de 48 % des prix du pétrole et des liquides de gaz naturel (46,56 \$/b, contre 90,19 \$/b) et d'un repli de 26 % des prix du gaz naturel (3,04 \$/kpi³, contre 4,13 \$/kpi³), contrebalancés en partie par une diminution de 57 % de la charge de redevances par bep (3,81 \$/bep, contre 8,87 \$/bep), un profit de couverture réalisé de 5,35 \$/bep au troisième trimestre de 2015, en regard d'une perte de couverture réalisée de 2,03 \$/bep au troisième trimestre de 2014 et une baisse des charges d'exploitation par bep de 5 % (14,05 \$/bep, contre 14,84 \$/bep).

Les rentrées nettes d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2015 ont reculé de 41 % pour s'établir à 24,05 \$/bep, contre 40,98 \$/bep pour les neuf premiers mois de 2014. Le recul découle d'une baisse de 48 % des prix du pétrole et des liquides de gaz naturel (48,53 \$/b, contre 92,49 \$/b) et d'une chute de 34 % des prix du gaz naturel (2,93 \$/kpi³, contre 4,46 \$/kpi³), contrebalancé en partie par une diminution de 57 % de la charge de redevances par bep (3,69 \$/bep, contre 8,60 \$/bep), un profit de couverture réalisé de 4,61 \$/bep au troisième trimestre de 2015, en regard d'une perte de couverture réalisée de 2,95 \$/bep au troisième trimestre de 2014 et une baisse des charges d'exploitation par bep de 8 % (13,07 \$/bep, contre 14,24 \$/bep).

Charges générales et administratives

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variations en %
Charges brutes	2 176 842 \$	2 178 671 \$	(0)	6 840 598 \$	5 805 576 \$	18
Charges inscrites à l'actif et recouvrements	(443 419)	(428 118)	4	(1 381 798)	(1 222 895)	13
Charges générales et administratives	1 733 423 \$	1 750 553 \$	(1)	5 458 800 \$	4 582 681 \$	19
Total (\$/bep)	2,16 \$	3,30 \$	(35)	2,52 \$	3,32 \$	(24)

Les charges générales et administratives pour le troisième trimestre de 2015 se sont chiffrées à 1 733 423 \$, soit 2,16 \$/bep, contre 1 652 686 \$, soit 2,60 \$/bep au deuxième trimestre de 2015. Les coûts dans leur ensemble ont augmenté de 5 % au cours du troisième trimestre de 2015 en raison des coûts liés à l'acquisition de Alder Flats, mais le coût unitaire a reculé de 17 % au cours du troisième trimestre de 2015 grâce à une progression de 25 % de la production.

Les charges générales et administratives pour le troisième trimestre de 2014 se sont chiffrées à 1 750 553 \$, soit 3,30 \$/bep. La baisse de 35 % des coûts par bep au cours du troisième trimestre de 2015 découle de l'augmentation de 51 % de la production sans charges générales et administratives supplémentaires.

Les charges générales et administratives pour les neuf premiers mois de 2015 se sont chiffrées à 5 458 800 \$, soit 2,52 \$/bep comparativement à 4 582 681 \$, ou 3,32 \$/bep pour la période correspondante de 2014. Les coûts dans leur ensemble ont augmenté à 5 458 800 \$ au cours des neuf premiers mois de 2015 en raison de la croissance des activités de Tamarack, mais le coût unitaire a reculé de 24 % au cours des neuf premiers mois de 2015 grâce à une progression de 57 % de la production.

Charges de rémunération fondée sur des actions

Les charges de rémunération fondée sur des actions se rapportant aux actions privilégiées, aux options sur actions et aux attributions d'actions restreintes ont totalisé 699 933 \$ et 2 297 279 \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, par rapport aux charges de 890 858 \$ et de 2 011 064 \$ inscrites pour les périodes correspondantes de 2014. La charge de rémunération fondée sur des actions est calculée en fonction des périodes d'acquisition des droits, cette acquisition étant dégressive.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, la société a inscrit à l'actif des charges de rémunération fondée sur des actions de 338 013 \$ et de 1 132 209 \$ se rapportant aux activités de prospection et de mise en valeur, tandis que pour les périodes correspondantes de 2014, elle avait inscrit à l'actif des montants de 370 581 \$ et de 869 017 \$ au même titre.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, la société a émis 100 000 options assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 2,62 \$ l'action et elle a émis 18 000 unités d'actions restreintes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la société a émis 157 000 options assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 3,19 \$ l'action et elle a émis 43 000 unités d'actions restreintes.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, 65 416 actions privilégiées ont été échangées contre 12 742 actions ordinaires sans décaissement et 29 167 options sur actions ont été exercées à un prix d'exercice de 3,60 \$ l'action, pour un produit brut totalisant 105 001 \$.

Intérêts

Les charges d'intérêts ont totalisé 1 387 002 \$ et 4 043 972 \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, en comparaison de 686 006 \$ et de 1 502 398 \$ pour les périodes correspondantes de 2014. La société avait prélevé 94 423 028 \$ sur sa facilité de crédit renouvelable au 30 septembre 2015, en comparaison de 100 274 534 \$ au 30 septembre 2014. La hausse des charges d'intérêts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux périodes correspondantes de 2014 est le fait de l'augmentation des montants moyens prélevés d'un exercice à l'autre sur la facilité de crédit renouvelable. Le montant moyen prélevé sur la période de neuf mois pour 2015 s'est chiffré à environ 97 millions de dollars par rapport à un montant moyen prélevé d'environ 53 millions de dollars pour 2014.

Épuisement et amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et charge de désactualisation

La société calcule l'épuisement de ses immobilisations corporelles sur la base de ses réserves prouvées et probables. La valeur comptable des terrains non mis en valeur inclus dans les actifs de prospection et d'évaluation fait aussi l'objet d'un amortissement sur leur durée résiduelle qui est imputé au poste « Épuisement et amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles ».

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variations en %
Épuisement et amortissement des immobilisations corporelles	13 901 611 \$	11 195 137 \$	24	43 165 433 \$	28 220 277 \$	53
Amortissement des concessions non mises en valeur	172 483	813 738	(79)	568 000	2 378 068	(76)
Charge de désactualisation	267 592	156 540	71	708 614	451 648	57
Total	14 341 686 \$	12 165 415 \$	18	44 442 047 \$	31 049 993 \$	43
Épuisement et amortissement (\$/bep)	17,34 \$	21,11 \$	(18)	19,93 \$	20,45 \$	(3)
Amortissement des immobilisations incorporelles (\$/bep)	0,22	1,53	(86)	0,26	1,72	(85)
Charge de désactualisation (\$/bep)	0,33	0,30	10	0,33	0,33	0
Total (\$/bep)	17,89 \$	22,94 \$	(22)	20,52 \$	22,50 \$	(9)

La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation par bep pour le troisième trimestre de 2015 a diminué de 17 % pour s'établir à 17,89 \$/bep, en comparaison de 21,55 \$/bep pour le deuxième trimestre de 2015. La baisse de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation au troisième trimestre par rapport au deuxième trimestre de 2015 découle de l'augmentation du pourcentage de la production totale émanant des biens liés au pétrole présentant un coût plus faible de la formation de Cardium du fait de l'acquisition de Alder Flats. La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation pour le troisième trimestre de 2015 s'est établie à 14 341 686 \$, en comparaison de 13 711 122 \$ au deuxième trimestre de 2015. L'augmentation de 5 % de la charge totale d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation s'explique par une hausse de 25 % de la production, compensée en partie par une diminution de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation unitaire par bep. Cette diminution de 21,55 \$/bep à 17,89 \$/bep du taux par bep est attribuable aux ajouts de réserves estimés à l'interne par suite des forages horizontaux dans la formation de Cardium, à Wilson Creek, en 2015, au rendement meilleur que prévu de la production à Hatton et à la diminution de 10 % à 20 % des dépenses de mise en valeur futures.

