

BAYTEX ENERGY CORP.

Rapport de gestion

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

En date du 4 mars 2015

Le présent document constitue le rapport de gestion de Baytex Energy Corp. pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Les renseignements fournis dans le présent rapport de gestion sont en date du 4 mars 2015. Dans le présent rapport de gestion, « Baytex », la « Société », « nous », « nos », « notre » et des termes similaires désignent Baytex Energy Corp. et ses filiales sur une base consolidée, sauf si le contexte indique un sens différent. Les résultats pour l'exercice ont été comparés à ceux de la période correspondante de 2013. Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités (les « états financiers consolidés ») pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 et à leurs notes annexes, ainsi qu'à la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Ces documents et des renseignements supplémentaires concernant Baytex sont accessibles sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Tous les montants sont libellés en dollars canadiens, sauf indication contraire, et tous les montants figurant dans les tableaux sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf les pourcentages et les montants par action ordinaire comme il est indiqué, le cas échéant.

Dans le présent rapport de gestion, les montants exprimés en barils d'équivalent pétrole (« bep ») ont été établis selon un taux de conversion de 6 000 pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole, ce qui représente une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable au bec du brûleur et ne constitue pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Cette conversion est utile à des fins de comparaisons, mais elle pourrait ne pas rendre compte exactement des valeurs individuelles d'un produit et pourrait induire en erreur si elle était utilisée isolément.

Le présent rapport de gestion contient des renseignements et des énoncés prospectifs. Nous vous conseillons de vous reporter à la mise en garde concernant les renseignements et énoncés prospectifs qui se trouve à la fin du rapport de gestion.

MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Dans le présent rapport de gestion, nous utilisons certaines mesures financières (comme les flux de trésorerie liés aux opérations, le ratio de distribution, le total de la dette monétaire, le revenu net opérationnel et le BAIIA bancaire) qui n'ont pas de définition normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Bien que les flux de trésorerie liés aux opérations, le ratio de distribution, le revenu net opérationnel et le BAIIA bancaire soient couramment utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel, notre méthode de calcul de ces mesures pourrait ne pas être comparable à celle utilisée par d'autres émetteurs pour des mesures similaires.

Flux de trésorerie liés aux opérations

Nous définissons les flux de trésorerie liés aux opérations comme les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des coûts de financement, des variations des éléments du fonds de roulement d'exploitation sans effet sur la trésorerie et d'autres éléments opérationnels. Nous considérons que cette mesure contribue à mieux faire comprendre certains aspects de nos résultats d'exploitation et de notre performance financière, y compris notre capacité de générer les flux de trésorerie nécessaires aux fins du financement des dividendes versés aux actionnaires et des dépenses d'investissement futurs. Cependant, les flux de trésorerie liés aux opérations ne doivent pas être considérés comme une mesure de remplacement des mesures traditionnelles de la performance déterminées conformément aux PCGR, telles que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le résultat net. Pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux opérations et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, se reporter à la section « Flux de trésorerie liés aux opérations, ratio de distribution et BAIIA bancaire ».

Ratio de distribution

Nous définissons le ratio de distribution comme les dividendes en espèces (déduction faite des participations à notre régime de réinvestissement des dividendes) divisés par les flux de trésorerie liés aux opérations. Nous considérons que cette mesure contribue à mieux faire comprendre certains aspects de nos résultats d'exploitation et de notre performance financière, y compris notre capacité de générer les flux de trésorerie nécessaires aux fins du financement des dividendes aux actionnaires et des dépenses d'investissement futurs.

Total de la dette monétaire

Nous définissons le total de la dette monétaire comme la somme du fonds de roulement monétaire (soit les actifs courants moins les passifs courants [excluant les éléments sans effet sur la trésorerie tels que les profits ou les pertes latents sur les instruments financiers dérivés, les actifs détenus en vue de la vente et les passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente]), du montant en capital de la dette à long terme et de l'emprunt bancaire. Nous considérons que cette mesure contribue à mieux faire comprendre notre passif monétaire. Se reporter à « Liquidités, ressources en capital et gestion du risque » pour une description du total de la dette monétaire.

Revenu net opérationnel

Nous définissons le revenu net opérationnel comme les produits d'exploitation moins les redevances, les frais de production, les charges d'exploitation et les frais de transport, divisés par le volume de ventes en barils d'équivalent pétrole pour la période considérée. Nous croyons que cette mesure contribue à illustrer notre capacité de générer une marge en espèces sur chaque unité d'œuvre.

BALIA bancaire

Nous définissons le BALIA bancaire comme notre bénéfice net consolidé attribuable aux actionnaires avant intérêts, impôt, amortissement pour dépréciation, dépréciation et certains autres éléments sans effet sur la trésorerie tel que défini dans les conventions de crédit qui régissent nos facilités de crédit renouvelables non garanties prorogables. Cette mesure est utilisée pour évaluer la conformité à certaines clauses restrictives financières.

FAITS SAILLANTS DE LA FIN D'EXERCICE

L'exercice 2014 a été mouvementé pour Baytex. En février, nous avons annoncé l'acquisition d'Aurora Oil & Gas Limited (« Aurora ») dont le gisement de schiste Eagle Ford au Texas représente une production et une occasion de prospection future importantes. La transaction, évaluée à environ 2,8 G\$, a été conclue le 11 juin 2014 et a considérablement accru le total de notre actif ainsi que nos volumes de production. Pour financer cette acquisition, nous avons émis un montant de 1,5 G\$ en titres de capitaux propres ainsi qu'un montant de 800 M\$ US en billets de premier rang non garantis et nous avons renégocié nos facilités de crédit bancaire. Nous avons profité de l'ajout des actifs liés à Eagle Ford pour rationaliser notre portefeuille d'actifs ce qui a donné lieu à la cession des actifs du Dakota du Nord et de certains actifs canadiens non essentiels. Les actifs de Bakken ont été vendus le 24 septembre 2014 pour un produit de 341,6 M\$ avant impôt. De plus, le produit, avant impôt, découlant de la vente d'environ 1 250 bep/j provenant de la production de nos biens canadiens non essentiels au cours du quatrième trimestre de 2014, s'est chiffré à 45,7 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, notre production de 78 321 bep/j a été considérablement plus élevée qu'au cours des exercices précédents en raison de l'inclusion d'un peu plus d'un semestre d'exploitation des actifs d'Eagle Ford. Nous avons continué d'enregistrer une croissance de nos actifs canadiens existants pour lesquels la production a augmenté de 4 % par rapport à l'exercice précédent. Les actifs d'Eagle Ford ont dépassé nos attentes initiales avec une production qui est passée de 27 783 bep/j au moment de l'acquisition à 38 051 bep/j au cours du dernier trimestre de l'exercice considéré.

Au cours de l'exercice considéré, le prix du pétrole West Texas Intermediate (« WTI ») a baissé, chutant d'un sommet de 107,26 \$ US/b en juin 2014, pour s'établir à un creux de 53,27 \$ US/b à la fin de l'exercice. L'incidence positive de l'augmentation de la production sur les produits a donc été partiellement contrebalancée par la baisse du prix du pétrole WTI. En décembre 2014, en réponse à la chute du prix du pétrole WTI et afin de maintenir une certaine flexibilité financière, nous avons décidé de réduire le dividende mensuel à 0,10 \$ l'action.

Nous avons également comptabilisé une perte de valeur du goodwill de 449,6 M\$ au 31 décembre 2014. La perte de valeur comprend un montant de 411,8 M\$ lié aux actifs d'Eagle Ford et un montant de 37,8 M\$ lié à certains actifs gaziers et pétroliers conventionnels au Canada en plus d'être directement attribuable à la récente chute du prix des marchandises.

Principalement en raison de la perte de valeur, nous avons subi une perte nette de 132,8 M\$ en 2014, par rapport à un produit net de 164,8 M\$ en 2013. Les flux de trésorerie liés aux opérations en 2014 se sont établis à 879,8 M\$, soit une hausse de 46 % par rapport à l'exercice 2013.

REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

Le 11 juin 2014, nous avons fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires d'Aurora pour un prix d'achat total d'environ 2,8 G\$, qui comprend la prise en charge de la dette se chiffrant à 955 M\$ et un montant de 54,6 M\$ en trésorerie. L'actif principal d'Aurora est constitué de 22 200 acres nettes contiguës dans la région de Sugarkane située dans le sud du Texas où se trouve le gisement de gaz de schiste riche en liquides d'Eagle Ford. La région de Sugarkane a été largement délimitée par l'infrastructure mise en place qui devrait faciliter la croissance de la production annuelle future. L'acquisition a ajouté un montant estimatif de 166,6 millions de bep de réserves prouvées et probables. En outre, ces actifs recèlent un potentiel de croissance des réserves futures grâce au forage de puits additionnels entre les puits existants, à l'amélioration des techniques d'achèvement et de nouveaux objectifs de mise en valeur dans des zones supplémentaires.

Pour financer l'acquisition d'Aurora, nous avons émis 38 433 000 actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,5 G\$. Nous avons aussi conclu une entente avec un consortium de banques visant de nouvelles facilités de crédit renouvelables non garanties d'environ 1,2 G\$ (une facilité canadienne de 1,0 G\$ et une facilité de 200 M\$ US) ainsi qu'un emprunt à terme non renouvelable et non garanti de 200 M\$ (pour remplacer la totalité des facilités de crédit renouvelables de Baytex Energy Ltd. de 850 M\$) et avons émis des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 800 M\$ US, dont un montant de 400 M\$ US en billets à 5,125 % arrivant à échéance le 1^{er} juin 2021 et un montant de 400 M\$ US en billets à 5,625 % arrivant à échéance le 1^{er} juin 2024. Environ 746 M\$ US des produits découlant de l'émission des billets de premier rang non garantis ont été utilisés pour acquérir et annuler

environ 98 % de la dette de premier rang d'Aurora prise en charge lors de l'acquisition. L'emprunt à terme non renouvelable et non garanti de 200 M\$ a été ensuite remboursé au moyen des produits découlant de la vente des actifs du Dakota du Nord.

Les résultats d'exploitation comprennent les actifs d'Eagle Ford en date du 11 juin 2014. La production de ces actifs depuis leur acquisition s'est située en moyenne à 35 166 bep/j. Les produits pour la période allant du 11 juin 2014 au 31 décembre 2014 se sont chiffrés à 496,4 M\$ ou 69,14 \$/bep, ce qui a généré des revenus nets opérationnels de 39,30 \$/bep pour les actifs d'Eagle Ford. Au 31 décembre 2014, nos réserves estimatives prouvées et probables étaient de 188,0 millions de bep, une augmentation de 21,4 millions de bep ou environ 13 % depuis l'acquisition.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La division canadienne comprend les actifs de pétrole lourd à Peace River et à Lloydminster ainsi que les actifs de pétrole et de gaz naturel conventionnels dans l'Ouest canadien. La division américaine comprend les actifs de Bakken dans le Dakota du Nord jusqu'à la date de leur cession le 24 septembre 2014 et les actifs d'Eagle Ford au Texas à la suite de leur acquisition le 11 juin 2014.

Production

Exercices clos les 31 décembre						
	2014			2013		
Production quotidienne	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Liquides (b/j)						
Pétrole lourd ¹	44 948	—	44 948	42 064	—	42 064
Pétrole léger et condensat	2 621	15 060	17 681	3 179	3 130	6 309
LGN	1 441	3 378	4 819	1 774	51	1 825
Total des liquides (b/j)	49 010	18 438	67 448	47 017	3 181	50 198
Gaz naturel (kpi ³ /j)	43 037	22 197	65 234	41 665	324	41 989
Production totale (bep/j)	56 183	22 138	78 321	53 961	3 235	57 196
Répartition de la production						
Pétrole lourd	79 %	— %	57 %	78 %	— %	74 %
Pétrole léger et condensat	5 %	68 %	23 %	6 %	97 %	11 %
LGN	3 %	15 %	6 %	3 %	1 %	3 %
Gaz naturel	13 %	17 %	14 %	13 %	2 %	12 %

1. Les volumes de ventes de pétrole lourd peuvent différer des volumes de production déclarés en raison des variations de notre stock de pétrole lourd. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les volumes de ventes de pétrole lourd ont été supérieurs de 74 b/j aux volumes de production (les volumes de ventes de pétrole lourd ont été les mêmes que les volumes de production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013).

