



BAYTEX ENERGY CORP.

DÉCLARATION D'ACQUISITION D'ENTREPRISE

Le 30 JUILLET 2014

BAYTEX ENERGY CORP.
DÉCLARATION D'ACQUISITION D'ENTREPRISE

Avis

Certains termes utilisés dans les présentes sont définis à la rubrique « *Certaines définitions et conversions* ». Certains autres termes utilisés dans les présentes, mais qui n'y sont par ailleurs pas définis, s'entendent au sens défini qui leur est attribué dans le Règlement 51-101, à moins que le contexte ne s'y oppose. À moins d'indication contraire, l'information financière dans les présentes est présentée en dollars canadiens conformément aux principes comptables généralement reconnus établis par les PCGR du Canada.

Il est fortement recommandé aux lecteurs de lire l'information sous les rubriques « *Présentation de l'information financière* », « *Mesures financières non définies par les PCGR* », « *Présentation des réserves de pétrole et de gaz naturel* » et « *Mise en garde concernant les énoncés prospectifs* ».

Rubrique 1 - Identification de l'émetteur assujetti

1.1 Dénomination et adresse

Baytex Energy Corp. (« **Baytex** » ou la « **société** ») est une société issue d'une fusion aux termes de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta). Le siège social de Baytex est situé au 520 – 3rd Avenue S.W., bureau 2800, Calgary (Alberta) T2P 0R3, et son principal établissement est situé au 525 – 8th Avenue S.W., bureau 2400, Calgary (Alberta) T2P 1G1.

1.2 Membre de la haute direction

M. Murray J. Desrosiers, vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société est le membre de la haute direction de la société qui est bien renseigné à propos de l'acquisition importante et de la déclaration, et son numéro de téléphone au travail est le 587-952-3000.

Rubrique 2 – Détails de l'acquisition

2.1 Nature de l'entreprise acquise

Le 10 juin 2014, Baytex a mené à terme l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation d'Aurora Oil & Gas Limited (« **Aurora** ») dans le cadre d'un plan d'arrangement en vertu de la législation de l'Australie (l'« **arrangement** »).

Le principal actif d'Aurora consiste en 22 200 acres nettes de terrains contigus dans le champ Sugarkane situé au Sud du Texas dans le centre de l'axe schisteux riche en liquides d'Eagle Ford. La production brute d'Aurora au premier trimestre de 2014 s'est établie à 28 671 bep/j (81 % de pétrole et de LGN) essentiellement de pétrole brut de qualité supérieure léger. Le champ Sugarkane est un champ qui a été largement délimité dont l'infrastructure en place devrait faciliter une éventuelle croissance de la production annuelle. Voir l'annexe C pour de plus amples renseignements concernant l'activité et l'actif d'Aurora et l'annexe A pour i) les états financiers consolidés condensés non audités et les notes y afférentes au 31 mars 2014 et pour les périodes de trois mois terminées les 31 mars 2014 et 2013 et ii) les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes aux 31 décembre 2013 et 2012 et pour les exercices alors terminés.

2.2 Date d'acquisition

Le 10 juin 2014.

2.3 Contrepartie

D'après la contrepartie de 4,20 \$ A (dollars australiens) par action payable pour Aurora, le prix d'achat total pour l'acquisition est estimé à 2,8 milliards de dollars (y compris la prise en charge d'une dette d'environ 0,9 milliard de dollars).

Afin de financer une partie de l'acquisition, Baytex a mené à bien l'émission de 38 433 000 reçus de souscription (les « **reçus de souscription** ») au prix de 38,90 \$ le reçu de souscription le 24 février 2014, réunissant un produit brut d'environ 1,5 milliard de dollars. À la clôture de l'arrangement, chaque porteur de reçus de souscription avait dès lors le droit de recevoir une action ordinaire de Baytex pour chaque reçu de souscription qu'il détenait. Les porteurs de reçus de souscription ont aussi reçu un paiement de 0,88 \$ au comptant par reçu de souscription, déduction faite des retenues fiscales applicables, représentant les quatre dividendes déclarés entre la date d'émission des reçus de souscription et la date de clôture de l'arrangement.

Par suite de la clôture de l'arrangement, le produit brut de 800 millions de dollars US que Baytex a tiré d'un placement privé de billets de premier rang (les « **billets** ») a été libéré de l'entiercement. Environ 745,5 millions de dollars US du produit net tiré du placement des billets ont été affectés à l'acquisition des billets déposés et acceptés à des fins de règlement dans le cadre des offres publiques d'achat et des sollicitations de consentement de Baytex visant les billets de premier rang 9,875 % échéant en 2017 (les « **billets 9,875 %** ») et les billets de premier rang 7,50 % échéant en 2020 (les « **billets 7,50 %** ») d'Aurora USA Oil Gas, Inc., filiale américaine d'Aurora (« **Aurora USA** ») qui ont expiré à 17 h, (heure de l'Est) le 10 juin 2014. Baytex a accepté les dépôts et consentements valides des porteurs d'un capital global de 357,1 millions de dollars US de billets 9,875 %, soit 97,84 % du capital global en cours des billets 9,875 %, et des porteurs d'un capital global de 293,6 millions de dollars US de billets 7,50 %, soit 97,87 % du capital global en cours des billets 7,50 %.