La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation par bep pour le troisième trimestre de 2015 s'est établie à 17,89 \$/bep, en comparaison de 22,94 \$/bep pour le troisième trimestre de 2014. La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation pour le troisième trimestre de 2015 s'est établie à 14 341 686 \$, en comparaison de 12 165 415 \$ pour le troisième trimestre de 2014. La baisse enregistrée de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation pour le troisième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 2014 découle de la diminution du taux d'amortissement et de l'augmentation du pourcentage de la production totale émanant des biens présentant un coût moins élevé de la formation de Cardium et des biens liés au pétrole lourd. La hausse de 18 % du total de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation découle de l'augmentation de 51 % de la production,

atténuée par une réduction de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation unitaire par bep.

La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation par bep pour les neuf premiers mois de 2015 s'est établie à 20,52 \$/bep, en comparaison de 22,50 \$/bep pour les neuf premiers mois de 2014. La charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation pour les neuf premiers mois de 2015 s'est établie à 44 442 047 \$, en comparaison de 31 049 993 \$ pour les neuf premiers mois de 2014. La diminution de la charge d'épuisement et d'amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation découle d'une diminution du taux d'amortissement. La hausse de 43 % du total de la charge d'épuisement et d'amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation découle de l'augmentation de 57 % de la production, compensée en partie par une réduction de la charge d'épuisement et d'amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation unitaire par bep.

Impôt sur le résultat

La société n'a engagé aucune charge d'impôt en trésorerie pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, et elle ne s'attend pas à devoir faire un paiement d'impôt en trésorerie en 2015 ou en 2016, compte tenu des prix des marchandises actuels, des prévisions quant à son revenu imposable, des comptes fiscaux existants et des dépenses d'investissement prévues.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, la société a comptabilisé un recouvrement d'impôt sur le résultat différé se chiffrant à 2 929 781 \$ et à 8 065 362 \$, comparativement à une charge d'impôt sur le résultat différé de 2 557 428 \$ et de 5 275 236 \$ pour les périodes correspondantes de 2014. Le recouvrement d'impôt sur le résultat différé comptabilisé au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 s'explique par une perte avant impôt alors que la charge d'impôt sur le résultat différé comptabilisée au cours des périodes correspondantes de 2014 s'explique par la comptabilisation d'un bénéfice avant impôt.

Le 29 juin 2015, le taux d'impôt général des sociétés en Alberta est passé de 10 % à 12 %, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2015.

Fonds provenant des activités d'exploitation et bénéfice net

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variations en %
Ventes de pétrole et de gaz naturel	27 779 319 \$	35 333 256 \$	(21)	78 420 495 \$	92 153 776 \$	(15)
Redevances	(3 051 720)	(4 701 831)	35	(8 000 773)	(11 862 719)	33
Profit réalisé (perte réalisée) sur des instruments financiers	4 288 134	(1 074 942)	499	9 987 577	(4 072 738)	345
Frais de production	(11 264 333)	(7 869 691)	(43)	(28 313 619)	(19 648 222)	(44)
Charges générales et administratives	(1 733 423)	(1 750 553)	1	(5 458 800)	(4 582 681)	(19)
Coûts de transaction	(12 791)	(3 441 352)	100	(1 044 308)	(3 441 352)	70
Intérêts	(1 387 002)	(686 006)	(102)	(4 043 972)	(1 502 398)	(169)
Fonds provenant des activités d'exploitation	14 618 184 \$	15 808 881 \$	(8)	41 546 600 \$	47 043 666 \$	(12)

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour le troisième trimestre de 2015 se sont établis à 14 618 184 \$ (0,15 \$ par action – de base et après dilution), comparativement à 13 185 630 \$ (0,16 \$ par action – de base et après dilution) pour le deuxième trimestre de 2015. La hausse des fonds provenant des activités d'exploitation découle essentiellement de l'augmentation de 25 % de la production, d'un profit de couverture réalisé plus élevé et de coûts de transaction de 1 031 517 \$ liés à l'acquisition de Alder Flats réalisée au cours du deuxième trimestre de 2015, atténués par un recul de 16 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel et des redevances et des charges d'exploitation plus élevées.

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 se sont établis à 14 618 184 \$ (0,15 \$ par action – de base et après dilution), comparativement à 15 808 881 \$ (0,26 \$ par action – de base et 0,25 \$ par action – après dilution) pour le trimestre correspondant de 2014. La baisse des fonds provenant des activités d'exploitation résulte essentiellement du recul de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel, d'une baisse de 26 % du prix du gaz naturel, d'une hausse des charges d'intérêts et des frais de production plus élevés découlant de l'augmentation de la production, partiellement compensés par un profit de couverture réalisé au troisième trimestre de 2015, en comparaison d'une perte de couverture réalisée au troisième trimestre de 2014, et par l'augmentation de 51 % de la production et d'une réduction de la charge de redevances.

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2015 se sont établis à 41 546 600 \$ (0,47 \$ par action – de base et après dilution), comparativement à 47 043 666 \$ (0,81 \$ par action – de base et 0,79 \$ par action – après dilution) pour la période correspondante de 2014. La baisse des fonds provenant des activités d'exploitation découle essentiellement du recul de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel ainsi que de la baisse de 34 % du prix du gaz naturel, de la hausse des charges d'intérêts et des charges liées à la production à la suite de la croissance de la production, contrebalancés en partie par une hausse du profit de couverture réalisé au cours des neuf premiers mois de 2015 par rapport à une perte de couverture réalisée au cours des neuf premiers mois de 2014 de même qu'une poussée de 57 % de la production et une charge de redevances moins élevée.

(en \$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variations en %
Ventes de pétrole et de gaz naturel	34,64 \$	66,62 \$	(48)	36,20 \$	66,77 \$	(46)
Redevances	(3,81)	(8,87)	57	(3,69)	(8,60)	57
Profit réalisé (perte réalisée) sur des instruments financiers	5,35	(2,03)	364	4,61	(2,95)	256
Frais de production	(14,05)	(14,84)	5	(13,07)	(14,24)	8
Charges générales et administratives	(2,16)	(3,30)	35	(2,52)	(3,32)	24
Coûts de transaction	(0,02)	(6,49)	100	(0,48)	(2,49)	81
Intérêts	(1,73)	(1,29)	(34)	(1,87)	(1,09)	(71)
Fonds provenant des activités d'exploitation	18,23 \$	29,81 \$	(39)	19,18 \$	34,09 \$	(44)

Les fonds provenant des activités d'exploitation par bep pour le troisième trimestre de 2015 se sont établis à 18,23 \$/bep, comparativement à 20,72 \$/bep pour le deuxième trimestre de 2015 en raison d'un recul de 16 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel et d'une intensification des redevances unitaires et des charges d'exploitation unitaires, contrés en partie par un profit de couverture réalisé plus élevé, une baisse des charges générales et administratives et des coûts de transaction de 1,62 \$/bep découlant de la transaction de Alder Flats qui a été réalisée au cours du deuxième trimestre de 2015.