La production annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'est établie en moyenne à 78 321 bep/j, en hausse de 37 % ou de 21 125 bep/j, comparativement à l'exercice 2013, principalement en raison de la production générée par l'acquisition d'Eagle Ford. La production canadienne qui s'est établie à 56 183 bep/j, a augmenté de 4 %, ou de 2 222 bep/j, principalement en raison d'une mise en valeur fructueuse de pétrole lourd à Peace River. À la suite de l'acquisition conclue en juin, les biens d'Eagle Ford ont dépassé nos attentes sur le plan de la production en contribuant pour 12 805 bep/j de pétrole léger et de condensat, 3 264 b/j de liquides de gaz naturel (« LGN ») et 21 511 kpi³/j de gaz naturel pour un total de 19 654 bep/j, sur une base annualisée, pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Prix des marchandises

Les prix obtenus pour notre production de pétrole brut et de gaz naturel ont une incidence directe sur nos résultats, nos flux de trésorerie liés aux opérations et notre situation financière.

Pétrole brut

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le prix du pétrole West Texas Intermediate (« WTI ») pour les échéances rapprochées s'est établi en moyenne à 92,97 \$ US/b, en baisse de 5 % par rapport au prix moyen du pétrole WTI qui s'était établi à 97,97 \$ US/b en 2013. Au cours de l'exercice 2014, les prix du pétrole WTI ont fluctué entre un sommet de 107,26 \$ US/b et un creux de 53,27 \$ US/b. La volatilité des prix en 2014 s'explique par des prix élevés au cours du premier semestre de l'exercice, puis par le recul constant de ces prix lors du second semestre en raison de l'abandon par l'OPEP de son rôle traditionnel de producteur d'appoint en faveur d'une stratégie de partage des parts du marché, établissant un objectif de niveau de production à 30 Mb/j pour le groupe.

L'escompte du pétrole lourd canadien, selon l'écart de prix entre le Western Canadian Select (« WCS ») et le WTI, a été en moyenne de 21 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, comparativement à 26 % pour l'exercice 2013. L'écart du WCS s'est resserré et a été moins volatil au cours de l'exercice considéré par rapport à l'exercice précédent en raison de plusieurs facteurs, notamment d'une meilleure capacité d'affinage dans le Midwest des États-Unis, d'un plus grand nombre d'options de livraison par transport ferroviaire et d'une capacité accrue des pipelines dans l'Ouest canadien.

Gaz naturel

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le prix du gaz naturel AECO s'est établi en moyenne à 4,42 \$/kpi³, en hausse de 41 % comparativement à 3,13 \$/kpi³ pour l'exercice 2013. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le prix du gaz naturel NYMEX s'est établi en moyenne à 4,41 \$ US/Mbtu, en hausse de 18 % comparativement à 3,74 \$ US/Mbtu pour l'exercice 2013. L'augmentation du prix du gaz naturel s'explique par le réapprovisionnement des stocks après une saison hivernale 2013-2014 plus longue et froide qu'à l'habitude.

Le tableau qui suit présente une comparaison entre des cours de référence choisis et nos prix de vente moyens réalisés pour l'exercice considéré et l'exercice précédent.

	Exercices clos les 31 décembre		
	2014	2013	Variation
Moyennes des cours de référence			
Pétrole WTI (\$ US/b) ¹	92,97 \$	97,97 \$	(5) %
Pétrole lourd WCS (\$ US/b) ²	73,58 \$	72,78 \$	1 %
Écart du pétrole lourd ³	21 %	26 %	
Pétrole LLS (\$ US/b) ⁴	96,76 \$	107,41 \$	(10) \$
Taux de change moyen entre le \$ CA et le \$ US	1,1050	1,0299	7 %
Pétrole d'Edmonton, au pair (\$/b)	95,28 \$	93,24 \$	2 %
Prix du gaz naturel AECO (\$/kpi ³) ⁵	4,42 \$	3,13 \$	41 %
Prix du gaz naturel NYMEX (\$ US/Mbtu) ⁶	4,41 \$	3,74 \$	18 %

	Exercices clos les 31 décembre					
	2014			2013		
	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Prix de vente moyens⁷						
Pétrole lourd canadien (\$/b) ⁷	69,64 \$	— \$	69,64 \$	65,24 \$	— \$	65,24 \$
Pétrole léger et condensat (\$/b)	89,88	91,63	91,37	88,44	92,20	90,31
LGN (\$/b)	45,49	30,93	35,28	42,50	46,98	42,63
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,49	4,62	4,53	3,32	4,12	3,32
Moyenne pondérée (\$/bep) ⁸	64,52 \$	71,69 \$	66,54 \$	60,03 \$	90,36 \$	61,74 \$

1. WTI désigne la moyenne arithmétique basée sur le WTI pour les échéances rapprochées à la NYMEX.

2. WCS désigne le prix d'affichage moyen du pétrole lourd WCS de référence.

3. L'écart du pétrole lourd désigne l'écart de prix entre le WCS (escompte) et le WTI sur une base mensuelle moyenne pondérée.

4. Louisiana Light Sweet (« LLS ») désigne la moyenne arithmétique mensuelle pour le mois le plus rapproché pour Argus LLS.

5. AECO désigne la moyenne arithmétique du prix indiciel un mois à l'avance AECO publié par le Canadian Gas Price Reporter (« CGPR »).

6. NYMEX désigne le prix indiciel moyen NYMEX du dernier jour tel que publié par le CGPR.

7. Dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques, Baytex emploie des contrats à terme physiques et financiers sur le pétrole et sur le gaz naturel (ventes à terme à prix fixe et tunnels) et des contrats de livraison physique en fonction de l'écart du pétrole brut (prix fixe et pourcentage du WTI). Les renseignements sur les prix dans le tableau excluent l'incidence des instruments financiers dérivés.

8. Le prix du pétrole lourd réalisé est calculé en fonction des volumes de ventes, déduction faite des frais de fluidification.

Prix de vente moyens réalisés

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le prix du pétrole lourd réalisé s'est établi à 69,64 \$/b, soit 86 % du WCS comparativement à 65,24 \$/b, soit 87 % du WCS pour l'exercice 2013. L'augmentation du prix du pétrole lourd réalisé s'explique par des écarts de prix plus importants du pétrole lourd et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancés par une légère diminution du volume de pétrole lourd transporté par voie ferroviaire au cours du quatrième trimestre de 2014, comparativement à l'exercice 2013.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, notre prix de vente moyen canadien pour le pétrole léger et le condensat s'est établi à 89,88 \$/b, en hausse de 2 % par rapport à 88,44 \$/b pour l'exercice 2013 en raison de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement contrebalancée par un recul des prix du pétrole WTI. Le prix de vente moyen américain pour le pétrole léger et le condensat pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'est établi à 91,63 \$/b, en baisse de 1 % par rapport à 92,20 \$/b pour l'exercice 2013 en raison d'une baisse du prix du pétrole brut, essentiellement contrebalancée par un prix plus élevé obtenu pour la production d'Eagle Ford comparativement à la production du Dakota du Nord.

Notre prix du gaz naturel réalisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a été de 4,53 \$/kpi³, en hausse par rapport à 3,32 \$/kpi³ pour l'exercice 2013, ce qui correspond largement à l'augmentation de la référence AECO ainsi que des références du gaz naturel américain au cours de la même période. Notre prix du gaz naturel américain réalisé a également bénéficié de la dépréciation du dollar canadien lorsque l'information est présentée en dollars canadiens.

Produits bruts

	Exercices clos les 31 décembre					
	2014			2013		
(en milliers de dollars)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Produits tirés du pétrole						
Pétrole lourd	1 144 360 \$	—	\$ 1 144 360 \$	1 001 707 \$	—	\$ 1 001 707 \$
Pétrole léger et condensat	85 986	503 701	589 687	102 596	105 331	207 927
LGN	23 924	38 136	62 060	27 525	876	28 401
Total des produits tirés du pétrole	1 254 270	541 837	1 796 107	1 131 828	106 207	1 238 035
Produits tirés du gaz naturel	70 514	37 418	107 932	50 467	487	50 954
Total des produits tirés du pétrole et du gaz naturel	1 324 784	579 255	1 904 039	1 182 295	106 694	1 288 989
Autres produits	6 441	422	6 863	—	—	—
Produits tirés de la fluidification du pétrole lourd	58 120	—	58 120	78 470	—	78 470
Total des produits tirés du pétrole et du gaz naturel	1 389 345 \$	579 677	\$ 1 969 022 \$	1 260 765 \$	106 694	\$ 1 367 459 \$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le total des produits tirés du pétrole et du gaz naturel s'est chiffré à 1 969,0 M\$, une augmentation de 601,6 M\$ par rapport à l'exercice 2013, principalement grâce aux produits générés par les actifs d'Eagle Ford. Au Canada, les produits tirés du pétrole et du gaz naturel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont totalisé 1 389,3 M\$, une augmentation de 128,6 M\$ par rapport à la même période en 2013 en raison d'une hausse des volumes de production de pétrole lourd et d'une hausse des prix réalisés pour l'ensemble des produits sauf pour les LGN aux États-Unis. Les produits tirés du pétrole et du gaz naturel aux États-Unis ont augmenté par rapport à l'exercice précédent principalement en raison de l'acquisition d'Eagle Ford qui a contribué à hauteur de 496,4 M\$ depuis sa date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2014.

Les produits tirés de la fluidification du pétrole lourd pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont baissé comparativement à l'exercice 2013 en raison de la hausse des volumes de pétrole lourd transportés par voie ferroviaire. Contrairement au transport par pipeline, le transport du pétrole lourd par voie ferroviaire n'exige pas de fluidification à l'aide d'un diluant. Les volumes liés à la fluidification à l'aide d'un diluant pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont été de 1 525 b/j par rapport à 2 056 b/j en 2013.

Redevances

Les redevances sont payées à divers organismes gouvernementaux ainsi qu'aux propriétaires de concessions et de biens miniers. Les redevances sont calculées en fonction des produits bruts ou des revenus nets, déduction faite des dépenses d'investissement et sont généralement exprimées sous forme d'un pourcentage des produits bruts. La variation des taux de redevance réels s'explique par différents facteurs, notamment la marchandise produite, l'entente conclue relativement aux redevances, le niveau du prix des marchandises, les incitatifs liés aux redevances et les régions ou territoires concernés. Le tableau suivant résume nos redevances et les taux de redevance connexes pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

Exercices clos les 31 décembre

	2014			2013		
(en milliers de dollars, sauf les pourcentages et les montants par bep)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Redevances	265 066 \$	174 059 \$	439 125 \$	211 499 \$	40 550 \$	252 049 \$
Taux de redevance moyens ¹	20,0 %	30,0 %	23,1 %	17,9 %	38,0 %	19,6 %
Taux de redevance par bep	12,91 \$	21,54 \$	15,35 \$	10,74 \$	34,34 \$	12,07 \$

1. Les taux de redevance moyens excluent les ventes de diluants de pétrole lourd et les effets des instruments financiers dérivés.

Le total des redevances pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 187,1 M\$ comparativement à l'exercice 2013 pour s'établir à 439,1 M\$. Dans l'ensemble, les redevances ont représenté 23,1 % des produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, en hausse comparativement à 19,6 % des produits pour l'exercice 2013 en raison principalement des taux de redevances plus élevés visant les biens d'Eagle Ford. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le taux de redevance au Canada s'est établi à 20,0 %, en hausse comparativement à 17,9 % en 2013 en raison de taux de redevance plus élevés visant certaines concessions situées à Peace River. Le taux de redevance aux États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, établi à 38,0 %, tenait compte de l'obligation de paiement liée à nos biens dans le Dakota du Nord.

Frais de production et charges d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre

	2014			2013		
(en milliers de dollars, sauf les montants par bep)	Canada	États-Unis ¹	Total	Canada	États-Unis	Total
Frais de production et charges d'exploitation	272 515 \$	81 334 \$	353 849 \$	254 037 \$	21 482 \$	275 519 \$
Frais de production et charges d'exploitation, par bep	13,27 \$	10,07 \$	12,37 \$	12,89 \$	18,26 \$	13,20 \$

1. Les frais de production et les charges d'exploitation liés aux actifs d'Eagle Ford incluent les frais de transport.

Les frais de production et les charges d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont augmenté de 78,3 M\$ comparativement à l'exercice 2013 pour s'établir à 353,8 M\$ et les biens d'Eagle Ford ont compté pour 67,5 M\$ de cette augmentation. Les frais de production et les charges d'exploitation au Canada ont augmenté de 18,5 M\$, soit 7 %, pour s'établir à 272,5 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 comparativement à 254,0 M\$ en 2013 en raison de la hausse des volumes de production et de l'augmentation du coût unitaire. Les frais de production et les charges d'exploitation par bep au Canada ont augmenté, passant de 12,89 \$/bep pour l'exercice 2013 à 13,27 \$/bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 principalement en raison de la hausse des coûts de combustible et d'électricité au cours de l'exercice considéré. Les frais de production et les charges d'exploitation par bep aux États-Unis ont reculé, passant de 18,26 \$/bep à 10,07 \$/bep, reflétant l'accent mis sur la production des actifs d'Eagle Ford à plus faible coût par rapport à celle de nos biens existants du Dakota du Nord.