Par suite de la clôture de l'arrangement et de la clôture des offres publiques d'achat et sollicitations de consentement visant les billets 9,875 % et les billets 7,50 %, les facilités de crédit existantes de Baytex ont été remplacées par une facilité de crédit non garantie renouvelable de 1,0 milliard de dollars d'une durée de quatre ans, une facilité de prêt à terme non garantie de 200 millions de dollars d'une durée de deux ans et une facilité de crédit non garantie renouvelable de 200 millions de dollars US d'une durée de quatre ans pour Aurora USA.

2.4 Effet sur la situation financière

Aucun projet de changement important n'est actuellement envisagé concernant les activités de Baytex par suite de l'arrangement qui pourrait avoir un effet important sur les résultats d'exploitation et la situation financière de Baytex.

2.5 Évaluations antérieures

Aucune évaluation exigée en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une bourse canadienne ou un marché canadien à l'appui de la valeur de la contrepartie payée par Baytex dans le cadre de l'arrangement n'a été obtenu au cours des douze derniers mois.

2.6 Parties à l'opération

Aurora n'était pas une « personne informée » de Baytex, une « personne ayant des liens » avec Baytex ni un « membre du même groupe » que Baytex (au sens de la législation en valeurs mobilières).

2.7 Date de la déclaration

La présente déclaration d'acquisition d'entreprise est datée du 30 juillet 2014.

Rubrique 3 – États financiers

L'annexe A contient les états financiers consolidés condensés non audités d'Aurora et les notes y afférentes au 31 mars 2014 et pour les périodes de trois mois terminées les 31 mars 2014 et 2013, et les états financiers consolidés audités d'Aurora et les notes y afférentes aux 31 décembre 2013 et 2012 et pour les exercices alors terminés.

L'annexe B contient les états financiers consolidés pro forma non audités de Baytex (compte tenu de l'acquisition d'Aurora) et les notes y afférentes au 31 mars 2014 et pour la période de trois mois alors terminée et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013.

CERTAINES DÉFINITIONS ET CONVERSIONS

Certaines définitions

« **actif acquis en 2013** » La PD exploitée exclusive dans environ 2 700 acres nettes dans les blocs Heard Ranch et Axle Tree dans le Sud du Texas, y compris des participations dans 11 puits producteurs nets et des participations qui y sont associées dans l'infrastructure de terrains et les biens connexes, qu'Aurora a acquise le 29 mars 2013 avec prise d'effet au 1^{er} mars 2013.

« **AEC** » Un accord d'exploitation conjointe entre copropriétaires de PD dans un champ, une ZIC, une unité ou une concession déterminée.

« **brut(e)** » a) en ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujetti avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevance de l'émetteur assujetti; b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation; et c) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.

« **champ Sugarkane** » Le champ de gaz naturel et de condensats Sugarkane dans les limites d'Eagle Ford, y compris deux champs contigus que la *Railroad Commission of Texas* a désignés comme les champs Sugarkane et Eagleville.

« **Eagle Ford** » Le bassin de schiste Eagle Ford dans le Sud du Texas, qui produit du pétrole, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des condensats.

« **frais de développement** » Les frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage du pétrole et du gaz des réserves. Plus précisément, les frais de développement, y compris la portion applicable des coûts opérationnels du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de développement, sont les frais engagés : a) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris l'arpentage des puits visant à déterminer les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour développer les réserves; b) pour forer et équiper les puits de développement, les puits de développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, les machines d'épuisement et les têtes de mise en production; c) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des déchets; et d) pour se doter de systèmes de récupération améliorés.

« **IFRS** » Les Normes internationales d'information financière.

« **Ipanema** » La ZIC Ipanema dans le champ Sugarkane.

« **Longhorn** » La ZIC Longhorn dans le champ Sugarkane.

« **Marathon** » Marathon Oil EF LLC, filiale en propriété exclusive de Marathon Oil Corporation.

« **net(te)** » a) en ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur assujetti après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances d'un émetteur assujetti sur la production ou les réserves; b) en ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti dans des puits, le nombre de puits obtenu de l'addition de la participation directe de l'émetteur assujetti dans chacun de ses puits bruts; et c) en ce qui concerne la participation d'un émetteur assujetti dans un terrain, la superficie totale sur laquelle l'émetteur assujetti a une participation, multipliée par la participation directe qu'il détient.