La société a enregistré une perte nette de 15 063 870 \$ (0,15 \$ par action – de base et après dilution) pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, en comparaison d'une perte nette de 2 141 787 \$ (0,03 \$ par action – de base et après dilution) pour le deuxième trimestre de 2015. La société a comptabilisé une perte nette plus élevée pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement au deuxième trimestre de 2015 du fait d'une dépréciation des immobilisations corporelles, d'une baisse de 16 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel, d'une hausse des coûts de production attribuable à la croissance de 25 % de la production et d'un accroissement de 14 % des charges par bep, contrebalancés en partie par un profit latent sur des instruments financiers inscrit au troisième trimestre de 2015 comparativement à une perte latente pour le deuxième trimestre de 2015, et des coûts de transaction liés à l'acquisition de Alder Flats, lesquels ont été engagés au cours du deuxième trimestre de 2015.

La société a inscrit une perte nette de 15 063 870 \$ (0,15 \$ par action de base et après dilution) pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 6 790 587 \$ (0,11 \$ par action de base et après dilution) pour la période correspondante de 2014. La perte nette comptabilisée par la société pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à un bénéfice net pour la période correspondante de 2014 résulte d'une dépréciation des immobilisations corporelles, du recul de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel, d'une baisse de 26 % du prix du gaz naturel, d'une hausse de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation, d'un profit sur la sortie d'immobilisations corporelles moindre et de frais de production plus élevés découlant de l'augmentation de la production, partiellement compensés par un profit de couverture latent plus élevé au troisième trimestre de 2015, en comparaison du troisième trimestre de 2014, par un recouvrement d'impôt différé au cours du troisième trimestre de 2015 par rapport à une charge d'impôt différé pour le troisième trimestre de 2014, et par l'augmentation de 51 % de la production.

La société a enregistré une perte nette de 22 447 287 \$ (0,26 \$ par action – de base et après dilution) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, en comparaison d'un bénéfice net de 13 823 840 \$ (0,24 \$ par action, de base et 0,23 \$ par action, après dilution) pour la période correspondante de 2014. La perte nette comptabilisée par la société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014 résulte d'une dépréciation des immobilisations corporelles, du recul de 48 % des prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel, d'une baisse de 34 % du prix du gaz naturel, d'une hausse de la charge d'épuisement et d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et de désactualisation, d'un profit sur la sortie d'immobilisations corporelles en 2014 et à des frais de production plus élevés découlant de l'augmentation de la production, partiellement compensés par un profit de couverture latent plus élevé pour 2015, en comparaison de 2014, par un recouvrement d'impôt différé pour 2015 en regard d'une charge d'impôt différé pour 2014, et par l'augmentation de 57 % de la production.

Dépenses d'investissement (y compris les dépenses de prospection et d'évaluation)

Le tableau suivant présente un sommaire des dépenses d'investissement et des sorties d'immobilisations corporelles, exclusion faite des éléments sans effet sur la trésorerie :

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	Variation en %	2015	2014	Variations en %
Terrains	1 172 \$	217 579 \$	(99)	412 716 \$	2 940 187 \$	(86)
Données géologiques et géophysiques	45 486	393 529	(88)	52 995	684 966	(92)
Forage et complétions	15 253 544	27 416 874	(44)	28 068 238	80 509 114	(65)
Matériel et installations	6 548 911	6 595 543	(1)	14 059 263	15 903 942	(12)
Charges générales et administratives inscrites à l'actif	228 275	(44 029)	(618)	712 687	641 655	11
Matériel de bureau	150 336	7 929	1 796	151 821	45 729	232
Total des dépenses d'investissement	22 227 724 \$	34 587 425 \$	(36)	43 457 720 \$	100 725 593 \$	(57)
Acquisition de biens	1 230 258	166 056 562	(99)	55 403 908	166 056 562	(67)
Produit de la sortie d'immobilisations corporelles	(292 354)	(4 269 237)	(93)	(2 247 937)	(4 653 090)	(52)
Total des dépenses d'investissement nettes	23 165 628	196 374 750	(88)	9 661 3691	262 129 065	(63)

Au cours du troisième trimestre de 2015, la société a équipé 2 puits horizontaux (2,0 puits nets) préalablement forés et complétés dans la formation de Cardium, elle a foré, complété et équipé 2 puits horizontaux (2,0 puits nets) dans la formation de Cardium, elle a foré et complété 2 puits de pétrole horizontaux (1,6 puits net) dans la formation de Cardium et elle a foré 2 puits de pétrole horizontaux (1,8 puits net) dans la formation de Cardium, tous dans la région de Wilson Creek/Alder Flats. La société a également commencé des infrastructures de décongestion dans la zone récemment acquise de Alder Flats dans le but d'optimiser les activités grâce à l'augmentation de la capacité et à la réduction des coûts d'exploitation. Ce projet se poursuivra pour tout le reste de l'exercice en cours et sera achevé à la clôture du premier trimestre de 2016.

Depuis la clôture du deuxième trimestre de 2015, la société a mené à terme quatre acquisitions complémentaires mineures dans la zone de Wilson Creek, soit une acquisition au cours du troisième trimestre et trois acquisitions au cours du quatrième trimestre. Le total des coûts, compte non tenu des ajustements, s'est établi à 3 112 000 \$; la production a augmenté de 103 bep/j et 35,75 parcelles (3,64 parcelles nettes) de terrains prometteurs ont été ajoutées.

Le 29 juillet 2015, la société a réduit son budget de dépenses d'investissement pour 2015 de 6,5 % à 11,5 % pour un budget de l'ordre de 71 à 76 millions de dollars (compte non tenu des coûts liés à l'acquisition de Alder Flats) du fait de la chute du prix du pétrole brut WTI à 45 \$ US/b. Tamarack est prête à ajuster son budget de dépenses d'investissement pour tenir compte des variations futures des prix des marchandises à mesure que l'exercice progresse afin de maintenir son capital et générer un rendement rapide sur les futurs investissements.

Sommaire des forages de 2015 (y compris les puits forés par battage au 30 septembre 2015)		
	Brut	Net
Cardium	11,0	10,5
Total	11,0	10,5

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2015, la société a cédé ses participations dans certaines infrastructures liées au pétrole et au gaz naturel en contrepartie de 292 354 \$. La production tirée de ces biens représentait environ 65 bep/j au moment de la vente. La société continuera de céder des biens non essentiels.

Les terrains non mis en valeur de la société avaient une superficie nette de 215 150 acres à la clôture du troisième trimestre de 2015.

Dépréciation

Au 30 septembre 2015, les montants recouvrables des unités génératrices de trésorerie (« UGT ») ont été estimés comme correspondant à la juste valeur diminuée des coûts de vente selon la valeur actualisée nette des flux de trésorerie avant impôt provenant des réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz naturel estimées par la société à un taux d'actualisation de 8 % à 15 %. Les prix utilisés pour estimer la juste valeur diminuée des coûts de vente correspondant aux prix moyens utilisés par les trois évaluateurs de réserves indépendants. En raison essentiellement de la volatilité défavorable continue des prix du pétrole et du gaz naturel, contrée en partie par les réductions des coûts futurs, il a été établi que la valeur comptable nette de certaines UGT productrices de pétrole et de gaz naturel a excédé le montant recouvrable et la société a comptabilisé une charge de dépréciation de 29 100 000 \$ (56 290 000 \$ en 2014). Les charges de dépréciation ont principalement trait à l'importante baisse des prix des marchandises qui a été prise en compte dans les prévisions à la baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel formulées par les évaluateurs de réserves indépendants. Étant donné que le montant recouvrable des UGT est sensible à une baisse des prix des marchandises, d'autres charges de dépréciation pourraient être comptabilisées dans les périodes futures.