Frais de transport et de fluidification

Les frais de transport comprennent les coûts associés au transport de la production de la concession jusqu'au point de vente. La principale composante des frais de transport est liée au transport du pétrole lourd vers les pipelines et les terminaux ferroviaires. Le pétrole lourd produit par Baytex doit être fluidifié pour en abaisser sa viscosité afin qu'il soit conforme aux spécifications des pipelines et pour en faciliter la commercialisation. Les coûts du diluant sont recouvrés dans le prix de vente du produit fluidifié. Le pétrole lourd transporté par voie ferroviaire n'exige pas de fluidification.

Le tableau suivant présente une comparaison entre les frais de transport et de fluidification pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

	Exercices clos les 31 décembre					
	2014			2013		
(en milliers de dollars, sauf les montants par bep)	Canada	États-Unis ²	Total	Canada	États-Unis	Total
Frais de fluidification	58 120 \$	— \$	58 120 \$	78 470 \$	— \$	78 470 \$
Frais de transport	83 766	—	83 766	80 371	—	80 371
Total des frais de transport et de fluidification	141 886 \$	— \$	141 886 \$	158 841 \$	— \$	158 841 \$
Frais de transport par bep ¹	4,08 \$	— \$	2,93 \$	4,08 \$	— \$	3,85 \$

1. Les frais de transport par bep sont présentés déduction faite des achats de diluant.

2. Les frais de transport liés aux actifs d'Eagle Ford ont été inclus dans les frais de production et les charges d'exploitation.

Les frais de fluidification pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont diminué comparativement à l'exercice 2013 en raison d'une augmentation des volumes de pétrole lourd transportés par voie ferroviaire.

Les frais de transport pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont totalisé 83,8 M\$, en hausse de 3,4 M\$, soit 4 % comparativement à l'exercice 2013. Cette augmentation s'explique par le transport de volumes plus importants de pétrole lourd entraînant, au Canada, des frais de transport additionnels de 3,4 M\$.

Instruments financiers dérivés

Dans le cours normal de nos activités, nous sommes exposés aux variations du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Afin de gérer ces risques, nous avons recours à une série de contrats dérivés financiers qui visent à atténuer la volatilité de nos flux de trésorerie d'exploitation. Les dérivés financiers sont gérés au niveau de la Société et ne sont pas attribués aux différentes divisions. Le tableau suivant résume les résultats de nos contrats dérivés financiers pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

(en milliers de dollars)	Exercices clos les 31 décembre		
	2014	2013	Variation
Profit (perte) réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés ¹			
Pétrole brut	46 844 \$	4 877 \$	41 967 \$
Gaz naturel	(974)	1 646	(2 620)
Change	(10 416)	(491)	(9 925)
Intérêts	(8 130)	(7 259)	(871)
Total	27 324 \$	(1 227) \$	28 551 \$
Profit (perte) latent(e) sur les instruments financiers dérivés ²			
Pétrole brut	186 115 \$	(7 671) \$	193 786 \$
Gaz naturel	5 802	(1 658)	7 460
Change	(8 737)	(9 518)	781
Intérêts et financement ³	2 020	6 942	(4 922)
Total	185 200 \$	(11 905) \$	197 105 \$
Profit (perte) total(e) sur les instruments financiers dérivés			
Pétrole brut	232 959 \$	(2 794) \$	235 753 \$
Gaz naturel	4 828	(12)	4 840
Change	(19 153)	(10 009)	(9 144)
Intérêts et financement ³	(6 110)	(317)	(5 793)
Total	212 524 \$	(13 132) \$	225 656 \$

1. Le profit (la perte) réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés correspond aux règlements en trésorerie réels ou les encaissements au titre des instruments financiers dérivés.

2. Le profit (la perte) latent(e) sur les instruments financiers dérivés correspond à la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés au cours de la période.

3. Le profit (la perte) latent(e) sur les instruments dérivés lié(e) aux intérêts et au financement comprend la variation de la juste valeur des options d'achat incorporées dans nos billets de premier rang non garantis

Les contrats réglés au cours de la période ont donné lieu à des profits ou des pertes réalisés en fonction du prix du marché par rapport au prix fixé dans le contrat à la date où celui-ci arrive à échéance. À mesure que les prix à terme des marchandises sur le marché et les devises continuent de fluctuer et que de nouveaux contrats sont conclus, les variations de la juste valeur seront comptabilisées à titre de profits ou de pertes latents au cours de la période. Les contrats en vigueur au début de la période qui sont réglés au cours de celle-ci donneront lieu à un renversement du profit ou de la perte latent comptabilisé au début de la période.

Le profit réalisé de 27,3 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 sur les contrats dérivés est principalement attribuable à une chute considérable des prix du pétrole brut à des niveaux en deçà de ceux établis dans nos contrats à prix fixe, partiellement contrebalancée par le règlement de nos swaps de taux d'intérêt hors du cours ainsi que par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période. Le profit latent lié à la valeur de marché de 185,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 est principalement attribuable à des prix à terme des marchandises considérablement plus bas au 31 décembre 2014 comparativement aux prix établis dans nos contrats à prix fixe et aux pertes latentes liées au règlement des contrats de taux d'intérêt comptabilisées antérieurement. Ceci a été partiellement contrebalancé par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 décembre 2014 comparativement au 31 décembre 2013.

Un résumé des contrats financiers dérivés en vigueur au 31 décembre 2014 et du traitement comptable de ceux-ci est présenté à la note 22 des états financiers consolidés.

Revenu net opérationnel

Exercices clos les 31 décembre						
	2014			2013		
(en \$/bep, sauf les volumes)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Volumes de ventes (bep/j)	56 257	22 138	78 395	53 961	3 235	57 196
Revenu net opérationnel ¹ :						
Prix de vente	64,52 \$	71,69 \$	66,54 \$	60,03 \$	90,36 \$	61,74 \$
Moins :						
Redevances	12,91	21,54	15,35	10,74	34,34	12,07
Charges d'exploitation et frais de production	13,27	10,07	12,37	12,89	18,26	13,20
Frais de transport	4,08	—	2,93	3,85	—	3,85
Revenu net opérationnel avant les instruments financiers dérivés	34,26 \$	40,08 \$	35,89 \$	32,55 \$	37,76 \$	32,62 \$
Profit sur les instruments financiers dérivés ²	—	—	1,24	—	—	0,29
Revenu net opérationnel après les instruments financiers dérivés	34,26 \$	40,08 \$	37,13 \$	32,55 \$	37,76 \$	32,91 \$

1. Le tableau du revenu net opérationnel inclut les produits et les coûts liés à la production de soufre.

2. Les instruments financiers dérivés rendent uniquement compte des profits réalisés sur les contrats liés aux marchandises.

Charges au titre de la prospection et de l'évaluation

Les charges au titre de la prospection et de l'évaluation comprennent la radiation des concessions et des actifs non mis en valeur et varieront d'une période à l'autre en fonction de l'échéance des contrats et de notre évaluation des concessions non mises en valeur.

Les charges au titre de la prospection et de l'évaluation pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont augmenté pour s'établir à 17,7 M\$, contre 10,3 M\$ pour l'exercice 2013. Cette hausse s'explique par une augmentation du nombre des concessions non mises en valeur échues et par la radiation des actifs de prospection et d'évaluation qui ne seront pas mis en valeur. Un montant d'environ 6,0 M\$ est lié aux contrats de location dans le Dakota du Nord qui sont arrivés à échéance avant la cession.

Amortissement pour déplétion

Exercices clos les 31 décembre						
	2014			2013		
(en milliers de dollars, sauf les montants par bep)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Amortissement pour déplétion ¹	328 902 \$	204 461 \$	536 569 \$	305 336 \$	20 968 \$	328 953 \$
Amortissement pour déplétion par bep	16,02 \$	25,30 \$	18,75 \$	15,63 \$	17,88 \$	15,76 \$

1. Le total inclut l'amortissement pour l'ensemble de la Société.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'amortissement pour déplétion a totalisé 536,6 M\$, comparativement à 329,0 M\$ pour l'exercice 2013. Le taux d'amortissement pour déplétion par bep a augmenté, passant de 15,76 \$/bep pour l'exercice 2013 à 18,75 \$/bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, principalement en raison de l'inclusion dans le compte de déplétion des actifs d'Eagle Ford dont le coût est plus élevé.

Dépréciation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la perte de valeur a totalisé 449,6 M\$ comparativement à l'exercice 2013 au cours duquel aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée. En raison d'une chute considérable du prix des marchandises à la fin de 2014 et des prévisions selon lesquelles les prix demeureront bas pendant quelques années, la valeur des flux de trésorerie futurs estimatifs de certains actifs a chuté en deçà de leur valeur comptable.

Nous avons constaté une perte de valeur du goodwill de 411,8 M\$ associé à l'acquisition des actifs d'Eagle Ford. Au moment de l'acquisition, la juste valeur des actifs acquis a été comptabilisée en fonction du prix des marchandises en vigueur. Le goodwill associé à certains actifs pétroliers et gaziers conventionnels au Canada a également subi une perte de valeur. Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée relativement aux actifs de pétrole lourd.

La valeur recouvrable de chaque unité génératrice de trésorerie a été déterminée à l'aide des flux de trésorerie actualisés liés aux réserves prouvées, probables et, dans le cas des actifs américains, des réserves possibles ainsi que de la juste valeur des superficies de concessions non mises en valeur. Lors du calcul des flux de trésorerie futurs des actifs, nous avons posé certaines hypothèses, principalement au sujet des prix de marchandises futurs ainsi que du taux d'actualisation. Nous avons supposé un prix du pétrole WTI d'environ 57 \$ US/b en 2015, d'environ 80 \$ US/b en 2016 et d'environ 90 \$ US/b en 2017. Il est possible que le prix des marchandises au cours de ces exercices soit inférieur aux estimations actuelles, ce qui donnerait lieu à d'autres pertes de valeur. Un taux d'actualisation avant impôt de 10 % a été appliqué au total des réserves prouvées, probables et possibles après l'application d'un facteur de risque de 50 % aux réserves possibles pour représenter une probabilité de recouvrement plus faible.

Frais généraux et administratifs

(en milliers de dollars, sauf les montants par bep)	Exercices clos les 31 décembre		
	2014	2013	Variation
Frais généraux et administratifs	59 957 \$	45 461 \$	32 %
Frais généraux et administratifs par bep	2,10 \$	2,18 \$	(4) %

Les frais généraux et administratifs pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont augmenté comparativement à l'exercice 2013, en raison de salaires plus élevés, d'une augmentation de l'effectif et de l'ajout du bureau à Houston pour soutenir nos activités à Eagle Ford. Par bep, les frais généraux et administratifs ont diminué en raison d'une augmentation des volumes découlant de l'acquisition d'Eagle Ford conjuguée à la diminution des frais généraux et administratifs par bep associés aux actifs acquis.

Frais connexes à l'acquisition

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons engagé des frais connexes à l'acquisition de 38,6 M\$ relativement à l'acquisition d'Aurora. Ces coûts comprennent les frais juridiques et réglementaires ainsi que les honoraires tirés des services-conseils en plus des primes au titre des couvertures de change.

Profit au dessaisissement de biens pétroliers et gaziers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le profit au dessaisissement des biens pétroliers et gaziers a totalisé 50,2 M\$ avant impôt pour trois transactions distinctes. Au cours du quatrième trimestre de 2014, nous avons cédé des actifs non essentiels dans l'Ouest canadien pour un produit net en espèces de 45,7 M\$, ce qui a donné lieu à un profit avant impôt de 3,7 M\$. Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons cédé nos participations situées dans le Dakota du Nord pour un produit net de 341,6 M\$, ce qui a donné lieu à un profit avant impôt de 28,6 M\$. Au cours du deuxième trimestre de 2014, nous avons conclu un swap d'actifs, cédant des biens arrivés à maturité en Saskatchewan et acquérant des biens additionnels dans la région de Peace River, ce qui a donné lieu à un profit au dessaisissement des biens pétroliers et gaziers de 17,9 M\$.

Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions

La charge au titre de la rémunération liée au régime incitatif d'attribution d'actions est comptabilisée en résultat sur la période d'acquisition des droits liés aux attributions d'actions, avec une augmentation correspondante du surplus d'apport. L'émission d'actions ordinaires au moment de la conversion des attributions d'actions est comptabilisée comme une augmentation des capitaux propres, avec une diminution correspondante du surplus d'apport.