« **PCGR du Canada** » Les principes comptables généralement reconnus au Canada qui sont en vigueur de temps à autre et qui, depuis le 1^{er} janvier 2011, sont conformes aux Normes internationales d'information financière publiées par le Conseil des normes comptables internationales.

« **PD** » Une participation directe, soit une participation dans une concession pétrolière et gazière qui confère à son propriétaire le droit de forer et d'exploiter le pétrole et le gaz des terrains visés.

« **puits de développement** » Le puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive.

« **puits de forage stratigraphique** » Forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière. Ce type de forage, que l'on effectue habituellement sans l'intention de mettre le puits en production, comprend les essais de carottage et tous les types de forage à fonds perdus liés à l'exploration pétrolière et gazière.

« **puits de service** » Le puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz effluents), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation de l'eau salée, alimentation en eau pour l'injection, observation ou injection pour combustion.

« **Règlement 51-101** » Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

« **réserves** » Les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée en fonction de ce qui suit : a) l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie; b) l'utilisation de la technologie connue; et c) des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées. Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations.

« **réserves développées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement aux coûts du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

« **réserves développées exploitées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

« **réserves développées inexploitées** » Les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non développées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p.ex., comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées. Dans les gisements multi puits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories réserves développées et réserves non développées et de subdiviser les réserves développées du gisement en réserves développées exploitées et réserves développées inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, et sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, développement ou production.

« **réserves probables** » Les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

« **réserves prouvées et probables** » La somme des réserves prouvées et des réserves probables.

« **réserves prouvées** » Les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

« **ZIC** » Une zone d'intérêt commun définie dans un contrat dans laquelle des sociétés pétrolières et gazières détiennent des droits pétroliers et gaziers.

Abréviations

Pétrole et liquides de gaz naturel

b	baril
b	barils
b/j	barils de pétrole par jour
Kb	millier de barils
Mb	million de barils
Kbst	millier de barils en réservoir de stockage
LGN	liquides de gaz naturel

Gaz naturel

kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
Bpi ³	milliard de pieds cubes
kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MBTU	million d'unités thermales britanniques
GJ	gigajoule

Autres

AECO	l'installation de stockage de gaz naturel située à Suffield (Alberta) raccordée au réseau de l'Alberta de TransCanada
API	American Petroleum Institute
°API	une indication de la densité du pétrole brut selon l'échelle de densité de l'API.
BEP ou bep	barils d'équivalent de pétrole, en fonction du ratio de conversion de 6 kpi ³ d'équivalent de gaz naturel pour un baril de pétrole
Bep/j	barils d'équivalent de pétrole par jour
m ³	mètres cubes
Kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole
kpi ³ (e)	millier de pieds cubes d'équivalent de gaz, selon le ratio de conversion de un baril de pétrole équivalent à 6 kpi ³ de gaz naturel
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole
DPR	durée de production des réserves
WTI	West Texas Intermediate, le prix de référence payé en dollars US à Cushing (Oklahoma) pour le pétrole brut de qualité standard
WCS	prix de référence du pétrole lourd Western Canadian Select
K \$ ou k \$	millier de dollars
M \$	million de dollars

« Bep » s'entend d'un baril d'équivalent de pétrole selon le ratio de conversion de 6 kpi³ de gaz naturel pour 1 b de pétrole. « kpi³(e) » s'entend d'un millier de pieds cubes d'équivalent de gaz selon le ratio de conversion de 1 b de pétrole pour 6 kpi³ de gaz naturel. **Les Bep et kpi³ peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du Bep de 6 kpi³ : 1b ou le ratio de conversion du kpi³(e) de 1b : 6 kpi³ reposent sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représentent pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeurs en fonction du prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel est sensiblement différent de l'équivalence d'énergie de 6 kpi³ : 1b, l'utilisation d'un ratio de conversion de 6 kpi³ : 1b peut être une indication de valeur trompeuse.**

Conversions

Le tableau suivant présente certaines conversions entre les unités de mesures anglo-saxonnes et le Système international d'unités (ou système métrique).

Pour convertir de

kpi ³
mètres cubes
b
mètres cubes
pieds
mètres

À

mètres cubes
pieds cubes
mètres cubes
b
mètres
pieds

Multiplier par

28,174
35,494
0,159
6,289
0,305
3,281

Pour convertir de	À	Multiplier par
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471
gigajoules	Mbtu	0,950
MBTU	gigajoules	1,0526

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Sauf indication contraire, l'information financière dans la présente déclaration a été préparée conformément aux PCGR du Canada (qui, depuis le 1^{er} janvier 2011, sont conformes aux IFRS publiées par le Conseil des normes comptables internationales). Les états financiers historiques d'Aurora contenus dans la présente déclaration ont été préparés conformément aux normes comptables de l'Australie, qui sont conformes aux IFRS publiées par le Conseil des normes comptables internationales.