UGT	Dépréciation	Valeur recouvrable
Quaich	491 000	4 371 000
Hanlan	712 000	–
Minor Properties	561 000	–
Viking Oil	26 647 000	43 655 000
Peace River Arch	689 000	2 123 000

Situation de trésorerie et sources de financement

La dette nette de Tamarack, incluant le fonds de roulement négatif exclusion faite de la juste valeur des instruments financiers, se chiffrait à 105 837 205 \$ au 30 septembre 2015. La dette nette de Tamarack au 30 septembre 2014 s'établissait à 121 684 316 \$ et à 129 798 673 \$ au 31 décembre 2014. Au cours des neuf premiers mois de 2015, la société a réduit sa dette nette de 23 961 468 \$, ce qui lui a permis d'améliorer sa souplesse financière. Le ratio de la dette nette de Tamarack au 30 septembre 2015 sur les fonds provenant des activités d'exploitation annualisés du troisième trimestre de 2015 était de 1,8 fois, comparativement à 1,9 fois au 30 septembre 2014 et à 1,7 fois au 31 décembre 2014.

Le 3 juin 2015, la société a réalisé un financement par voie de prise ferme visant l'émission de 17 197 000 actions ordinaires à raison de 3,78 \$ l'action, pour un produit brut total de 65 004 660 \$. Certains dirigeants, administrateurs et salariés ont acquis 18 600 actions ordinaires pour un produit brut de 70 308 \$. Le 10 juin 2015, l'option de surallocation a été exercée, ce qui a donné lieu à l'émission de 2 579 550 actions ordinaires à 3,78 \$ l'action, pour un produit brut totalisant 9 750 699 \$.

Le 3 juin 2015, la société a également émis 2 186 800 actions ordinaires accréditives, relativement aux frais d'aménagement au Canada, au prix de 4,15 \$ l'action pour un produit brut total de 9 075 220 \$. Certains dirigeants, administrateurs et salariés ont acquis 26 800 actions ordinaires accréditives pour un produit brut de 111 220 \$.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, 65 416 actions privilégiées ont été échangées contre 12 742 actions ordinaires sans décaissement et 29 167 options sur actions ont été exercées à raison de 3,60 \$ l'action pour un produit brut total de 105 001 \$.

Au 30 septembre 2015 et au 10 novembre 2015, il y avait 99 933 725 actions ordinaires, 1 110 584 actions privilégiées, 4 140 551 options et 449 500 attributions d'actions restreintes en circulation. Au 31 décembre 2014, il y avait 77 928 466 actions ordinaires, 1 176 000 actions privilégiées, 4 147 386 options et 406 500 attributions d'actions restreintes en circulation. Le nombre moyen pondéré de base d'actions ordinaires de la société en circulation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 s'établissait à 99 933 725 et à 87 532 408.

Au 30 septembre 2015, la société disposait d'une facilité de crédit renouvelable d'un montant de 155 000 000 \$ et d'une facilité de crédit d'exploitation de 10 000 000 \$ (collectivement, la « facilité »). La facilité a une durée de 364 jours et pourra être prorogée pour une autre période de 364 jours à partir du 27 mai 2016. Si elle n'est pas prorogée, la facilité cessera d'être renouvelée et la totalité des avances en cours deviendra remboursable un an après cette date de prorogation, soit le 27 mai 2017. Le taux d'intérêt sur la facilité de crédit renouvelable et la facilité de crédit d'exploitation se fonde sur une grille comprenant des catégories de taux déterminées en fonction du ratio dette nette-flux de trésorerie. Le taux d'intérêt variera d'un plancher correspondant au taux préférentiel de la banque majoré de 1,0 % à un plafond correspondant au taux préférentiel de la banque majoré de 2,5 %. La commission d'attente liée à la facilité selon la grille susmentionnée variera d'un plancher correspondant à 0,5 % de la tranche non prélevée de la facilité de crédit à un plafond de 0,875 % de cette même tranche. La facilité a été garantie par une débenture supplémentaire de 300 millions de dollars assortie d'une charge flottante grevant la totalité des actifs. Comme les limites d'emprunt des facilités se fondent sur l'interprétation que fait la banque des réserves de la société et des prix des marchandises à l'avenir, il n'existe aucune garantie quant au montant des facilités disponibles qui sera établi à chaque examen prévu. Le prochain examen semestriel doit avoir lieu au cours du quatrième trimestre de 2015.

Aux termes de la facilité, la société a accepté une clause restrictive stipulant qu'elle doit maintenir en tout temps un ratio de liquidité générale ajusté d'au moins 1,0 pour 1,0. Aux termes des facilités de crédit, le ratio de liquidité générale ajusté s'entend des actifs courants compte non tenu des actifs dérivés, mais incluant la partie non prélevée de la facilité, divisés par les passifs courants, compte non tenu de la dette bancaire et des passifs dérivés courants. La société respecte toutes ses clauses restrictives.

Dans le contexte de la récente baisse des prix des marchandises et de la volatilité continue au sein de l'industrie pétrolière et gazière, la stratégie de Tamarack demeure axée sur le maintien de son bilan en ajustant les dépenses d'investissement liées aux variations des prix des marchandises. La société désire conserver de la latitude à l'égard de son bilan pour pouvoir être opportuniste et pour profiter de possibles occasions d'acquisitions dans ses principaux secteurs d'activités pouvant se présenter à elle pendant que les prix des marchandises sont bas. Tamarack s'emploiera à forer des puits ciblant un retour sur investissement en 1,5 an ou moins. Elle mettra également l'accent sur la réduction des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation de manière à maintenir l'efficience sur le plan des investissements.

Prévisions pour 2015

Le 14 mai 2015, la société, dans le cadre de l'acquisition de Alder Flats, a annoncé un budget d'investissement de 2015 modifié et des prévisions pour 2015 fondés sur les prix de référence moyens suivants : 63,00 \$/b à Edmonton et 2,60 \$/Gj pour AECO.

Le budget d'investissement et les prévisions pour 2015 se présentaient comme suit :

- un programme d'investissement compris dans une fourchette de 76 à 86 millions de dollars en plus d'un montant de 55 millions de dollars pour l'acquisition de Alder Flats (total de 130 à 140 millions de dollars);
- une production estimée à une moyenne de 8 000 à 8 200 bep/j (environ 58 % à 62 % de pétrole et de LGN);
- un taux de production à la fin de 2015 d'environ 10 000 bep/j (environ 58 % à 62 % de pétrole et de LGN).

Le 29 juillet 2015, à la suite du repli de 15 % du prix du pétrole, Tamarack a annoncé qu'elle diminuait les dépenses d'investissement pour le reste de 2015. La société a réduit son programme d'investissement de 6,5 % à 11,6 %, passant d'une fourchette de 76 à 86 millions de dollars à une fourchette de 70 à 75 millions de dollars. Ce nouveau programme d'investissement est fondé sur un prix WTI de 45,00 \$/b, un prix à Edmonton de 53,50 \$/b, d'un prix AECO de 2,75 \$/Gj et d'un dollar canadien évalué à 0,77 \$ pour le second semestre de 2015.

Le budget d'investissement et les prévisions actuels de 2015 se présentent comme suit :

- un programme d'investissement compris dans une fourchette de 70 à 75 millions de dollars en plus d'un montant de 55 millions de dollars pour l'acquisition de Alder Flats (total de 125 à 130 millions de dollars);
- une production estimée à une moyenne de 8 000 à 8 200 bep/j (environ 55 % à 60 % de pétrole et de LGN);
- un taux de production à la fin de 2015 de 9 200 à 9 500 bep/j (environ 55 % à 60 % de pétrole et de LGN);
- un ratio de la dette par rapport aux flux de trésorerie tirés de l'exploitation annualisé pour le quatrième trimestre de 2015 d'environ 1,75 fois à la fin de l'exercice 2015, en fonction des hypothèses portant sur les prix des marchandises susmentionnées.