La charge au titre de la rémunération liée au régime incitatif d'attribution d'actions a diminué, s'établissant à 27,5 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, comparativement à 30,7 M\$ pour l'exercice 2013. Cette diminution s'explique principalement par une hausse des renonciations réelles à la suite de la fermeture de notre bureau à Denver conjuguée à un taux estimatif plus élevé de renonciations futures à l'égard des attributions d'actions au cours de 2014 par rapport à 2013.

Au 31 décembre 2013, tous les droits de souscription d'actions en cours attribués dans le cadre du régime de droits de souscription d'actions ont été entièrement passés en charges et exercés. Par conséquent, aucune charge au titre de la rémunération fondée sur des actions n'a été comptabilisée relativement aux droits de souscription d'actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 comparativement à une charge de 1,6 M\$ comptabilisée en 2013.

Coûts de financement

Les coûts de financement comprennent les intérêts sur les emprunts bancaires et la dette à long terme, les charges sans effet sur la trésorerie liées à la désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que l'amortissement des charges financières et des coûts de financement de la dette.

(en milliers de dollars, sauf les pourcentages)	Exercices clos les 31 décembre		
	2014	2013	Variation
Emprunt bancaire et autres	22 364 \$	12 379 \$	81 %
Dette à long terme	60 418	30 945	95 %
Désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7 251	7 011	3 %
Coûts de financement	90 033 \$	50 335 \$	79 %

L'augmentation des coûts de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'explique principalement par des niveaux d'endettement existant plus élevés comparativement à l'exercice 2013. Les niveaux d'endettement ont principalement augmenté en raison de l'acquisition des actifs d'Eagle Ford.

Change

Les profits et les pertes de change latents s'expliquent par la conversion de la dette à long terme et des emprunts bancaires libellés en dollars américains causée par la fluctuation du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période. Les profits et les pertes de change réalisés s'expliquent par nos transactions quotidiennes en dollars américains.

(en milliers de dollars, sauf les taux de change)	Exercices clos les 31 décembre		
	2014	2013	Variation
Perte de change latente	75 011 \$	9 828 \$	663 %
Perte (profit) de change réalisé(e)	370	(5 922)	(106) %
Perte de change	75 381 \$	3 906 \$	1 830 %
Taux de change entre le \$ CA et le \$ US :			
Au début de la période	1,0636	0,9949	
À la fin de la période	1,1601	1,0636	

Les pertes de change se chiffrant à 75,4 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'expliquent principalement par un recul de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Impôt sur le résultat

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la charge d'impôt totale s'est élevée à 134,4 M\$, une augmentation de 81,6 M\$ par rapport à l'exercice 2013, dont une charge d'impôt exigible de 53,9 M\$ et une charge d'impôt différé de 80,5 M\$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la charge d'impôt totale s'est élevée à 52,8 M\$, dont une économie d'impôt exigible de 6,8 M\$ et une charge d'impôt différé de 59,6 M\$.

Le profit lié à la cession des actifs du Dakota du Nord a donné lieu à une charge d'impôt exigible de 52,2 M\$ et à une économie d'impôt différé de 52,4 M\$.

La hausse de la charge d'impôt totale pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 est principalement liée à l'augmentation des profits latents sur les dérivés financiers et à une hausse des réclamations au titre des comptes fiscaux utilisés comme abri fiscal pour les revenus nets plus élevés, partiellement contrebalancées par l'augmentation des pertes de change latentes.

Comptes fiscaux

Les comptes fiscaux canadiens et américains présentés dans le tableau suivant seront disponibles pour réduire notre résultat imposable dans l'avenir. Notre passif d'impôt en espèces dépend de nombreux facteurs, notamment les prix auxquels nous vendons notre production, les déductions d'impôt utilisables et la législation en vigueur durant l'année d'imposition. D'après les perspectives actuelles concernant le prix à terme des marchandises, les niveaux prévus de la production et des coûts et les lois fiscales actuellement en vigueur au Canada et aux États-Unis, Baytex s'attend à payer un impôt en trésorerie en 2015 à un taux d'imposition effectif correspondant à environ 5 % des flux de trésorerie liés aux opérations.

En 2014, l'Agence du revenu du Canada a avisé Baytex qu'elle s'apprêtait à réévaluer certaines de ses filiales pour refuser des déductions au titre de pertes autres qu'en capital qui ont servi au calcul de l'impôt sur le résultat pour les exercices 2011 à 2013. L'éventuel rejet des déductions au titre de pertes autres qu'en capital qui ont été réclamées jusqu'ici entraînerait un passif estimé d'environ 57 M\$ et une diminution d'environ 262 M\$ des pertes autres qu'en capital pour les années d'imposition subséquentes. La Société est d'avis qu'elle est en droit de déduire les pertes autres qu'en capital et que les déclarations fiscales qu'elle a fournies jusqu'ici sont exactes. Nous nous apprêtons à défendre notre position telle que présentée.

Les comptes fiscaux présentés en détail ci-dessous sont déductibles selon différents taux prescrits par la loi.

<i>(en milliers de dollars)</i>	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Comptes fiscaux canadiens		
Dépenses liées aux biens pétroliers et gaziers canadiens	237 734 \$	281 892 \$
Dépenses de mise en valeur au Canada	490 721	496 847
Dépenses de prospection au Canada	611	487
Coûts en capital non amortis	428 830	380 704
Pertes autres qu'en capital	132 522	160 203
Coûts de financement et autres	76 780	10 874
Total des comptes fiscaux canadiens	1 367 198 \$	1 331 007 \$
Comptes fiscaux américains		
Déplétion imposable	354 149 \$	45 334 \$
Coûts de forage – actifs incorporels	311 586	8 869
Actifs corporels	209 655	18 843
Pertes autres qu'en capital	553 172	64 936
Autres	79 212	7 182
Total des comptes fiscaux américains	1 507 774 \$	145 164 \$

Bénéfice net (perte nette)

La perte nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a totalisé 132,8 M\$ comparativement à un bénéfice net de 164,8 M\$ pour l'exercice 2013. Cette baisse s'explique par une perte de valeur de 449,6 M\$, des pertes latentes de change plus élevées, les coûts d'acquisition liés à l'acquisition d'Aurora ainsi qu'une hausse de la charge d'amortissement pour déplétion, des coûts de financement et de l'impôt sur le résultat, partiellement contrebalancés par des revenus nets opérationnels plus élevés, des profits sur dérivés financiers plus importants et des profits au dessaisissement de biens pétroliers et gaziers.

Autres éléments du résultat global

Les autres éléments du résultat global comprennent l'écart de change lié aux transactions en dollars américains qui n'est comptabilisé en résultat net. Le profit de change de 213,5 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'explique par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 décembre 2014 comparativement au taux de change au 11 juin 2014 (soit la date de clôture de l'acquisition d'Aurora) et au 31 décembre 2013. Les autres éléments du résultat global sont plus élevés en 2014 par rapport à 2013 parce que la valeur comptable des transactions effectuées en dollars américains est considérablement supérieure au cours de l'exercice considéré en raison de l'acquisition d'Aurora.

Dépenses d'investissement

Le tableau ci-dessous présente les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

	Exercices clos les 31 décembre					
	2014			2013		
(en milliers de dollars)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Prospection et mise en valeur	394 228 \$	371 842 \$	766 070 \$	471 003 \$	79 897 \$	550 900 \$
Acquisitions, déduction faite des dessaisissements	(33 863)	2 579 019	2 545 156	(42 150)	3 068	(39 082)
Autres immobilisations corporelles, montant net ¹	—	—	8 283	—	—	4 059
Total des dépenses d'investissement ¹	360 365 \$	2 950 861	3 319 509 \$	428 853 \$	82 965 \$	515 877 \$

1. Le total comprend les dépenses d'investissement de l'ensemble de la Société.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement relatives à la prospection et à la mise en valeur se sont établies à 766,1 M\$, en hausse de 215,2 M\$ comparativement à la période correspondante de 2013. L'augmentation qui comprend un montant de 315,7 M\$ lié à nos actifs d'Eagle Ford a été partiellement contrebalancée par des diminutions de 76,8 M\$ au Canada et de 23,7 M\$ dans le Dakota du Nord. En 2014, nous avons foré 215,5 puits nets (175,1 au Canada, 33,2 à Eagle Ford et 7,2 dans le Dakota du Nord) comparativement à 226,8 puits nets (203,5 au Canada et 23,3 dans le Dakota du Nord) en 2013. En 2014, nos activités d'investissement ont progressé comme prévu dans nos principales régions de mise en valeur. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, nos dépenses d'investissement relatives à la prospection et à la mise en valeur, au Canada, ont été légèrement inférieures à celles de 2013 en raison de notre stratégie actuelle qui est axée sur les actifs d'Eagle Ford.

Dans le cadre de l'acquisition d'Aurora, nous avons acquis des biens pétroliers et gaziers d'une valeur de 2 520,6 M\$, des actifs de prospection et d'évaluation équivalant à 391,1 M\$ et d'autres immobilisations corporelles d'une valeur de 1,2 M\$.

Le 24 septembre 2014, nous avons cédé nos participations situées dans le Dakota du Nord pour un produit en espèces de 341,6 M\$. Les actifs étaient composés de biens pétroliers et gaziers, d'actifs de prospection et d'évaluation ainsi que d'autres immobilisations corporelles dont les valeurs comptables s'établissaient à 294,0 M\$, à 32,5 M\$ et à 2,0 M\$, respectivement. Nous avons également cédé certains actifs non essentiels au Canada vers la fin du quatrième trimestre pour un produit en espèces de 45,7 M\$. Les actifs étaient composés de biens pétroliers et gaziers ainsi que d'actifs de prospection et d'évaluation dont les valeurs comptables s'établissaient à 34,8 M\$ et à 7,2 M\$, respectivement.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS, RATIO DE DISTRIBUTION ET BAIIA BANCAIRE

Les flux de trésorerie liés aux opérations, le ratio de distribution et le BAIIA bancaire constituent des mesures non définies par les PCGR. Les flux de trésorerie liés aux opérations représentent la trésorerie générée par les activités d'exploitation ajustée pour tenir compte des coûts de financement, des variations des éléments du fonds de roulement d'exploitation sans effet sur la trésorerie et d'autres éléments d'exploitation. Le ratio de distribution est calculé comme suit : les dividendes en espèces (déduction faite du RRD) divisés par les flux de trésorerie liés aux opérations. Le BAIIA bancaire est calculé conformément aux modalités de la convention relative à la facilité de crédit. Baytex considère qu'il s'agit de mesures clés de la performance, car elles rendent compte de sa capacité à générer les flux de trésorerie nécessaires aux fins du financement des dividendes et des dépenses d'investissement futurs.

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement des flux de trésorerie liés aux opérations (une mesure définie par les PCGR) et des flux de trésorerie liés aux opérations (une mesure non définie par les PCGR).

	Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en milliers de dollars, sauf les pourcentages)</i>	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	974 569 \$	638 476 \$
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(28 222)	(3 447)
Dépenses liées à la mise hors service d'immobilisations	14 528	12 076
Coûts de financement	(90 033)	(50 335)
Désactualisation d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7 251	7 011
Accroissement de la dette à long terme	1 697	657
Flux de trésorerie liés aux opérations	879 790 \$	604 438 \$
Dividendes déclarés	395 600 \$	327 029 \$
Dividendes réinvestis	(94 482)	(89 366)
Dividendes en espèces déclarés (déduction faite du RRD)	301 118 \$	237 663 \$
Ratio de distribution	45 %	54 %
Ratio de distribution (déduction faite du RRD)	34 %	39 %

Baytex ne déduit pas les dépenses d'investissement dans le calcul du ratio de distribution. Si les coûts liés à la prospection ainsi qu'à la mise en valeur et à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers augmentent considérablement, il est possible que nous soyons dans l'obligation de réduire ou d'éliminer les dividendes sur nos actions ordinaires afin de financer les dépenses d'investissement. Rien ne garantit que nous serons en mesure de maintenir nos niveaux de production actuels dans les périodes futures. Les dividendes en espèces déclarés, déduction faite des participations au RRD, de 301,1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ont été financés au moyen des flux de trésorerie liés aux opérations, qui s'élèvent à 879,8 M\$.