MESURES FINANCIÈRES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Dans la présente déclaration, les renvois aux « rentrées nettes », terme qui n'a pas un sens normalisé prescrit par les PCGR et qui n'est donc pas nécessairement comparable au calcul de mesures analogues par d'autres sociétés. Baytex estime que cette mesure lui permet de caractériser sa capacité à générer des marges de trésorerie par unité de production. Les rentrées nettes dont il est question dans la présente déclaration correspondent au prix reçu pour le pétrole et le gaz déduction faite des redevances et des coûts de production.

PRÉSENTATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Les estimations des réserves présentées dans la présente déclaration ont été établies conformément aux normes canadiennes de présentation de l'information concernant les activités pétrolières et gazières et aux définitions des réserves au sens du Règlement 51-101, au Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook et aux définitions de l'avis 51-324 du Personnel des autorités canadiennes en valeurs mobilières.

La détermination des réserves de pétrole et gaz suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitudes. Les catégories de réserves prouvées et probables ont été définies pour refléter le niveau de ces incertitudes et donner une idée de la probabilité de récupération. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de concepts comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterminées et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves. Les réserves réelles et la production future tirées de ces réserves peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes.

Les estimations de la récupération et des réserves décrites dans les présentes ne sont que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimées seront effectivement récupérées. Les réserves peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes. Le degré de confiance des estimations des réserves d'un terrain donné peut être moindre que celui des estimations visant l'ensemble des terrains en raison de la totalisation.

Les chiffres dans les tableaux relatifs aux réserves et les autres données concernant le pétrole et le gaz dans la présente déclaration ne peuvent être additionnés car ils ont été arrondis.

Les liquides de gaz naturel dont il est question dans la présente déclaration sont présentés combinés avec le condensat conformément au Règlement 51-101.

L'information dans la présente déclaration concernant les réserves constitue des énoncés prospectifs qui supposent un certain nombre de risques et d'incertitudes. Voir « *Mise en garde concernant les énoncés prospectifs* ».

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Afin de donner aux investisseurs éventuels de l'information concernant Baytex, y compris l'appréciation de la direction quant aux plans et aux activités futurs, certains énoncés dans la présente déclaration constituent des « énoncés prospectifs » au sens de la loi des États-Unis intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, et de l'« information prospective » au sens de la législation en valeurs mobilières canadienne applicable (collectivement les « **énoncés prospectifs** »). Dans certains cas, on reconnaît les énoncés prospectifs à l'emploi de verbes comme « prévoir », « croire », « continuer », « estimer », « s'attendre à », au futur ou au conditionnel, ou de termes comme « objectif », « continuer », « perspectives », « potentiel », « projet » ou termes ayant un sens analogue sous-entendant des résultats, des événements ou des rendements futurs. Les énoncés prospectifs dans la présente déclaration ne valent qu'en date des présentes et sont donnés entièrement sous réserve de la présente mise en garde.

La présente déclaration (y compris son annexe C) renferme des énoncés prospectifs concernant, notamment : les avantages prévus de l'acquisition d'Aurora, notamment nos attentes voulant que l'acquisition s'inscrive tout à fait dans notre modèle d'entreprise et offre aux actionnaires une possibilité de tirer profit de projets ayant un intéressant potentiel de rentabilité des capitaux; nos attentes voulant que l'actif d'Aurora ait une infrastructure en place capable d'appuyer la croissance de la production annuelle future et que cet actif nous procure une production, une croissance à long terme et des réserves de qualité supérieure importantes à potentiel de rendement élevé; la superficie nette des terrains non prouvés d'Aurora dont les droits expireront en 2014 et le développement des terrains et des réserves d'Aurora. L'information et les énoncés concernant les ressources et réserves sont réputés être des énoncés prospectifs, car ils supposent une appréciation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent dans les quantités prévisionnelles ou estimatives, et qu'elles pourront éventuellement être exploitées de façon rentable.

Ces énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses principales concernant, notamment la capacité de la société à obtenir et à exploiter les avantages prévus de l'acquisition d'Aurora; les prix du pétrole et du gaz naturel et les écarts entre les prix du pétrole brut léger, moyen et lourd; les taux de production des puits et les volumes de réserves; la capacité de Baytex d'accroître la production et les réserves dans le cadre de ses activités d'exploration et de développement; l'obtention, en temps opportun, des approbations nécessaires, notamment réglementaires, aux activités d'exploitation de Baytex; la disponibilité et le coût de la main d'œuvre et d'autres services industriels; les taux d'intérêt et les cours du change; le maintien des régimes de redevances existants et, le cas échéant, des projets de régimes de redevances et fiscaux; la capacité de Baytex de développer ses terrains de pétrole brut et de gaz naturel de la manière actuellement envisagée; et le maintien des conditions, de la législation et de la réglementation relatives à l'industrie actuellement en vigueur (ou, si des modifications sont proposées, l'adoption de ces modifications de la manière envisagée). Les lecteurs sont prévenus que ces hypothèses, bien que la société les ait jugées raisonnables au moment de leur établissement, peuvent se révéler inexactes.