Au cours des neuf premiers mois de 2015, Tamarack a mis l'accent sur la réduction de la dette afin de conserver une certaine souplesse financière. Tamarack est prête à ajuster son budget d'investissement pour tenir compte des variations des prix des marchandises au fil de l'exercice dans le but de maintenir son capital et s'assurer d'un rendement croissant sur les futurs investissements.

Le 10 novembre 2015, la société a annoncé les améliorations des prévisions en matière de production suivantes :

- une production estimée à une moyenne de 8 200 à 8 300 bep/j (environ 55 % à 60 % de pétrole et de LGN);
- un taux de production à la fin de 2015 de 9 500 à 9 700 bep/j (environ 55 % à 60 % de pétrole et de LGN);

Engagements

Le tableau suivant présente un sommaire des engagements de la société au 30 septembre 2015.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Baux visant les locaux à bureaux ¹⁾	179 475	418 178	99 594	–	–	–	–	–
Engagements d'achat ferme ²⁾	248 400	988 200	985 500	985 500	–	–	–	–
Engagements de forage ³⁾	12 760 000	9 240 000	9 000 000	–	–	–	–	–
Frais de location ⁴⁾	935 535	3 742 125	3 742 125	3 742 125	3 742 125	3 742 125	3 742 125	1 871 063
Total	14 123 410	14 388 503	13 827 219	4 727 625	3 742 125	3 742 125	3 742 125	1 871 063

- 1) Baux visant des locaux à bureaux.
- 2) Engagements relatifs à des pipelines visant à livrer un minimum de 1 887 b/j de pétrole brut/condensat sous réserve d'une provision d'achat ferme de 1,43 \$/b. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la société a livré une moyenne de 1 560 b/j de liquide par ce pipeline. La durée résiduelle est de 37 mois.
- 3) Engagements visant le forage et la complétion de puits relativement aux accords d'affermage conclus le 19 août 2013. Au total, 15 à 20 puits nets doivent être forés d'ici le 31 décembre 2016, pourvu que la société obtienne l'accès à certains terrains auxquels l'accès est actuellement interdit en raison de conditions réglementaires. Au 30 septembre 2015, la société avait rempli environ 39 % à 52 % de ses engagements en matière de forage. Elle estime que les dépenses d'investissement nécessaires pour remplir les engagements résiduels s'établiront entre 22 et 40 millions de dollars. Le tableau ci-dessus montre les engagements attendus moyens.
- 4) Frais de location de 311 845 \$ par mois pour une période maximale de 90 mois débutant en janvier 2015 connexes aux quatre installations.

Mesures non conformes aux IFRS et autres mesures conformes aux IFRS

Le présent document présente des « fonds provenant des activités d'exploitation », qui est une autre mesure conforme aux IFRS présentée dans les états financiers consolidés. La société utilise les fonds provenant des activités d'exploitation comme une mesure clé, car ils attestent de la capacité de la société à générer les fonds nécessaires au remboursement de la dette et au financement des dépenses d'investissement futures. Le présent document renferme aussi les expressions « dette nette » et « rentrées nettes d'exploitation », qui sont des mesures financières non conformes aux IFRS. La société utilise ces mesures pour mieux évaluer sa performance. Ces mesures financières non conformes aux IFRS n'ont pas de sens normalisé prescrit par les IFRS et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La société recourt à la dette nette (soit la dette bancaire diminuée du fonds de roulement et exclusion faite de la juste valeur des instruments financiers) comme mesure de rechange de l'encours de la dette. La société considère les rentrées nettes d'exploitation du siège social comme une mesure clé, car elles rendent compte de la rentabilité de la société compte tenu des prix actuels des marchandises. Les rentrées nettes d'exploitation, qui n'ont pas d'équivalents en IFRS, sont calculées par bep en déduisant les redevances et les coûts d'exploitation des ventes de pétrole et de gaz naturel, y compris les profits et les pertes réalisés sur les contrats dérivés sur marchandises.

- a) **Fonds provenant des activités d'exploitation** – Il se pourrait que la méthode de calcul des fonds provenant des activités d'exploitation de Tamarack diffère de celle utilisée par d'autres sociétés et que, par conséquent, cette mesure ne soit pas comparable à celles présentées par d'autres sociétés. Tamarack calcule les fonds provenant des activités d'exploitation comme étant le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminé selon les IFRS, avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Ces dernières ont trait aux activités d'exploitation et aux dépenses d'abandon, que la société considère comme moins utiles dans le cadre de l'évaluation de la performance opérationnelle de Tamarack en raison de l'incertitude liée au moment du recouvrement, du paiement ou de la survenance de ces éléments. Tamarack utilise les fonds provenant des activités d'exploitation comme une mesure clé, car ils attestent de la capacité de la société à générer les fonds nécessaires au remboursement de la dette et au financement des dépenses d'investissement futures. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action sont calculés en fonction du même nombre moyen

pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat de base et dilué par action. Le tableau qui suit donne un aperçu du rapprochement :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	11 738 543 \$	17 498 523 \$	37 939 616 \$	45 414 752 \$
Dépenses d'abandon	(233)	136 739	154 574	411 907
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	2 879 874	(1 826 381)	3 452 410	1 217 007
Fonds provenant des activités d'exploitation	14 618 184 \$	15 808 881 \$	41 546 600 \$	47 043 666 \$
Fonds provenant des activités d'exploitation par action - de base	0,15 \$	0,26 \$	0,47 \$	0,81 \$
Fonds provenant des activités d'exploitation par action - dilués	0,15 \$	0,25 \$	0,47 \$	0,79 \$

- b) **Rentrées nettes d'exploitation** – La direction utilise certaines normes de référence du secteur, comme les rentrées nettes d'exploitation, pour analyser la performance financière et opérationnelle. La présente norme de référence n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS et, par conséquent, elle pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires établies par d'autres entités. Les rentrées nettes d'exploitation correspondent au total des ventes de pétrole et de gaz naturel, y compris les profits et les pertes réalisés sur les contrats dérivés sur marchandises, diminué des redevances et de coûts d'exploitation, par bep. La direction considère les rentrées nettes d'exploitation comme une mesure importante de l'évaluation de sa performance opérationnelle, car elles rendent compte de la rentabilité du gisement compte tenu des prix actuels des marchandises. Le calcul des rentrées nettes d'exploitation de la société est présenté à la page 7, à la rubrique intitulée « Rentrées nettes d'exploitation ».
- c) **Dettes nettes** – Tamarack suit de près sa structure de capital en vue de maintenir un bilan solide nécessaire au financement de la croissance future de la société. Elle surveille notamment la dette nette composant sa structure de capital. La dette nette n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS et, par conséquent, elle pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires établies par d'autres entités. La direction considère la dette nette comme une mesure importante, car elle permet de dresser un tableau plus complet des passifs en trésorerie.

Le tableau qui suit illustre le calcul de la dette nette de la société (exclusion faite de l'incidence des contrats dérivés).