Le tableau suivant présente un rapprochement du bénéfice net (mesure définie par les PCGR) et du BAIIA bancaire (mesure non définie par les PCGR) :

	Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en milliers de dollars)</i>	2014	2013
Bénéfice net (perte nette)	(132 807) \$	164 845 \$
Plus :		
Coûts de financement	90 033	50 335
Charge (économie) d'impôt exigible	53 875	(6 821)
Épuisement et amortissement	536 569	328 953
BAIIA attribuable aux actifs acquis	254 087	—
Éléments sans effet sur la trésorerie ¹	414 898	102 972
BAIIA bancaire	1 216 655 \$	640 284 \$

1. Les éléments sans effet sur la trésorerie comprennent la rémunération fondée sur des actions, la perte de change latente, les charges de prospection et d'évaluation, la perte (le profit) latent(e) sur instruments financiers dérivés, le profit sur la cession de biens pétroliers et gaziers, la perte de valeur et la charge d'impôt sur le résultat.

SITUATION DE TRÉSORERIE, RESSOURCES EN CAPITAL ET GESTION DES RISQUES

Nous passons régulièrement en revue nos sources de liquidités ainsi que notre exposition aux contreparties, et nous sommes d'avis que nos ressources en capital seront suffisantes pour nous permettre de respecter nos engagements à court, à moyen et à long terme. Plus précisément, nous estimons que nos flux de trésorerie liés aux opérations générés en interne, auxquels s'ajoutent les fonds de notre programme de couverture et nos facilités de crédit existantes inutilisées, fourniront suffisamment de liquidités pour nous permettre de maintenir nos activités, nos dividendes et nos dépenses d'investissement prévues. Il nous appartient de décider du calendrier de la plupart de ces investissements, et nous n'avons aucun engagement significatif à l'égard de dépenses d'investissement à long terme. Les niveaux de dividendes sont aussi déterminés au gré de la Société, qui a la capacité de les modifier si des facteurs comme la réduction des prix des marchandises ou des volumes de production ont une incidence négative sur les flux de trésorerie liés aux opérations. Nous croyons en outre que nos contreparties ont actuellement la capacité financière de remplir leurs obligations envers nous dans le cours normal de leurs activités. Nous examinons périodiquement leur capacité financière et, si nécessaire, nous augmentons les protections de crédit.

Le contexte du marché actuel, caractérisé par des prix des marchandises inhabituellement peu élevés, a des répercussions négatives sur nos flux de trésorerie liés aux opérations générés à l'interne. Nous avons pris des mesures pour protéger notre situation de trésorerie. Parmi ces mesures, mentionnons une réduction du dividende mensuel, qui est passé de 0,24 \$ par action à 0,10 \$ par action et la réduction de notre budget d'investissement de 2015, qui est inférieur de 40 % à nos attentes initiales. En outre, certaines clauses restrictives financières applicables à nos facilités de crédit ont été assouplies (se reporter à l'analyse ci-dessous). Si les prix des marchandises continuent d'être peu élevés, ou s'ils diminuent encore plus, nous pourrions devoir apporter d'autres modifications au dividende ou à notre programme d'investissement. Si ce contexte caractérisé par des prix peu élevés perdure, cela pourrait entraîner le non-respect de certaines clauses restrictives financières et par conséquent, avoir une incidence sur notre capacité de prélever des montants sur nos facilités de crédit existantes ou d'obtenir un nouveau financement. Cela pourrait également limiter notre capacité de verser des dividendes ou de vendre des actifs, ce qui pourrait faire en sorte que notre dette devienne immédiatement exigible et payable. Si les flux de trésorerie liés aux opérations ne suffisent pas à financer les dépenses d'investissement minimales nécessaires au maintien des activités, la Société pourrait devoir prélever les montants maximaux sur ses facilités de crédit actuelles. Par conséquent, nous pourrions envisager d'obtenir des capitaux supplémentaires sous forme de dette ou de capitaux propres. Cependant, rien ne garantit que l'une ou l'autre de ces sources de capitaux serait accessible quand il le faut.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, il n'est pas inhabituel de constater un fonds de roulement négatif puisque les débiteurs découlant des ventes de production sont généralement réglés dans un délai de un ou deux mois, alors que les créiteurs relatifs aux dépenses d'investissement et aux charges d'exploitation sont habituellement réglés sur une plus longue période (souvent de deux à quatre mois) en raison des cycles de facturation des fournisseurs et des processus d'approbation internes.

Le tableau suivant présente un résumé du total de notre dette monétaire aux 31 décembre 2014 et 2013.

<i>(en milliers de dollars)</i>	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Emprunt bancaire ¹	666 886 \$	223 371 \$
Dette à long terme ¹	1 418 685	459 540
Fonds de roulement négatif ²	210 409	79 151
Total de la dette monétaire	2 295 980 \$	762 062 \$

1. Montant en capital des instruments.

2. Les fonds de roulement correspond aux actifs courants moins les passifs courants (à l'exclusion des éléments sans effet sur la trésorerie comme les profits ou pertes latents sur instruments dérivés financiers et les actifs et passifs détenus en vue de la vente).

Au 31 décembre 2014, le total de la dette monétaire s'élevait à 2 296,0 M\$, comparativement à 762,1 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation du total de la dette monétaire au 31 décembre 2014, comparativement au 31 décembre 2013, est principalement attribuable à l'acquisition d'Aurora et au fait que les dépenses de prospection et de mise en valeur ainsi que les dividendes en espèces ont été supérieurs aux flux de trésorerie liés aux opérations durant l'exercice.

Emprunt bancaire

Avec prise d'effet le 4 juin 2014, Baytex a établi avec son consortium de prêteurs des facilités de crédit non garanties, prorogéables et renouvelables, composées d'un emprunt d'exploitation de 50 M\$, d'un emprunt consorsial de 950 M\$ pour Baytex et d'un emprunt consorsial de 200 M\$ US pour sa filiale en propriété exclusive, Baytex Energy USA, Inc., ces emprunts étant tous assortis d'une durée de quatre ans (ensemble, les « facilités de crédit renouvelables »).

La Société disposait en outre d'une facilité de crédit supplémentaire de 200 M\$, non renouvelable, à prélèvement unique, servant uniquement à financer l'acquisition d'Aurora. Conformément aux dispositions de la convention liée à la facilité de crédit, celle-ci a été remboursée intégralement le 29 septembre 2014 au moyen d'une partie du produit tiré de la vente des actifs situés au Dakota du Nord.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, des frais d'émission de titres d'emprunt de 4,1 M\$ relatifs à la restructuration des facilités renouvelables ont été portés en déduction de la valeur comptable de l'emprunt bancaire et seront amortis en tant que coûts de financement sur la durée de quatre ans de la facilité de crédit. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'amortissement des frais d'émission des titres d'emprunt de 0,5 M\$ a été comptabilisé en charges.

Les facilités renouvelables comportent des clauses restrictives commerciales standard pour ce type d'entente et n'exigent aucun paiement de capital obligatoire avant l'échéance, qui est actuellement le 4 juin 2018. Baytex peut demander une prorogation pour ces facilités renouvelables, ce qui pourrait proroger la période de renouvellement d'une durée maximale de quatre ans (sous réserve d'une durée maximale de quatre ans en tout temps). Au 31 décembre 2014, un montant de 666,9 M\$ a été prélevé sur les facilités renouvelables, ce qui laissait un montant non utilisé d'environ 565,1 M\$ au titre de nos facilités de crédit. Des copies des conventions relatives aux facilités renouvelables sont accessibles sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com (elles ont été déposées le 11 juin 2014, le 9 septembre 2014 et le 24 février 2015 dans la catégorie « Document important »).

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'emprunt bancaire pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 était de 3,25 % (4,61 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Dettes à long terme

Le 6 juin 2014, nous avons émis des billets de premier rang non garantis de 800 M\$ US, composés de 400 M\$ US de billets à 5,125 % échéant le 1^{er} juin 2021 (les « billets de 2021 ») et de 400 M\$ US de billets à 5,625 % échéant le 1^{er} juin 2024 (les « billets de 2024 »). Les billets de 2021 et les billets de 2024 donnent semestriellement droit à des intérêts et sont remboursables au gré de la Société, en tout ou en partie, à des prix de remboursement précisés, à compter du 1^{er} juin 2017 (pour les billets de 2021) et du 1^{er} juin 2019 (pour les billets de 2024).

Dans le cadre de l'acquisition d'Aurora (note 7), nous avons pris en charge des billets de premier rang non garantis à 9,875 % échéant le 15 février 2017 (les « billets de 2017 ») d'un montant de 365 M\$ US et des billets de premier rang non garantis à 7,500 % échéant le 1^{er} avril 2020 (les « billets de 2020 ») d'un montant de 300 M\$ US. Le 11 juin 2014, nous avons acheté et annulé 357,1 M\$ US de billets de 2017 (97,8 % du total des billets en circulation) et 293,6 M\$ US de billets de 2020 (97,9 % du total en circulation). Les billets restants sont remboursables au gré de la Société, en tout ou en partie, à des prix de remboursement précisés, à compter du 15 février 2015 (pour les billets de 2017) et du 1^{er} avril 2016 (pour les billets de 2020). Le 27 février 2015, la Société a remboursé l'intégralité des billets de 2017 en circulation au prix de 8,3 M\$ US, majoré des intérêts courus.

Le 19 juillet 2012, nous avons émis des billets de premier rang non garantis à 6,625 %, d'un montant en capital de 300 M\$. Ces billets donnent semestriellement droit à des intérêts, et le montant en capital est remboursable le 19 juillet 2022. Ces billets sont remboursables au gré de la Société, en tout ou en partie, à compter du 19 juillet 2017, à des prix de remboursement précisés.

Le 17 février 2011, nous avons émis des billets de premier rang non garantis à 6,75 % d'un montant en capital de 150 M\$ US. Ces billets donnent semestriellement droit à des intérêts, et le montant en capital est remboursable le 17 février 2021. Ces billets sont remboursables au gré de la Société, en tout ou en partie, à compter du 17 février 2016, à des prix de remboursement précisés.

Clauses restrictives

Le tableau suivant présente les clauses restrictives financières relatives aux facilités renouvelables et aux billets de premier rang non garantis, ainsi que le degré de conformité avec ces clauses restrictives au 31 décembre 2014.

Description de la clause restrictive	Clause restrictive au 20 février 2015	Clause restrictive au 31 décembre 2014	Position au 31 décembre 2014
Emprunt bancaire	Ratio maximal	Ratio maximal	
Ratio des créances de premier rang sur la capitalisation ^{1, 2}	0,65:1,00	0,50:1,00	0,46:1,00
Ratio des créances de premier rang sur le BAIIA bancaire ^{1, 5, 6}	4,75:1,00	3,00:1,00	1,72:1,00
Ratio du total de la dette sur le BAIIA bancaire ^{3, 5, 6}	4,75:1,00	4,00:1,00	1,72:1,00
Dettes à long terme	Ratio minimal	Ratio minimal	
Couverture des charges fixes ⁴	2,50:1,00	2,50:1,00	13,51:1,00

1. Les « créances de premier rang » se définissent comme la somme de notre emprunt bancaire et du montant en capital de la dette à long terme.

2. La « capitalisation » désigne la somme de notre emprunt bancaire, du montant en capital de la dette à long terme et des capitaux propres.

3. Le « total de la dette » correspond à la somme de notre emprunt bancaire, du montant en capital de la dette à long terme et de certains autres passifs mentionnés dans la convention de crédit.

4. La couverture des charges fixes correspond au ratio des coûts de financement sur le bénéfice net ajusté des douze derniers mois, comme le définissent les contrats de fiducie relatifs aux billets. Le bénéfice ajusté pour la période des douze derniers mois close le 31 décembre 2014 s'est établi à 1,22 G\$ et comprend le bénéfice d'Aurora sur une base pro forma.

5. Aux fins des calculs relatifs aux clauses restrictives, le BAIIA bancaire d'Aurora pour la période des douze derniers mois a été inclus, conformément aux modalités de la convention de crédit.

6. Le BAIIA bancaire est calculé en fonction des modalités et des conditions précisées dans la convention de crédit, qui ajuste le bénéfice net pour les coûts de financement, l'impôt sur le résultat, certaines transactions non réalisées et sans effet sur la trésorerie précises (y compris l'amortissement pour dépréciation, la dépréciation, les charges au titre de la prospection, les profits et pertes latents sur instruments dérivés financiers, les profits et pertes de change latents et la rémunération fondée sur des actions), et les activités d'acquisition et de cession (à l'exclusion des coûts engagés relatifs aux acquisitions) et est calculé en fonction de la période des douze derniers mois.