Les résultats réels obtenus différeront des renseignements qui sont fournis dans la présente déclaration en raison de nombreux risques connus et inconnus et de nombreuses incertitudes et d'autres facteurs, y compris, notamment l'incapacité d'obtenir les avantages prévus de l'acquisition d'Aurora, la chute des prix du pétrole et du gaz naturel; les risques liés à l'accessibilité, à la disponibilité, à la proximité et à la capacité des réseaux de collecte, de traitement et de pipeline; les variations des taux d'intérêt et des cours du change, les risques associés aux activités de couverture de Baytex, l'incertitude sur les marchés des capitaux pouvant limiter la disponibilité du crédit ou augmenter le coût d'emprunt; le risque de refinancement de la dette existante et le coût du service de la dette; une dévaluation des notes de solvabilité de Baytex; le coût du développement et de l'exploitation de l'actif de Baytex; les risques associés à l'exploitation des terrains de Baytex et la capacité de Baytex à acquérir des réserves; des modifications apportées à la réglementation gouvernementale visant l'industrie pétrolière et gazière; des modifications apportées à la législation, notamment fiscale et aux programmes d'intéressement gouvernementaux; les incertitudes associées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel; les risques associés à l'acquisition, au développement et à l'exploration de ressources pétrolières et gazières et à d'autres aspects des activités de Baytex; les risques associés aux grands projets et à l'expansion des activités de Baytex; les risques associés aux projets de pétrole lourd; des modifications apportées à la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité; la mise en œuvre de stratégies visant à réduire les gaz à effet de serre; l'épuisement des réserves de la société; les risques associés à la propriété de titres de Baytex, notamment la nature discrétionnaire des versements de dividendes et des changements concernant des facteurs fondés sur le marché; les risques pour les actionnaires non

résidents, notamment des États-Unis, y compris la capacité de faire valoir des sanctions civiles, des pratiques différentes quant à la présentation de l'information sur les réserves et la production, des mesures fiscales additionnelles applicables aux non résidents et le risque de change; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Baytex.

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs de risque qui précède n'est pas complète. De nouveaux facteurs de risque font leur apparition de temps à autre et la direction ne peut prédire tous ces facteurs, ni évaluer à l'avance l'incidence que chacun d'entre eux aura sur l'entreprise de la société ou dans quelle mesure l'un de ces facteurs ou une combinaison de ceux-ci pourrait entraîner des différences considérables entre les résultats réels et ceux qu'expriment les énoncés prospectifs.

La description sommaire qui précède des hypothèses et des risques liés aux énoncés prospectifs dans la présente déclaration est fournie afin de donner aux investisseurs éventuels une meilleure idée des activités actuelles et futures de Baytex, et cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins. Baytex ne formule aucune déclaration selon laquelle les résultats réels seront en totalité ou en partie identiques à ceux exprimés dans les énoncés prospectifs et Baytex décline toute obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser quelque énoncé prospectif dans les présentes, notamment à la lumière de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne l'y oblige. Les énoncés prospectifs contenus dans la présente déclaration sont donnés entièrement sous réserve de la présente mise en garde.

ANNEXE A

ÉTATS FINANCIERS HISTORIQUES D'AURORA



ABN 90 008 787 988

RAPPORT FINANCIER INTERMÉDIAIRE NON AUDITÉ

POUR LA PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 MARS 2014

État consolidé des résultats et du résultat global

Pour les périodes de trois mois terminées le 31 mars 2014 et 2013

	Note	Consolidé	
		31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 mars 2013 en milliers de dollars américains
Produits liés aux activités poursuivies	4	182 364	127 549
Autres produits	4	3 136	30
Total des produits		185 500	127 579
Charges			
Redevances	4	(47 855)	(34 160)
Frais de production et d'exploitation	4	(25 378)	(13 949)
Frais d'administration		(6 642)	(3 810)
Charge de déplétion, d'amortissement et dépréciation	4	(22 070)	(17 915)
Charges relatives aux paiements à base d'actions	4	(1 200)	(1 374)
Frais de financement	4	(16 093)	(10 677)
Frais liés à la prospection et à l'évaluation	4	(36)	(282)
Perte de change	4	-	(44)
Résultat découlant des activités poursuivies avant impôt		66 226	45 368
Impôts exigibles (charge)	5	(23 179)	(15 757)
Résultat net attribuable aux propriétaires de la Société		43 047	29 611
Autres éléments du résultat global			
Éléments pouvant être reclassés en résultats:			
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres mesurée à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global		(22)	99
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie		(2 143)	(803)
Autres éléments du résultat global de la période, déduction faite de l'incidence fiscale		(2 165)	(704)
Total du résultat global de la période attribuable aux propriétaires de la Société		40 882	28 907
Résultat par action attribuable aux propriétaires de la Société			
Résultat de base par action (en cents américains par action)		9,59	6,61
Résultat dilué par action (en cents américains par action)		9,40	6,49