	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	– \$	830 104 \$
Débiteurs	16 138 038	20 370 676
Charges payées d'avance	885 431	810 983
Créditeurs et charges à payer	(28 437 646)	(51 610 436)
Dettes bancaires	(94 423 028)	(100 200 000)
Dettes nettes	(105 837 205) \$	(129 798 673) \$

Principales informations trimestrielles

Trimestres clos les	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013
Volumes de vente								
Gaz naturel (<i>kp³/j</i>)	22 005	16 972	17 864	17 518	12 462	12 033	11 093	10 349
Pétrole et LGN (<i>b/j</i>)	5 049	4 163	5 115	4 761	3 688	3 197	2 333	2 611
Nombre moyen de bep/j (<i>6:1</i>)	8 717	6 992	8 092	7 681	5 765	5 203	4 182	4 336
Prix reçus pour les produits								
Gaz naturel (<i>\$/kp³</i>)	3,04	2,80	2,91	3,91	4,13	4,37	4,93	3,72
Pétrole et LGN (<i>\$/b</i>)	46,56	55,47	48,33	62,87	90,19	94,65	93,23	77,78
Équivalent pétrole (<i>\$/bep</i>)	34,64	39,82	34,75	47,89	66,62	68,27	65,09	55,72
<i>(en milliers, sauf les montants par action)</i>								
Résultats financiers								
Produits bruts	27 779	25 331	25 311	33 839	35 333	32 322	24 498	22 224
Fonds provenant des activités d'exploitation	14 618	13 186	13 743	19 128	15 809	17 790	13 445	10 505
Par action – de base	0,15	0,16	0,18	0,25	0,26	0,29	0,26	0,24
Par action – dilués	0,15	0,16	0,18	0,25	0,25	0,29	0,25	0,23
Bénéfice net (perte nette)	(15 064)	(2 142)	(5 242)	(38 991)	6 791	5 243	1 791	10 855
Par action – de base	(0,15)	(0,03)	(0,07)	(0,50)	0,11	0,09	0,03	0,37
Par action – dilué(e)	(0,15)	(0,03)	(0,07)	(0,50)	0,11	0,08	0,03	0,37
Entrée d'immobilisations corporelles, déduction faite du produit	21 936	14 246	5 028	26 774	30 318	40 742	25 012	22 010
Acquisitions de biens nettes	1 230	54 174	–	–	166 057	–	–	–
Acquisitions d'entreprises	–	–	–	–	–	–	–	57 135
Total des actifs	549 652	561 977	482 227	497 578	525 003	319 065	288 608	269 707
Fonds de roulement (négatif) ¹⁾	(105 837)	(97 280)	(121 159)	(129 799)	(121 684)	(59 490)	(37 130)	(81 764)
Dettes bancaires ²⁾	94 423	88 500	112 951	100 200	100 275	43 735	17 494	71 796
Obligations de démantèlement	61 808	64 883	45 340	41 357	36 732	20 956	20 484	19 802
(Actifs d'impôt) différé	(35 770)	(33 647)	(28 802)	(27 299)	(16 870)	(17 743)	(19 681)	(19 467)

¹⁾ Exclusion faite de la juste valeur des instruments financiers.

²⁾ La facilité d'emprunt était auparavant remboursable à vue et comprise dans le fonds de roulement négatif.

Parmi les facteurs et tendances d'importance significative qui ont influencé les résultats de la société durant les périodes qui précèdent, il y a lieu de noter ce qui suit :

- La volatilité des prix des marchandises et l'incidence de ce facteur sur les produits et le bénéfice net (la perte nette).
- La volatilité des courbes des cours à terme a une incidence sur le calcul de l'évaluation à la valeur de marché, ce qui se traduit par une instabilité des résultats.
- La société a comptabilisé une charge de dépréciation de 29 100 000 \$ au troisième trimestre de 2015 et de 56 290 000 \$ au quatrième trimestre de 2014 à l'égard de ses UGT associées au gaz naturel en raison de la baisse des prix.
- Le 15 juin 2014, la société a acquis certaines participations directes dans des biens pétroliers et gaziers mis en valeur dans la zone de Alder Flats, en Alberta.
- Le 30 septembre 2014, la société a fait l'acquisition de la totalité des participations d'une importante entreprise dans la région de Wilson Creek, en Alberta; en 2014, cette acquisition a contribué à hauteur de 5 551 131 \$ aux produits tirés du gaz naturel et du pétrole et à hauteur de 402 656 \$ au bénéfice net.

- Les volumes de pétrole ont continué d'augmenter en raison du forage fructueux à Lochend, à Garrington, dans la grande région de Pembina, à Red Water et à Hatton, ainsi qu'en raison de l'acquisition de Wilson Creek et de l'acquisition de Sure Energy Inc. le 9 octobre 2013 (l'« acquisition de Sure »). Au même moment, le pourcentage de pétrole et de liquides de gaz naturel a diminué, passant de 60 % de la production totale au quatrième trimestre de 2013 à 58 % au troisième trimestre de 2015.
- Le 19 août 2013, la société a conclu un accord d'affermage avec l'un des grands joueurs du secteur afin d'obtenir une participation directe de 70 % dans au plus 113 parcelles nettes de terrains prometteurs dans la formation Cardium, ce qui a eu pour effet direct de contrebalancer les projets de mise en valeur de réserves prouvées en cours dans la grande région de Pembina.
- En 2013, l'acquisition de Sure a contribué à hauteur de 4 214 745 \$ aux produits tirés du pétrole et du gaz naturel et de 239 547 \$ au bénéfice net.
- La société a comptabilisé un profit de 10 053 750 \$ à l'acquisition de Sure au quatrième trimestre de 2013 étant donné que la juste valeur versée était inférieure à la juste valeur des actifs acquis.
- La société a comptabilisé des coûts de transaction de 1 031 517 \$ au deuxième trimestre de 2015 relativement à l'acquisition de Alder Flats et des coûts de transaction de 3 820 275 \$ aux troisième et quatrième trimestres de 2014 relativement à l'acquisition de Wilson Creek, ainsi que des coûts de transaction de 1 645 116 \$ au quatrième trimestre de 2013 relativement à l'acquisition de Sure.

Estimations comptables critiques

La direction doit avoir recours à son jugement, poser des hypothèses et faire des estimations lors de l'application de ses méthodes comptables, et cet exercice a une incidence significative sur les résultats financiers de la société. Les passages qui suivent résument les méthodes comptables qui nécessitent le recours à des estimations essentielles à la compréhension de la situation financière et des résultats d'exploitation de la société.

- a) **Réserves de pétrole et de gaz naturel** – Les réserves de pétrole et gaz naturel, au sens donné à ce terme par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières dans le Règlement 51-101 en référence au manuel intitulé *Canadian Oil and Natural Gas Evaluation Handbook*, correspondent aux réserves dont on peut estimer avec un haut degré de certitude qu'elles peuvent être récupérées. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

Un évaluateur de réserves indépendant a utilisé toutes les données disponibles relativement à la géologie, aux réservoirs et à la production passée pour établir les réserves estimées de pétrole et de gaz naturel de la société. Les estimations sont passées en revue et révisées au besoin. Des révisions peuvent être apportées à la suite de changements dans les prix, les coûts, les régimes fiscaux ou le rendement du réservoir ou, encore, à la suite de modifications des projets de mise en valeur de la société.

- b) **Actifs de prospection et d'évaluation** – Le coût des forages d'exploration est initialement inscrit à l'actif dans les actifs de prospection et d'évaluation en attendant l'évaluation des réserves commerciales, lesquelles s'entendent des réserves prouvées ou probables dont l'extraction est considérée comme faisable sur le plan technique et viable sur le plan commercial. Les réserves peuvent être considérées comme présentant un potentiel commercial si la direction a l'intention de les mettre en valeur et en production en s'appuyant sur des facteurs comme les paramètres économiques du projet, la quantité des réserves, les techniques de production prévues, les coûts de production estimés et les dépenses d'investissement.

c) **Épuisement, amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles et dépréciation –**

Les immobilisations corporelles sont évaluées au coût moins le cumul de l'épuisement, des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles et de la dépréciation. La valeur comptable nette des immobilisations corporelles et des coûts de mise en valeur futurs estimés est amortie pour épuisement selon le mode des unités de production en fonction des réserves prouvées et probables estimées. Toute variation des réserves prouvées et probables estimées ou des frais de mise en valeur futurs a une incidence directe sur le calcul de la charge d'amortissement pour épuisement.