Le 20 février 2015, nous avons conclu une entente avec le consortium de prêteurs afin de modifier comme suit les clauses restrictives financières : a) le ratio maximal des créances de premier rang sur la capitalisation sera de 0,65:1,00 pour la période du 31 décembre 2014 au 31 décembre 2016, inclusivement, et de 0,55:1,00 par la suite; b) le ratio maximal des créances de premier rang sur le BAIIA bancaire sera de 4,75:1,00 pour la période du 31 décembre 2014 au 30 juin 2016, inclusivement, de 4,50:1,00 pour la période du 1^{er} juillet 2016 au 31 décembre 2016, inclusivement, et de 3,50:1,00 par la suite; c) le ratio maximal du total de

la dette sur le BAIIA bancaire sera de 4,75:1,00 pour la période allant du 31 décembre 2014 au 31 décembre 2016, inclusivement, et de 4,00:1,00 par la suite. Si nous dépassons les montants prévus à l'une ou l'autre des clauses restrictives relatives aux facilités renouvelables ou aux billets de premier rang non garantis ou si nous ne respectons pas ces clauses restrictives, nous pourrions devoir rembourser, refinancer ou renégocier les modalités des emprunts, et nous pourrions nous voir dans l'obligation de ne pas verser de dividendes à nos actionnaires.

Instruments financiers

Dans le cadre de nos activités normales, nous sommes exposés à un certain nombre de risques financiers, y compris le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque de marché. Le risque de liquidité est le risque que la Société éprouve des difficultés à s'acquitter de ses obligations liées aux passifs financiers. Nous gérons le risque de liquidité par le biais de la gestion de la trésorerie et de la dette. Le risque de crédit est le risque qu'une partie à un actif financier manque à ses obligations et, par conséquent, fasse subir une perte à la Société. Nous gérons le risque de crédit en concluant des contrats de vente avec des entités solvables et en examinant notre exposition à chaque entité régulièrement. Le risque de marché est le risque que la juste valeur des flux de trésorerie futurs fluctue en raison des variations des prix du marché; il comprend le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque de prix des marchandises. Le risque de marché est partiellement atténué par une série de dérivés financiers utilisés pour réduire en partie la volatilité de nos flux de trésorerie liés aux opérations.

Un résumé des contrats de gestion des risques en place au 31 décembre 2014 et du traitement comptable connexe est présenté à la note 22 des états financiers consolidés.

Capitaux propres

Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et 10 000 000 d'actions privilégiées. Les droits et les modalités associés aux actions privilégiées sont déterminés au moment de l'émission. Au 27 février 2015, nous avons 168 829 697 actions ordinaires émises et en circulation et ne comptons aucune action privilégiée. Durant l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons émis 42 715 132 actions ordinaires, dont 38 433 000 actions ordinaires à la clôture de l'acquisition d'Aurora. Des actions ont aussi été émises par le truchement du RRD et de nos programmes de rémunération fondée sur des actions.

Obligations contractuelles

Nous contractons un certain nombre d'obligations financières dans le cours normal de nos activités. Ces obligations sont de nature récurrente et ont une incidence constante sur les flux de trésorerie liés aux opérations de la Société. Une part importante de ces obligations sera financée par les flux de trésorerie liés aux opérations. Les obligations au 31 décembre 2014 et le calendrier prévu de leur financement sont présentés dans le tableau suivant.

(en milliers de dollars)	Total	Moins de 1 an	1 an à 3 ans	3 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Fournisseurs et autres créditeurs	398 261 \$	398 261 \$	— \$	— \$	— \$
Dividendes à payer aux actionnaires	16 811	16 811	—	—	—
Emprunt bancaire ^{1, 2}	666 886	—	—	666 886	—
Dette à long terme ²	1 418 685	—	9 165	—	1 409 520
Contrats de location simple	55 920	7 540	15 395	16 006	16 979
Accords de traitement	63 292	10 780	15 347	9 092	28 073
Accords de transport	74 204	12 146	21 323	19 564	21 171
Total	2 694 059 \$	445 538 \$	61 230 \$	711 548 \$	1 475 743 \$

1. L'emprunt bancaire est un emprunt assorti de clauses restrictives et d'une durée renouvelable qui peut être prorogée annuellement pour une période maximale de quatre ans. Si elle n'est pas prorogée, la période de renouvellement prendra fin le 4 juin 2018, date à laquelle tous les montants devront être remboursés.

2. Montant en capital des instruments.

Nous avons également des obligations continues relatives à la fermeture et à la remise en état de puits et d'installations qui ont atteint la fin de leur durée de vie économique. Des programmes de fermeture et de remise en état sont régulièrement mis en œuvre conformément aux exigences législatives applicables.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Vous trouverez un résumé des principales méthodes comptables de Baytex aux notes 3 et 4 des états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés conformément aux PCGR exige de la direction des jugements et des estimations qui ont une incidence sur les résultats financiers de la Société. Les résultats financiers et d'exploitation de Baytex intègrent certaines estimations, notamment :

- une estimation des produits, redevances et charges d'exploitation liées à la production à une date précise de présentation de l'information financière, les produits et les charges réels n'étant pas encore connus;
- une estimation des dépenses d'investissement pour des projets qui sont en cours;
- une estimation de la valeur recouvrable future des biens pétroliers et gaziers et du goodwill;
- une estimation de l'amortissement pour déplétion établie selon les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel et des coûts futurs pour mettre en valeur ces réserves, que Baytex compte récupérer dans l'avenir;
- une estimation des justes valeurs des dérivés financiers qui peuvent fluctuer avec les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change sous-jacents;
- une estimation de la valeur de la rémunération fondée sur des actions dans le cadre de notre régime incitatif d'attribution d'actions ainsi que des conditions de performance connexes et des taux de renonciation;
- une estimation de la valeur des obligations au titre de la mise hors service d'immobilisations qui dépendent d'estimations des coûts futurs et du calendrier des dépenses prévues.

Baytex emploie des personnes qui ont les compétences requises pour faire ces estimations et s'assure que ces personnes disposent de l'information la plus exacte. En outre, les budgets et les estimations des périodes précédentes qui ont été approuvés sont examinés et comparés aux résultats réels afin que des décisions appropriées concernant les estimations et perspectives futures soient prises. Les résultats réels pourraient différer de façon significative si diverses hypothèses ou estimations ne se concrétisent pas comme prévu.

CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES

Prises de position comptable récentes

Présentation des états financiers

De nouvelles normes ou des modifications à certaines normes ont été publiées et s'appliquent aux périodes comptables ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014. Bon nombre de ces mises à jour ne s'appliquent pas à la Société ou n'ont pas d'incidence sur elle; ces mises à jour ont été exclues de l'analyse qui suit. En date du 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les normes IFRS et les modifications à des normes IFRS dont la liste figure ci-après, conformément aux dispositions transitoires propres à chaque norme.

Instruments financiers : Présentation

IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, s'applique à compter du 1^{er} janvier 2014. Cette norme a été modifiée de manière à clarifier certaines exigences relatives à la compensation des actifs financiers et passifs financiers. IAS 32 traite de la présentation des instruments financiers; son adoption rétrospective n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

Droits ou taxes

L'interprétation de l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») 21, *Droits ou taxes*, s'applique à compter du 1^{er} janvier 2014; cette interprétation clarifie les exigences en matière de comptabilisation des passifs liés au paiement de droits ou taxes exigés par un gouvernement, autres que l'impôt sur le résultat. L'interprétation précise que l'événement à l'origine de l'obligation entraînant un passif est l'activité qui déclenche le paiement du droit ou de la taxe, conformément aux lois pertinentes. L'adoption rétrospective de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

Prises de position comptable futures

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, s'appliquera à compter du 1^{er} janvier 2017, en remplacement d'IAS 11 et d'IAS 18 (ainsi que des interprétations connexes, notamment IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 et SIC-31). Cette norme propose un nouveau modèle de comptabilisation des produits qui rompt avec l'approche traditionnelle fondée sur le processus de génération du profit et met plutôt l'accent sur le transfert de contrôle d'un bien ou d'un service au client. La nouvelle norme exige également que soient fournies certaines informations relatives à la nature, au montant, au calendrier et au degré d'incertitude des produits et des flux de trésorerie tirés de contrats conclus avec des clients. La Société n'a pas encore adopté IFRS 15; elle évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

Instruments financiers

IFRS 9, *Instruments financiers*, remplace IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*. Ce changement élimine les nombreux modèles utilisés actuellement pour le classement et l'évaluation des actifs et des passifs financiers et les remplace par un modèle unique, où les instruments financiers peuvent être comptabilisés de deux manières seulement : au coût amorti et à la juste valeur. En novembre 2013, l'IASB a modifié IFRS 9 en y ajoutant de l'information sur le nouveau modèle de la comptabilité de couverture. La comptabilité de couverture demeure un choix, mais le nouveau modèle offre un nombre accru de possibilités d'application. La nouvelle norme entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et s'appliquera rétroactivement à toutes les périodes présentées. La Société n'a pas encore adopté IFRS 9; elle évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS ANNUELLES

(en milliers de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2014	2013
Produits, déduction faite des redevances	1 529 897 \$	1 115 410 \$
Bénéfice net (perte nette)	(132 807) \$	164 845 \$
Par action ordinaire – de base	(0,89) \$	1,33 \$
Par action ordinaire – dilué(e)	(0,89) \$	1,32 \$
Total de l'actif	6 230 596 \$	2 698 334 \$
Total de l'emprunt bancaire et de la dette à long terme	2 062 344 \$	675 401 \$
Dividendes en espèces ou distributions déclarés par action ordinaire	2,64 \$	2,64 \$
Prix moyens à la tête des puits, déduction faite des frais de fluidification par bep	66,54 \$	61,74 \$
Production totale (bep/j)	78 321	57 196

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2014

Notre production pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 s'est chiffrée à 92 220 bep/j, ce qui représente une hausse nettement plus importante par rapport au quatrième trimestre de 2013 (58 304 bep/j), en raison de l'acquisition d'Aurora et des volumes de production stables de nos actifs canadiens. Le quatrième trimestre de 2014 a été le premier trimestre complet durant lequel les actifs cédés du Dakota du Nord n'ont pas été comptabilisés. Les actifs d'Eagle Ford ont permis d'ajouter une production de 38 051 bep/j et des produits de 208,3 M\$ durant le trimestre. Le prix du WTI a diminué de 24,32 \$ US le baril pour s'établir à 73,14 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2014 comparativement à la période correspondante de 2013. Cette baisse a en partie contrebalancé l'augmentation des produits attribuable à des volumes de production plus élevés. Les flux de trésorerie liés aux opérations se sont élevés à 245,5 M\$, ce qui a porté à 879,8 M\$ le total des flux de trésorerie liés aux opérations pour l'exercice. Nous avons subi une perte nette de 361,8 M\$ au quatrième trimestre de 2014, une baisse importante par rapport aux produits nets de 31,2 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison d'une perte de valeur du goodwill de 449,6 M\$ découlant de la forte chute des prix du WTI.