L'état consolidé des résultats et du résultat global ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

État consolidé de la situation financière

Au 31 mars 2014

		Consolidé	
	Note	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		48 166	42 379
Clients et autres débiteurs	6	80 982	72 989
Total des actifs courants		129 148	115 368
Actifs non courants			
Autres actifs financiers	7	188	210
Immobilisations corporelles	8	172 263	156 243
Biens pétroliers et gaziers	9	1 420 674	1 320 180
Instruments financiers dérivés		-	85
Total des actifs non courants		1 593 125	1 476 718
Total des actifs		1 722 273	1 592 086
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	11	164 046	205 922
Instruments financiers dérivés	10	8 678	5 937
Provisions	12	627	506
Total des passifs courants		173 351	212 365
Passifs non courants			
Emprunts	13	765 225	660 976
Passif d'impôts différés	14	167 935	145 684
Instruments financiers dérivés	10	234	-
Provisions	15	3 181	2 808
Total des passifs non courants		936 575	809 468
Total des passifs		1 109 926	1 021 833
Actifs nets		612 347	570 253
Capitaux propres			
Apport de capitaux propres	16	405 065	404 512
Réserve pour paiements à base d'actions		17 537	16 878
Réserve liée à la juste valeur		(7 481)	(7 459)
Réserve pour conversion des devises		(7 505)	(7 505)
Réserve des couvertures de flux de trésorerie		(6 239)	(4 096)
Bénéfices non répartis		210 970	167 923
Total des capitaux propres		612 347	570 253

L'état consolidé de la situation financière ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

État consolidé des variations des capitaux propres

Pour les périodes de trois mois terminées le 31 mars 2014 et 2013

	Apport de capitaux propres en milliers de dollars américains	Autre réserve en milliers de dollars américains	Résultat cumulé en milliers de dollars américains	Total en milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2013	405 169	(3 548)	51 493	453 114
Résultat pour la période	-	-	29 611	29 611
Autres éléments du résultat global				
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	-	99	-	99
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie	-	(803)	-	(803)
Total du résultat global pour la période	-	(704)	29 611	28 907
Transactions avec les propriétaires en leur qualité de propriétaires				
Apport de capitaux propres, déduction faite des coûts de transaction	(13)	-	-	(13)
Charge relative aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement pendant la période	-	1 126	-	1 126
Solde, au 31 mars 2013	405 156	(3 126)	81 104	483 134
Solde au 1^{er} janvier 2014	404 512	(2 182)	167 923	570 253
Résultat pour la période	-	-	43 047	43 047
Autres éléments du résultat global				
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	-	(22)	-	(22)
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie	-	(2 143)	-	(2 143)
Total du résultat global pour la période	-	(2 165)	43 047	40 882
Transactions avec les propriétaires en leur qualité de propriétaires				
Apport de capitaux propres, déduction faite des coûts de transaction	553	-	-	553
Charge relative aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement pendant la période	-	659	-	659
Solde, au 31 mars 2014	405 065	(3 688)	210 970	612 347

L'état consolidé des variations des capitaux propres ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

Tableau consolidé des flux de trésorerie

Pour les périodes de trois mois terminées le 31 mars 2014 et 2013

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 mars 2013 en milliers de dollars américains
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation		
Reçus des ventes de pétrole et de gaz	175 347	144 813
Paielements aux fournisseurs et employés	(104 300)	(64 773)
Autres produits	3 134	30
Intérêts versés	(29 683)	(18 251)
Rentrées de fonds nettes provenant des activités d'exploitation	44 498	61 819
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		
Paielements relatifs aux actifs pétroliers et gaziers capitalisés	(132 840)	(201 613)
Paielements pour des immobilisations corporelles	(9 723)	(12 777)
Intérêts reçus	6	10
Sorties de fonds nettes liées aux activités d'investissement	(142 557)	(214 380)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement		
Frais d'émission d'actions	-	(13)
Produits découlant des emprunts	104 000	330 000
Remboursement des emprunts	-	(60 000)
Coûts d'emprunt	(126)	(8 137)
Rentrées de fonds nettes provenant des activités de financement	103 874	261 850
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 815	109 289
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	42 379	67 584
Incidence des fluctuations des taux de change sur la trésorerie détenue en devises	(28)	(43)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	48 166	176 830

Le tableau consolidé des flux de trésorerie ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

1. Mode de présentation

Le rapport financier comprend les états financiers consolidés de Aurora Oil and Gas Limited et de ses filiales (le « Groupe » ou l'« Entité consolidée »).