La société doit avoir recours à son jugement lorsqu'elle classe la nature de ses activités pétrolières et gazières en tant soit qu'actifs de prospection et d'évaluation soit qu'actifs de mise en valeur et de production dans les immobilisations corporelles. Les actifs de prospection et d'évaluations et les actifs de mise en valeur et de production sont regroupés au sein des UGT en fonction de leur capacité à générer des flux de trésorerie largement indépendants. La répartition des actifs de la société entre les UGT repose sur un recours important au jugement en ce qui concerne l'utilisation d'infrastructures partagées, l'existence de marchés actifs pour les produits de la société et la manière dont la direction contrôle les opérations.

Les dépenses de prospection et d'évaluation liées aux activités de prospection et d'évaluation de biens de pétrole et de gaz naturel sont initialement inscrites à l'actif et comprennent les frais liés à l'acquisition de permis, aux services et aux études techniques, à l'acquisition de données sismiques, aux forages de prospection et aux essais de production, aux frais indirects et d'administration directement imputables et aux coûts liés à la mise hors service des actifs. La valeur des actifs de prospection et d'évaluation est reportée prospectivement jusqu'à ce que la faisabilité technique et la viabilité commerciale de l'extraction d'une ressource minérale puissent être déterminées. On considère que la faisabilité technique et la viabilité commerciale de l'extraction d'une ressource minérale sont déterminées lorsqu'il existe des réserves prouvées ou probables. Les actifs de prospection et d'évaluation font l'objet d'un test de dépréciation lorsque des faits ou des circonstances laissent croire que la valeur comptable de ces actifs pourrait excéder leur valeur recouvrable. Pour ce faire, les coûts pertinents sont comparés à la juste valeur des UGT, regroupées au niveau des secteurs opérationnels. L'établissement de la juste valeur des UGT exige le recours à des hypothèses et à des estimations, y compris quant à la quantité des réserves recouvrable, aux taux de production, aux prix futurs des marchandises et aux frais de mise en valeur et d'exploitation. Toute modification de ces hypothèses, telle qu'une révision à la baisse des réserves, un recul des prix des marchandises ou une hausse des coûts, pourrait influencer sur la juste valeur.

La société soumet les immobilisations corporelles à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif ou d'un groupe d'actifs pourrait ne pas être recouvrable. Si un tel indicateur de dépréciation existe, la société effectue un test de dépréciation propre à l'UGT en question. L'établissement de la juste valeur des UGT exige le recours à des hypothèses et à des estimations, y compris quant à la quantité des réserves recouvrable, aux taux de production, aux prix futurs des marchandises et aux frais de mise en valeur et d'exploitation. Toute modification de ces hypothèses, telle qu'une révision à la baisse des réserves, un recul des prix des marchandises ou une hausse des coûts, pourrait influencer sur la juste valeur.

d) **Obligations de démantèlement –** Les obligations de démantèlement sont estimées en fonction des lois, contrats ou autres politiques existants. La juste valeur de l'obligation est fonction des coûts futurs estimés d'abandon et de remise en état actualisés à un taux d'intérêt sans risque. Les coûts sont inclus dans les immobilisations corporelles, et amortis sur la durée d'utilité de l'obligation. Le passif est ajusté chaque période de présentation de l'information de manière à refléter le passage du temps, la charge de désactualisation étant portée au débit du résultat net, et à tenir compte de toute révision des flux de trésorerie futurs estimés. De par leur nature, ces estimations sont assujetties à l'incertitude de mesure et leur incidence sur les états financiers consolidés pourrait être importante.

- e) **Rémunération fondée sur des actions** – La société utilise la méthode de la juste valeur pour évaluer les attributions d'options sur actions et d'actions privilégiées. Aux termes de cette méthode, les coûts de rémunération afférents à l'ensemble des options sur actions et des actions privilégiées attribuées sont calculés à la juste valeur à la date d'attribution, puis ils sont passés en charges sur le délai d'acquisition des droits. Le modèle d'évaluation d'options de Black-Scholes est utilisé pour estimer la juste valeur des options sur actions et des actions privilégiées, et il tient compte d'estimations telles que la volatilité attendue du cours des actions et le taux d'intérêt sans risque de la société. Toute modification de ces hypothèses pourrait influencer sur la juste valeur et le résultat net.
- f) **Impôt sur le résultat** – Le calcul de la charge d'impôt sur le résultat et des autres passifs d'impôt exige l'interprétation de lois et règlements complexes qui, dans bien des cas, relèvent de territoires différents. Toutes les déclarations de revenus peuvent faire l'objet d'un audit et d'une émission de nouveaux avis de cotisation, et ce, même après une longue période. Par conséquent, le montant réel des passifs d'impôt pourrait différer considérablement de celui qui est estimé ou constaté.
- g) **Instruments financiers** – La société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de marché liés aux prix des marchandises. La juste valeur des contrats dérivés fluctue selon l'estimation sous-jacente des prix futurs des marchandises et des cours de change.

Risques d'entreprise

Dans le cadre de ses activités de prospection, de mise en valeur et de production pétrolière et gazière, Tamarack est exposée à des risques d'entreprise, connus ou non, qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les faits réels s'écartent de manière significative des prévisions. La majeure partie de ces risques (qu'ils soient de nature financière, opérationnelle ou réglementaire) sont indépendants de la volonté de la société. Bien que les passages qui suivent abordent certains de ces risques, ils ne devraient pas être considérés comme étant exhaustifs.

Risques financiers

La société est exposée aux risques financiers en raison notamment des prix des marchandises, des cours de change et d'intérêt et de la volatilité du marché.

Les variations des prix des marchandises sont tributaires de forces du marché tout à fait indépendantes de la volonté de la société, et elles peuvent avoir, tout comme la fluctuation des cours de change entre le dollar canadien et le dollar américain, une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Toutes les dépenses sont engagées en dollars canadiens, alors que les prix du pétrole brut et, dans une certaine mesure, ceux du gaz naturel, sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. En raison de ces deux facteurs, Tamarack pourrait conclure des contrats sur instruments dérivés afin d'atténuer les effets d'une volatilité baissière des prix. Pour évaluer ses besoins de couverture, la direction, guidée par le conseil d'administration, observe la tendance des prix futurs et vérifie les flux de trésorerie nécessaires pour répondre à ses exigences en matière de dépenses d'investissement. Tamarack conclut des contrats de couverture uniquement à des fins d'atténuation de l'incertitude inhérente aux prix, et non à des fins de spéculation.

Risques d'exploitation

Les activités liées au pétrole et au gaz naturel comportent de nombreux risques qu'il n'est pas toujours possible d'éviter, malgré toute l'expérience et la connaissance qu'on possède et la prévoyance dont on fait preuve. La réussite commerciale à long terme de Tamarack dépend de sa capacité à découvrir, à acquérir, à mettre en valeur et à produire à des fins commerciales des réserves de pétrole et de gaz naturel. Sans l'ajout constant de nouvelles réserves, les réserves existantes et la production qui en découle se tariront à mesure qu'elles seront exploitées. L'augmentation future des réserves de Tamarack dépendra non seulement de sa capacité à explorer et à mettre en valeur les biens qu'elle possède, mais aussi de sa

capacité à choisir et à acquérir des biens et des zones d'intérêt productifs convenables. Toutefois, rien ne garantit que Tamarack découvrira ou acquerra de nouvelles réserves de pétrole ou de gaz naturel exploitables à des fins commerciales.