	Trimestres clos les 31 décembre	
Prix de référence moyens	2014	2013
Pétrole WTI (\$ US/b)	73,14	97,46
Pétrole lourd WCS (\$ US/b)	58,90	65,26
Écart du pétrole lourd	20 %	33 %
Taux de change entre le \$ CA et le \$ US	1,1378	1,0494
Pétrole d'Edmonton, au pair (\$/b)	75,69	86,25
LLS (\$ US/b)	76,34	101,00
Prix du gaz naturel AECO (\$/kpi ³)	4,01	3,15
Prix NYMEX du gaz naturel (\$ US/Mbtu)	4,00	3,60

Trimestres clos les 31 décembre

	2014			2013		
(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	Canada	États-Unis	Total	Canada	États-Unis	Total
Production quotidienne						
Pétrole lourd (b/j)	43 135	—	43 135	43 254	—	43 254
Pétrole léger et condensat (b/j)	2 494	24 422	26 916	2 827	3 200	6 027
LGN (b/j)	1 381	6 717	8 098	1 906	114	2 020
Gaz naturel (kpi ³ /j)	43 048	41 380	84 428	41 282	736	42 018
Production totale (bep/j)	54 185	38 035	92 220	54 867	3 437	58 304
Prix de vente moyens de Baytex						
Pétrole lourd (\$/b)	53,34 \$	— \$	53,34 \$	61,89 \$	— \$	61,89 \$
Pétrole léger et condensat (\$/b)	70,77	77,86	77,20	81,33	87,02	84,35
LGN (\$/b)	33,31	26,99	28,07	45,94	47,27	46,01
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,89	4,36	4,12	3,51	4,01	3,52
Équivalent pétrole (\$/bep)	49,66 \$	59,50 \$	53,72 \$	57,20 \$	83,46 \$	58,75 \$
Revenus nets opérationnels (\$/bep)						
Prix de vente	49,66 \$	59,50 \$	53,72 \$	57,20 \$	83,46 \$	58,75 \$
Moins :						
Redevances	7,94	17,56	11,90	10,42	28,59	11,49
Frais de production et charges d'exploitation	14,76	10,36	12,95	12,54	18,12	12,87
Frais de transport	3,51	—	2,07	4,19	—	3,94
Revenu net avant les instruments financiers dérivés	23,45 \$	31,58 \$	26,80 \$	30,05 \$	36,75 \$	30,45 \$
Profit sur les instruments financiers dérivés	—	—	6,48	—	—	1,03
Revenu net après les instruments financiers dérivés	23,45 \$	31,58 \$	33,28 \$	30,05 \$	36,75 \$	31,48 \$
Dépenses d'investissement						
Prospection et mise en valeur	65 234 \$	149 463 \$	214 697 \$	71 834 \$	13 226 \$	85 060 \$
Acquisitions, déduction faite des cessions	(42 212) \$	6 546 \$	(35 666) \$	161 \$	2 097 \$	2 258 \$

INFORMATION SOMMAIRE DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Comparaison du quatrième trimestre de 2014 par rapport à la période correspondante de 2013 :

- La production totale pour le quatrième trimestre de 2014 s'est chiffrée à 92 220 bep/j, en hausse de 58 %, ou 33 916 bep/j par rapport à la période correspondante de 2013, en raison surtout de l'ajout de 38 051 bep/j attribuable aux actifs d'Eagle Ford. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la cession des actifs du Dakota du Nord au troisième trimestre de 2014. La production de 2013 aux États-Unis était entièrement liée à nos actifs du Dakota du Nord.
- Pour le quatrième trimestre de 2014, les flux de trésorerie liés aux opérations se sont élevés à 245,5 M\$ (1,47 \$ par action de base), soit une hausse de 66 % par rapport à 147,5 M\$ (1,18 \$ par action de base) au quatrième trimestre de 2013.
- Le prix du pétrole WTI s'est établi en moyenne à 73,14 \$ US/b pour le quatrième trimestre de 2014, en baisse de 25 % par rapport au prix moyen de 97,46 \$ US/b au quatrième trimestre de 2013.
- Notre prix moyen du pétrole lourd réalisé au cours du quatrième trimestre de 2014 s'est chiffré 53,34 \$/b, soit 80 % du WCS, comparativement à 61,89 \$/b, ou 90 % du WCS, au quatrième trimestre de 2013. Cette baisse est attribuable à la diminution du prix du WTI, qui a été en partie contrebalancée par le rétrécissement des écarts de prix du WCS et l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au quatrième trimestre de 2013.
- Au quatrième trimestre de 2014, le total des produits tirés du pétrole et du gaz naturel s'est élevé à 472,4 M\$, soit une hausse de 141,7 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Les produits canadiens ont totalisé 264,2 M\$, en baisse de 40,2 M\$ par rapport au quatrième trimestre de 2013, en raison de la diminution des prix du pétrole brut. Aux États-Unis, les biens d'Eagle Ford ont fourni un apport de 208,2 M\$ aux produits pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, ce qui correspond à la hausse totale par rapport à 2013. Au quatrième trimestre de 2013, les actifs du Dakota du Nord avaient fourni un apport de 26,4 M\$ aux produits.
- Les frais de production et les charges d'exploitation du quatrième trimestre de 2014, qui se sont établis à 109,9 M\$, ont augmenté de 41,2 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013, en raison surtout de l'inclusion de charges de 36,1 M\$ relatives aux biens d'Eagle Ford. Les frais de production et les charges d'exploitation par bep ont augmenté de 0,08 \$ par rapport au

quatrième trimestre de 2013, pour s'établir à 12,95 \$/bep durant la période considérée. Cette hausse s'explique par une augmentation des frais de réparation et d'entretien au Canada et a été contrebalancée par les actifs d'Eagle Ford, dont les charges d'exploitation moyennes de 10,32 \$/bep sont moins élevées.

- Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, les frais généraux et administratifs se sont chiffrés à 17,0 M\$, en hausse de 4,6 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013, en raison surtout de l'ajout du bureau de Houston dans le but de soutenir les activités d'Eagle Ford. Les frais généraux et administratifs par bep ont diminué de 0,32 \$ par rapport au quatrième trimestre de 2013 pour s'établir à 2,00 \$. Cette baisse est attribuable à l'augmentation des volumes découlant de l'acquisition d'Eagle Ford conjuguée à la diminution des frais généraux et administratifs par bep associés aux actifs acquis.
- Les coûts de financement de 28,5 M\$ comptabilisés au quatrième trimestre de 2014 ont augmenté de 16,0 M\$ comparativement à la période correspondante de 2013 en raison de la hausse de l'encours de la dette.
- Les profits réalisés sur les contrats financiers dérivés ont totalisé 55,0 M\$ au trimestre clos le 31 décembre 2014, en hausse de 49,4 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Cette augmentation résulte essentiellement de la forte chute des prix du WTI, qui ont atteint des niveaux inférieurs à ceux prévus dans nos contrats à prix forfaitaire, et a été en partie contrebalancée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain durant la période.
- Les profits latents sur les contrats financiers dérivés ont totalisé 109,0 M\$ au quatrième trimestre, ce qui représente une hausse par rapport à la perte de 0,2 M\$ comptabilisée à la période correspondante de 2013, en raison surtout de la baisse importante des prix du WTI au 31 décembre 2014 comparativement au 30 septembre 2014, laquelle a été légèrement contrebalancée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.
- L'amortissement pour déplétion s'est chiffré à 176,4 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, comparativement à 89,4 M\$ pour la période correspondante de 2013. Au quatrième trimestre de 2014, le taux d'amortissement pour déplétion par bep a augmenté pour s'établir à 20,78 \$, par rapport à 16,75 \$ durant la période correspondante de 2013, en raison surtout de la hausse des coûts liée à l'inclusion des actifs d'Eagle Ford dans les actifs épuisables.
- En raison du brusque repli du prix des marchandises, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 449,6 M\$ au cours du quatrième de 2014. Cette perte de valeur est attribuable au goodwill de 411,8 M\$ associé à l'acquisition d'Eagle Ford ainsi qu'au goodwill de 37,8 M\$ associé à certains actifs pétroliers et gaziers conventionnels au Canada.
- Les dépenses d'investissement relatives à la prospection et à la mise en valeur se sont élevées à 214,7 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en hausse de 129,6 M\$ par rapport à la période correspondante de 2013. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des activités en lien avec l'acquisition d'Eagle Ford. Nous avons foré 28,3 puits nets (12,9 au Canada et 15,4 dans Eagle Ford) au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 58,3 puits nets (57,0 au Canada et 1,3 au Dakota du Nord) durant la période correspondante de 2013.
- Par suite de la forte chute du prix du WTI, nous avons réduit le dividende mensuel, qui est passé de 0,24 \$ l'action à 0,10 \$ l'action en décembre 2014, afin de maintenir une certaine flexibilité financière et d'harmoniser le niveau de dividende avec le prix des marchandises actuel.

ORIENTATION ET FAITS SAILLANTS POUR 2015

Nous prévoyons actuellement investir entre 500 M\$ et 575 M\$ dans notre programme d'investissement relatif aux activités de prospection et de mise en valeur de 2015 et de forer environ 90 puits nets. Ce programme vise à générer une production moyenne annuelle de 84 000 à 88 000 bep/j.

Environ 80 % de notre budget d'investissement de 2015 sera investi dans nos activités à Eagle Ford, où nous prévoyons forer de 39 à 45 puits nets. Environ 20 % du budget sera axé sur nos activités canadiennes liées au pétrole lourd de Peace River et de Lloydminster. Compte tenu des prix des marchandises actuels, Eagle Ford représente la meilleure efficacité sur le plan des investissements et les revenus nets les plus élevés de notre portefeuille.

Notre production annuelle en 2015 devrait être répartie également entre le Canada et les États-Unis. La répartition de la production devrait être à peu près la suivante : 82 % de liquides (40 % de pétrole lourd, 33 % de pétrole léger et de condensat et 9 % de liquides de gaz naturel) et 18 % de gaz naturel, selon un ratio d'équivalence gaz naturel/pétrole de 6:1.

Nous avons poursuivi nos efforts visant à réaliser des économies de coûts et nous continuons de collaborer étroitement avec tous les fournisseurs et prestataires de services dans le but d'améliorer l'efficacité de nos activités compte tenu du prix des marchandises actuel. Notre budget modifié pour 2015 tient compte d'une réduction d'environ 10 % à 15 % des coûts de forage, de complétion et d'équipement par rapport à ceux de 2014.

RÉGLEMENTATION ET RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est actuellement assujettie à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois provinciales et fédérales qui peuvent toutes faire l'objet d'un examen ou d'une révision par les gouvernements de temps à autre. Cette réglementation prévoit des restrictions et des interdictions relatives au rejet ou à l'émission de différentes substances produites dans le cadre de certaines activités de l'industrie gazière et pétrolière. Elle établit en outre les exigences concernant le traitement et le stockage des déchets des champs pétrolifères, la protection des habitats, ainsi que l'exploitation, l'entretien, l'abandon et la remise en état satisfaisants des puits et des installations. La conformité à cette réglementation peut entraîner des dépenses considérables, et le non-respect des exigences peut déboucher sur une suspension ou une révocation des permis et des

autorisations nécessaires, l'engagement de la responsabilité civile à l'égard de dommages causés par la pollution ainsi que des amendes et des pénalités importantes. De plus, l'évolution actuelle des lois sur l'environnement tend à se traduire par l'adoption et l'application de normes plus strictes, l'imposition d'amendes plus sévères, l'accroissement de la responsabilité civile et une possible augmentation des dépenses d'investissement et des coûts d'exploitation. Même si Baytex est d'avis qu'elle se conformera en grande partie aux lois environnementales applicables actuelles, rien ne garantit que l'application de ces lois environnementales n'entraînera pas une réduction de la production ou une hausse significative des coûts de production, de mise en valeur ou de prospection, ou qu'elle n'aura pas d'incidence négative significative sur les activités de Baytex, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Réglementation en matière de changements climatiques

Nos installations de prospection et de production et d'autres activités et opérations émettent des gaz à effet de serre. Par conséquent, nous pourrions devoir nous conformer à des lois sur les émissions de gaz à effet de serre adoptées dans des territoires où nous exerçons des activités. Un certain nombre d'autorités fédérales, provinciales et étatiques ont annoncé leur intention de réglementer les gaz à effet de serre et certains polluants atmosphériques. Ces gouvernements élaborent actuellement les cadres réglementaires et les politiques qui leur permettront de donner suite à leurs annonces. Dans la plupart des cas, la mise en œuvre et la coordination de ces plans de réglementation font l'objet de quelques rares détails techniques. Cependant, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé qu'il harmonisera ses cibles de réduction des gaz à effet de serre avec celles des États-Unis. Le gouvernement du Canada a adopté une stratégie adaptée à chaque secteur et, même s'il continue de collaborer avec l'industrie et les provinces pour élaborer un règlement propre au secteur pétrolier et gazier, et que des progrès ont été réalisés, il ne s'est pas engagé à fournir de calendrier définitif quant à la mise en œuvre ou l'adoption de ces dispositions législatives. Nous ne savons toujours pas quelle approche adoptera le gouvernement fédéral des États-Unis, ni quand il le fera, pas plus que nous ne savons si ce gouvernement mettra en œuvre une loi sur les émissions de gaz à effet de serre destinée à l'ensemble de l'économie ou s'il privilégiera une stratégie adaptée à chaque secteur, et quels types de mécanismes de conformité seront à la disposition de certains émetteurs. À l'heure actuelle, certaines provinces et certains États, dont l'Alberta et la Colombie-Britannique, ont adopté des lois sur les gaz à effet de serre qui ont une incidence sur des secteurs où nous exerçons nos activités. On s'attend à ce que d'autres annonces et cadres réglementaires fédéraux, provinciaux et étatiques relatifs aux émissions de gaz à effet de serre continueront de voir le jour.

De l'information supplémentaire sur la réglementation à l'égard de l'environnement et des changements climatiques est fournie dans notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, à la section « Industry Conditions – Climate Change Regulation ».