Ces états financiers à usage général de la période terminée le 31 mars 2014 ont été préparés conformément à la norme comptable australienne 134 « Interim Financial Reporting » (présentation de l'information financière intermédiaire) et de la Corporations Act 2001.

Le rapport financier intermédiaire ne comprend pas toutes les notes normalement incluses dans les états financiers annuels. En conséquence, ce rapport financier doit être lu à la lumière des derniers états financiers annuels de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 et des communiqués publiés par la Société au cours de la période intermédiaire conformément aux exigences relatives à l'information continue de la Corporations Act 2001.

Les méthodes comptables adoptées concordent avec celles utilisées de la période précédente. À moins d'indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars américains.

La Société a tenu compte de l'incidence des nouvelles normes qui ne sont pas encore entrées en vigueur et n'a pas pris en compte si celles-ci avaient une incidence significative sur les états financiers de la Société.

2. Information sectorielle

La direction a déterminé, à la lumière des rapports examinés par le PDG et le chef de la direction et utilisés dans le cadre de la prise de décisions, que le Groupe a un secteur isolable dans le secteur de l'exploration et la production pétrolière et gazière aux États-Unis. La direction et le bureau administratif du Groupe sont situés en Australie.

Le PDG et le chef de la direction examinent les rapports internes de la direction sur une base mensuelle qui sont cohérents avec l'information fournie dans l'état des résultats et des autres éléments du résultat global, l'état de la situation financière et le tableau des flux de trésorerie. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de faire un rapprochement, car l'information présentée est utilisée par le PDG et chef de la direction pour prendre des décisions stratégiques.

Revenu du secteur isolable

Les produits, y compris les revenus d'intérêt, sont présentés ci-dessous en fonction du secteur isolable :

	Période de trois mois terminée le	
	31 mars 2014	31 mars 2013
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Produits provenant de la prospection et de la production de pétrole et de gaz	182 358	127 539
Produits provenant d'autres activités de la Société	3 142	40
	185 500	127 579

Actifs des secteurs isolables

Les actifs sont présentés ci-dessous selon le secteur isolable :

	31 mars 2014	31 décembre 2013
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Actifs liés à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	1 671 368	1 546 701
Actifs liés à d'autres activités de la Société		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	48 166	42 379
Autres actifs de la Société	2 739	3 006
	1 722 273	1 592 086

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

2. Information sectorielle (suite)

Passifs des secteurs isolables

Les passifs sont présentés ci-dessous selon le secteur isolable :

	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Passifs liés à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	1 104 961	1 016 834
Passifs liés aux activités de la Société	4 965	4 999
	1 109 926	1 021 833

Résultat des secteurs isolables

Le résultat net est présenté ci-dessous selon le secteur isolable :

	Période de trois mois terminée le 31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 mars 2013 en milliers de dollars américains
Résultat lié à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	47 062	34 640
(Perte) provenant d'autres activités de la Société	(4 015)	(5 029)
	43 047	29 611

3. Dividendes

Aucun dividende n'a été versé ou proposé en ce qui a trait à la période terminée le 31 mars 2014 (31 mars 2013 - Néant).

4. Résultat net pour la période

Le résultat net de la période terminée le 31 mars 2014 comprend les éléments suivants qui sont significatifs en raison de leur nature, importance ou incidence :

	Période de trois mois terminée le 31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 mars 2013 en milliers de dollars américains
Revenus		
<i>Produits liés aux activités poursuivies</i>		
Ventes de pétrole et gaz	184 483	128 092
Perte latente sur des contrats à terme sur les prix de marchandises	(2 125)	(553)
Intérêts	6	10
	182 364	127 549
<i>Autres produits</i>		
Gain de change	2	-
Autre	3 134	30
	3 136	30
Total des produits	185 500	127 579

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

4. Résultat net pour la période (suite)

		Période de trois mois terminée le	
		31 mars 2014	31 mars 2013
		en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Charges			
Charge liée aux redevances	(i)	(47 855)	(34 160)
Frais de production et d'exploitation			
Production et autres taxes*	(ii)	(9 007)	(5 014)
Frais d'exploitation :	(iii)	(16 371)	(8 935)
Total des charges de production et d'exploitation		(25 378)	(13 949)
Charges de déplétion et d'amortissement			
Déplétion	(iv)	(17 883)	(16 035)
Amortissement	(v)	(4 187)	(1 880)
Total des charges de déplétion et d'amortissement		(22 070)	(17 915)
Charges relatives aux paiements à base d'actions			
Options		(351)	(713)
Droits d'acquisition liés au rendement		(849)	(660)
Total de la charge relative aux paiements à base d'actions	(vi)	(1 200)	(1 374)
Frais de financement			
Charge d'intérêt		(14 604)	(9 708)
Amortissement des coûts d'emprunt		(1 142)	(769)
Amortissement de la prime sur la dette et de l'escompte sur la dette		(8)	(8)
Autres frais de financement		(339)	(192)
Total des frais de financement	(vii)	(16 093)	(10 677)
Radiation des frais de prospection et d'évaluation	(viii)	(36)	(282)
Perte de change	(ix)	-	(44)