Tamarack s'efforce d'atténuer ces risques, notamment en s'assurant que son personnel est hautement qualifié et motivé. Avant d'entreprendre des projets d'investissement, l'équipe technique de Tamarack mène une analyse économique, laquelle a pour objet de mettre en lumière les risques inhérents à la réussite du projet. Dans le but de limiter la possibilité qu'elle ne découvre pas de nouvelles réserves ou qu'elle découvre des réserves qui ne sont pas viables sur le plan économique, Tamarack a recours à divers outils technologiques, dont des données sismiques 2D et 3D et des analyses d'échantillons de roches, ainsi qu'à une technologie de forage et de complétion de pointe.

La société est assurée contre toute destruction d'actifs ou interruption d'activité majeures, y compris la pollution et les éruptions de puits. En outre, Tamarack entretient des relations à long terme avec ses fournisseurs de manière à obtenir un service de qualité, peu importe le cycle d'activités pétrolières et gazières en cours.

Tamarack atténue le risque d'exploitation auquel elle est exposée en voyant à ce que son personnel aborde la mise en valeur d'un nouveau réservoir ou la poursuite de la mise en valeur d'un réservoir établi sur une base prospective, suivant la procédure en place pour faire face au risque associé à la prospection. La décision d'exploiter ou non une réserve est prise en fonction des capitaux nécessaires, des méthodes de production et de la qualité du réservoir. Tamarack évalue la mise en valeur d'un réservoir en fonction du calendrier, des capitaux supplémentaires requis et de l'évolution attendue des valeurs de production. Les coûts de découverte et de mise en valeur sont maîtrisés lorsque les capitaux sont utilisés de manière efficace.

Risques réglementaires

Les risques réglementaires incluent la possibilité d'une modification de la législation en matière de redevances, d'impôt, d'environnement et de sécurité. Tamarack s'efforce d'anticiper les coûts associés au respect de ces lois et prévoit un budget suffisant pour ce faire. Toute modification de la législation en matière d'environnement et de sécurité pourrait retarder les projets de forage de Tamarack, diminuer la rentabilité de sa production et avoir une incidence défavorable sur son résultat futur. La promulgation de nouvelles lois restrictives est un risque sur lequel la société n'a aucune prise.

Le gouvernement de l'Alberta effectue actuellement une révision des redevances, ce qui pourrait avoir une incidence sur les redevances exigées à l'avenir.

Énoncés prospectifs

Certains des énoncés du présent rapport de gestion constituent des énoncés prospectifs au sens des lois en valeurs mobilières applicables. Tous les énoncés, autres que ceux qui sont fondés sur des faits historiques, doivent être considérés comme étant des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs se reconnaissent souvent, mais pas toujours, à l'emploi de verbes tels que « anticiper », « planifier », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « pouvoir », « devoir », « cibler », « avoir l'intention de », « vouloir » ou « croire » conjugués au présent, au conditionnel ou au futur, d'expressions telles que « budget », « plan », « projet », « potentiel » ou, encore, d'autres locutions semblables. La société est d'avis que les attentes reflétées dans de tels énoncés prospectifs sont raisonnables, rien ne garantit que celles-ci se révéleront exactes. Il ne faut donc pas se fier indûment à de tels énoncés prospectifs.

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs portant, plus particulièrement, sur les éléments suivants :

- les taux de production estimés en 2015;
- les infrastructures de décongestion dans la zone de Wilson Creek/Alder Flats;
- les ajustements au budget d'investissement pour tenir compte des variations des prix des marchandises;
- les coûts d'exploitation futurs par bep;
- la diminution des coûts d'exploitation des actifs acquis dans l'acquisition de Alder Flats;
- les charges de dépréciation futures liées aux UGT;
- l'accent porté par Tamarack à la réduction des dépenses d'investissement;
- les principaux domaines visés par Tamarack pour augmenter la production;
- les plans de forage futurs;
- les passifs d'impôt différé;
- les taux d'intérêt applicables aux facilités de crédit de Tamarack;
- les dépenses d'investissement futures et le financement du programme de dépenses d'investissement;
- les contrats dérivés et les activités de gestion des risques liés aux prix des marchandises et aux cours de change;
- les attentes quant à la pondération de pétrole et de gaz naturel en 2015.
- les attentes quant aux taux de redevances pour 2015;
- la capacité de la société à tirer parti des occasions qui pourraient se présenter en raison de la volatilité des prix des marchandises;
- la cession d'actifs non essentiels.

Eu égard aux énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion, Tamarack a posé des hypothèses quant aux éléments suivants, notamment :

- les prix des marchandises futurs;
- les coûts d'exploitation prévus;
- les réserves de pétrole et de gaz naturel estimées;
- la capacité d'obtenir de l'équipement et des services sur le terrain en temps opportun et de manière efficace;
- la capacité d'accroître la production et les réserves par le biais d'acquisitions ou de forages effectués à des prix concurrentiels;
- le calendrier des entrées en production à venir prévues de biens de la société;
- la réalisation des avantages attendus des acquisitions, y compris l'acquisition de terrains non mis en valeur où Tamarack compte trouver des hydrocarbures;
- les résultats des forages, y compris les taux de production et d'épuisement des champs;
- le recours soutenu à des techniques de forage et de fracturation horizontaux et de forage sur socle;
- l'accès continu à des capitaux et à du personnel qualifié;
- la capacité d'obtenir du financement selon des modalités acceptables;
- l'incidence d'une intensification de la concurrence;

- la capacité de la société à assurer un transport adéquat de ses produits;
- la capacité de conclure des contrats dérivés à terme sur marchandise selon des modalités acceptables;
- le maintien des régimes fiscaux et réglementaires actuels.

Comme les énoncés et les renseignements prospectifs se rapportent à des événements et à des circonstances futurs, ils comportent, en raison de leur nature, des risques et des incertitudes. Les résultats réels pourraient se révéler considérablement différents des résultats attendus ou suggérés par ces énoncés prospectifs en raison de nombreux facteurs et risques. Parmi ces facteurs et risques, il y a lieu de noter les suivants :

- les risques liés à l'industrie pétrolière et gazière en général (notamment les risques d'exploitation liés à la mise en valeur, à la prospection et à la production);
- les changements ou les retards concernant les projets de prospection ou de mise en valeur ou les dépenses d'investissement;
- la volatilité des cours du pétrole et du gaz naturel;
- les incertitudes liées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- les problèmes d'ordre géologique ou technique et les problèmes liés au forage et au traitement;
- la fluctuation des cours de change ou d'intérêt et la volatilité des marchés boursiers;
- la mise en marché et le transport;
- les risques environnementaux;
- la concurrence, notamment, pour le capital, l'acquisition de réserves, les terrains non mis en valeur et le personnel qualifié;
- la capacité à obtenir suffisamment de capitaux de sources internes et externes;
- les modifications de la législation en matière d'impôts, de redevances ou d'environnement.

Les lecteurs doivent garder à l'esprit que la liste des facteurs de risque qui précède n'est pas exhaustive. De plus amples renseignements concernant ces facteurs de risque ainsi que d'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur Tamarack, sur ses activités ou sur ses résultats financiers sont fournis dans des rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières pertinentes, y compris sans toutefois s'y limiter, la notice annuelle révisée de Tamarack pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Ces documents peuvent être consultés à partir du profil SEDAR de Tamarack, à l'adresse www.sedar.com.

Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion sont formulés en date des présentes et Tamarack ne s'engage aucunement à publier une mise à jour de ces énoncés ou à les réviser, que ce soit pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, à moins que les lois sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent. Les énoncés prospectifs figurant aux présentes sont formulés sous réserve de la présente mise en garde.