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Au 31 décembre 2014, une évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information (tels qu'ils sont définis aux États-Unis dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act of 1934 [l'« Exchange Act »] et au Canada par le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs [le « Règlement 52-109 »]) a été effectuée sous la supervision et avec la participation de la direction, dont le président et chef de la direction et le directeur financier. À la suite de cette évaluation, ces derniers ont conclu que les contrôles et les procédures de communication de l'information de Baytex sont efficaces pour assurer que l'information qui doit être présentée dans les rapports déposés ou soumis par la Société en vertu de l'Exchange Act ou de la législation canadienne sur les valeurs mobilières est i) comptabilisée, traitée, résumée et présentée à l'intérieur des délais prescrits dans les règlements et formulaires applicables et ii) recueillie et communiquée à la direction de la Société, y compris le président et chef de la direction et le directeur financier, de manière à lui permettre de prendre des décisions en temps opportun quant à la présentation de l'information.

Il est à noter que, même si le président et chef de la direction et le directeur financier estiment que les contrôles et les procédures de communication de l'information de la Société sont efficaces pour fournir un niveau d'assurance raisonnable, ils ne s'attendent pas à ce que ces contrôles et ces procédures préviennent toutes les erreurs et les fraudes. Un système de contrôle, peu importe la qualité de sa conception ou de son utilisation, peut fournir uniquement l'assurance raisonnable, et non l'assurance absolue, que les objectifs du système de contrôle sont atteints.

Baytex a acquis Aurora le 11 juin 2014 et n'a pas eu le temps d'évaluer de façon appropriée les contrôles et procédures de communication de l'information qu'utilise cette entreprise, ni de les intégrer à ses activités. Par conséquent, comme le permettent le Règlement 52-109, la loi Sarbanes-Oxley de 2002 et d'autres règlements applicables relatifs aux acquisitions d'entreprises, les activités acquises d'Eagle Ford ont été exclues de l'évaluation par la Société des contrôles et procédures de communication de l'information. À l'heure actuelle, Baytex est en train d'intégrer les activités et processus associés aux actifs acquis d'Eagle Ford et mettra à jour ses contrôles et procédures de communication de l'information en 2015.

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le chef des finances de Baytex (ensemble, les « dirigeants signataires ») sont chargés d'établir et de maintenir les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Baytex. Les contrôles et procédures de communication de l'information visent à fournir une assurance raisonnable que : i) l'information significative relative à Baytex est mise à la disposition des dirigeants signataires par d'autres personnes,

particulièrement durant la période où les documents publics sont établis; ii) l'information qui doit être divulguée par Baytex dans les documents que celle-ci dépose en vertu des lois sur les valeurs mobilières est enregistrée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus visant à fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers de Baytex à des fins de publication conformément aux PCGR du Canada.

En raison de ses limites intrinsèques, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pourrait ne pas prévenir ou détecter les inexactitudes. De plus, les projections de toute évaluation de l'efficacité pour des périodes futures sont exposées au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de l'évolution des conditions ou que le niveau de conformité aux politiques ou aux procédures de Baytex diminue. La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014 selon le cadre établi dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (2013). Au terme de cette évaluation, la direction a conclu que la Société maintenait un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014. Cette efficacité au 31 décembre 2014 a été auditée par le cabinet Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., comme en témoigne son rapport pour l'exercice 2014.

Le 11 juin 2014, Baytex a mené à terme l'acquisition d'Aurora Oil & Gas Limited, une société pétrolière et gazière ouverte qui a été inscrite à la cote de la Bourse de Toronto et de l'Australian Stock Exchange. Les résultats de l'acquisition d'Aurora sont inclus dans les états financiers consolidés de Baytex depuis le 11 juin 2014. Cependant, Baytex n'a pas eu suffisamment de temps pour évaluer de façon appropriée les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière qu'utilisaient auparavant Aurora, ni de les intégrer à ses activités. En outre, comme Aurora n'était pas assujettie à la loi Sarbanes-Oxley de 2002, elle n'était pas tenue de demander à ses auditeurs externes d'auditer l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière. Par conséquent, les dirigeants signataires ont limité l'étendue de la conception des contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière afin d'exclure les contrôles, politiques et procédures d'Aurora (comme le permettent les lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada et aux États-Unis). Baytex a mis en place un programme permettant d'évaluer les contrôles, politiques et procédures des activités acquises pour 2015.

Durant l'exercice clos le 31 décembre 2014 (au cours duquel Aurora a été acquise le 11 juin 2014), Aurora a fourni un apport de 349,4 M\$ aux produits, déduction faite des redevances (ce qui représente 23 % du total des produits, déduction faite des redevances) et de 281,9 M\$ au bénéfice d'exploitation (soit 27 % du bénéfice d'exploitation total). Au 31 décembre 2014, les actifs courants de 85,4 M\$, les actifs non courants de 3,5 G\$, les passifs courants de 215,3 M\$ et les passifs non courants de 788,4 M\$ étaient associés à l'entité acquise.

Il n'y a eu aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Afin de fournir à nos actionnaires et aux investisseurs potentiels de l'information concernant Baytex, y compris l'évaluation par la direction des activités et des plans futurs de la Société, certaines déclarations contenues dans le présent document constituent des « énoncés prospectifs » au sens de la United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et de l'« information prospective » au sens de la législation canadienne sur les valeurs mobilières applicable (collectivement, les « déclarations prospectives »). Dans certains cas, les déclarations prospectives peuvent être repérées par l'emploi de termes tels que « anticiper », « croire », « continuer », « peut », « pourrait », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « objectif », « perspectives », « possible », « projet », « plan », « cible » ou d'autres expressions similaires suggérant des résultats ou des événements à venir. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document sont faites à la date de ce document et uniquement à cette date, et sont présentées expressément sous réserve de la présente mise en garde.

Plus précisément, le présent document contient des déclarations prospectives concernant, entre autres, ce qui suit : nos stratégies, plans et objectifs d'affaires; les avantages prévus découlant de l'acquisition d'Aurora; nos attentes selon lesquelles les actifs d'Aurora sont dotés de l'infrastructure permettant de soutenir la croissance annuelle future de la production; nos attentes concernant l'effet de la réduction de l'espacement entre les puits, les techniques de complétion perfectionnées et les nouvelles cibles de développement sur le potentiel des réserves des actifs d'Aurora; les prix du pétrole brut et du gaz naturel et les écarts entre les prix du pétrole léger, du pétrole moyen et du pétrole lourd; notre taux d'imposition effectif pour 2015; la nouvelle cotisation proposée par l'Agence du revenu du Canada relativement à nos déclarations fiscales; l'impôt potentiel à payer et la réduction des pertes autres qu'en capital advenant qu'une nouvelle cotisation établie par l'Agence du revenu du Canada doive effectivement être payée; notre intention de contester les avis de nouvelles cotisations qui pourraient être émis par l'Agence du revenu du Canada; notre point de vue à l'égard de notre position concernant nos déclarations fiscales; la suffisance de nos ressources en capital pour respecter nos engagements à court, à moyen et à long terme; la capacité financière de nos contreparties à remplir leurs obligations envers nous dans le cours normal des activités; l'existence, le fonctionnement et la stratégie de notre programme de gestion des risques; l'incidence de l'adoption de nouvelles normes comptables sur nos résultats financiers; notre budget d'investissement pour 2015; notre taux de production annuel moyen pour 2015; le nombre et le type de puits à forer en 2015; la répartition géographique de notre production annuelle en 2015; la répartition de notre production pour 2015; la tranche de notre budget d'investissement de 2015 affectée à Eagle Ford et au nombre de puits à forer; nos attentes selon lesquelles nous réaliserons les économies de coûts en ce qui a trait à notre programme de dépenses d'investissement et à l'ensemble de nos activités en 2015; nos attentes selon

lesquelles nos redevances et nos structures de production et de coûts d'exploitation en 2015 seront conformes à celles de 2014; notre objectif consistant à financer nos dépenses d'investissement et les dividendes en espèces sur nos actions ordinaires à l'aide de flux de trésorerie liés aux opérations et de notre capacité de crédit existante; nos attentes selon lesquelles nous nous conformons de manière significative aux lois environnementales; et l'achèvement de notre évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière liés aux activités d'Eagle Ford. En outre, l'information et les énoncés relatifs aux réserves sont réputés constituer des déclarations prospectives, car ils prévoient implicitement, en fonction de certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent selon les quantités prévues ou estimées et qu'elles pourront être produites de façon rentable. Les dividendes en espèces sur nos actions ordinaires sont versés au gré de notre conseil d'administration et peuvent différer d'un versement à l'autre. Pour déterminer le niveau des dividendes en espèces, le conseil d'administration tient compte de tous les facteurs qu'il considère comme pertinents, y compris et sans s'y limiter, les perspectives pour les prix des marchandises, notre efficacité opérationnelle, le montant des flux de trésorerie liés aux opérations et des dépenses d'investissement, ainsi que notre situation financière à ce moment-là.

Ces déclarations prospectives sont fondées sur certaines hypothèses clés concernant, entre autres : notre capacité d'exécuter et de réaliser les avantages prévus liés à l'acquisition d'Aurora; les prix du pétrole et du gaz naturel et les écarts entre les prix du pétrole léger, du pétrole moyen et du pétrole lourd; les taux de production et les volumes des réserves; notre capacité à accroître la production et les réserves grâce à nos activités de prospection et de mise en valeur; les niveaux des dépenses d'investissement; l'obtention, en temps opportun, des approbations réglementaires et autres requises pour nos activités d'exploitation; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et d'autres services liés à l'industrie; le montant des dividendes en espèces futurs que nous avons l'intention de verser; les taux d'intérêt et les taux de change; le maintien des régimes fiscaux et des régimes de redevance existants et, dans certains cas, proposés; notre capacité de mettre en valeur nos biens relatifs au pétrole lourd et au gaz naturel de la façon actuellement envisagée; et le maintien des conditions, lois et règlements actuellement en vigueur de l'industrie (ou, lorsque des changements sont proposés, que ces changements soient adoptés comme prévu). Nous prévenons le lecteur que ces hypothèses, même si elles sont considérées comme raisonnables par Baytex au moment de leur préparation, peuvent se révéler inexactes.

Les résultats réels obtenus différeront de l'information fournie dans le présent document en raison d'un grand nombre d'incertitudes et de risques connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs. Ces facteurs incluent, sans s'y limiter : la baisse des prix du pétrole et du gaz naturel; les risques relatifs à l'accessibilité, à la disponibilité, à la proximité et à la capacité des systèmes de collecte, de traitement et de transport par pipeline; les incertitudes liées aux marchés du crédit susceptibles de limiter l'accessibilité au crédit ou augmenter le coût des emprunts; le risque de refinancement lié à la dette existante et les coûts liés au service de la dette; une révision à la baisse de nos notations; les risques associés aux biens exploités par des tiers; les changements apportés aux règlements gouvernementaux qui touchent l'industrie pétrolière et gazière; les modifications apportées aux règlements sur l'environnement, la santé et la sécurité; les variations des taux d'intérêt et des taux de change; les risques associés à nos activités de couverture; le coût de mise en valeur et d'exploitation de nos actifs; les risques associés à l'exploitation de nos biens et à notre capacité d'acquérir des réserves; les modifications apportées aux lois sur l'impôt ou autres et aux programmes incitatifs des gouvernements; les incertitudes relatives à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel; les risques que posent les activités d'acquisition, de mise en valeur et de prospection associées au pétrole et au gaz naturel et d'autres aspects de nos activités; les risques relatifs à l'exécution de grands projets ou à l'expansion de nos activités; les risques que posent les projets relatifs au pétrole lourd; la mise en œuvre de stratégies de réduction des gaz à effet de serre; l'épuisement de nos réserves; les risques associés à la détention de nos titres, y compris la nature discrétionnaire des paiements de dividende et les variations des facteurs fondés sur le marché; les risques encourus par des actionnaires américains et d'autres actionnaires non-résidents, notamment en ce qui a trait à la capacité d'intenter des recours civils, aux façons différentes de présenter l'information relative aux réserves et à la production, à l'impôt supplémentaire applicable aux non-résidents, ainsi que le risque de change; et d'autres facteurs, dont beaucoup échappent à notre contrôle. Ces facteurs de risque et d'autres facteurs de risque sont présentés dans notre notice annuelle, notre rapport annuel sur formulaire 40-F et notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, tels qu'ils ont été déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

Le résumé ci-dessus des hypothèses et risques relatifs aux déclarations prospectives vise à fournir aux actionnaires et aux investisseurs potentiels un portrait plus complet des activités actuelles et futures de Baytex. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Baytex ne fait aucune déclaration quant au fait que les résultats réels obtenus seront les mêmes, en totalité ou en partie, que ceux énoncés dans les déclarations prospectives, et elle ne s'engage pas à mettre à jour publiquement ni à réviser les déclarations prospectives, quelles qu'elles soient, incluses dans le présent document, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres circonstances, à l'exception de ce qui est requis par les lois sur les valeurs mobilières applicables.