* Les taxes de ventes et autres taxes pour la période comparative de trois mois terminée le 31 mars 2013 comprenaient un montant de 783 177 \$ US de taxe de vente à la valeur ajoutée comme charges d'exploitation dans le rapport financier intermédiaire non audité pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2013.

- (i) Aurora paie des redevances aux propriétaires des droits pétroliers sur les terrains pour lesquels le Groupe détient une participation au contrat de location. Les redevances, à titre de pourcentage des produits provenant de la production, sont payables conformément aux modalités des baux individuels et sont généralement payables pendant toute la durée de vie productive de chaque puits se trouvant sur la superficie louée.
- (ii) Les taxes de production et autres comprennent les charges relatives aux taxes locales et la taxe de séparation à payer dans l'État du Texas, États-Unis.
- (iii) Les charges d'exploitation comprennent les frais d'exploitation du gisement et de transport de la production.
- (iv) La déplétion est calculée en fonction des réserves prouvées et probables estimées.
- (v) L'amortissement est calculé à l'aide de la méthode de l'amortissement dégressif pour répartir le coût des immobilisations corporelles sur leur durée de vie utile.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

4. Résultat net pour la période (suite)

- (vi) Le Groupe a émis des droits d'acquisition liés au rendement en faveur du personnel clé de la direction et en faveur des administrateurs et des salariés en vertu du régime d'incitation à long terme de Aurora (« RILT »). Le Groupe a également émis des options à des membres du personnel de direction et des administrateurs, y compris des administrateurs non dirigeants. Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014, une dépense relative aux droits d'acquisition liés au rendement de 849 174 \$ US (31 mars 2013 - 660 263 \$ US) et une charge relative aux options de 350 749 \$ US (31 mars 2013 - 713 408 \$ US) ont été comptabilisées
- (vii) Des frais de financement ont été encourus à l'égard de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang qui a été conclue le 8 novembre 2011 et les billets à ordre non garantis de premier rang émis le 8 février 2012, les billets à ordre de suivi le 31 juillet 2012 et les billets à ordre non garantis le 21 mars 2013.
- (viii) Les frais d'évaluation qui ont été radiés au cours de la période terminée le 31 mars 2014 consistaient en des charges d'évaluation qui ne pouvaient pas être directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la mise en production de l'actif admissible offrant des avantages économiques futurs probables à l'entité.
- (ix) Au cours de la période terminée le 31 mars 2014, l'entité consolidée a comptabilisé un gain de change en lien avec la reconversion en dollars australiens et canadiens.

5. Charge d'impôts

	Période de trois mois terminée le	
	31 mars 2014	31 mars 2013
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
(a) Charge d'impôts		
Impôts exigibles	-	-
Impôts différés	23 179	15 757
Charge d'impôts	23 179	15 757
(b) Rapprochement de la charge d'impôts à l'impôt à payer à première vie		
Résultat découlant des activités poursuivies avant impôts	66 226	45 367
Impôt selon le taux d'imposition prévu par la loi australienne de 30 % (31 mars 2013 - 30 %)	19 868	13 610
Incidence fiscale des montants qui ne sont pas déductibles (imposables) dans le calcul du revenu imposable		
Charges relatives aux paiements à base d'actions	142	189
Gains/(pertes) de change non évaluables	(4)	11
Pertes de revenus non comptabilisées précédemment et prises en compte maintenant	-	(140)
(Charge) / avantage des différences temporaires non comptabilisées au préalable et comptabilisées maintenant	(52)	(364)
Écarts du taux d'imposition	3 317	2 280
Autres dépenses non déductibles/(évaluables)	(92)	171
Charge d'impôts	23 179	15 757
(c) Charge (économie) d'impôt sur les autres éléments du résultat global		
Actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	10	(41)
Couverture de flux de trésorerie	918	344
	928	303

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

6. Clients et autres débiteurs

		Consolidé	
		31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Comptes clients	(i)	80 982	72 989

(i) Comptes clients

Les comptes clients représentent les revenus gagnés, mais non perçus provenant de la production et de la vente de pétrole, gaz naturel et liquides de gaz naturel.

(ii) Comptes-clients dépréciés

Il n'y avait pas de comptes clients en souffrance ou dépréciés au 31 mars 2014 (31 mars 2013 - Néant) et rien n'indiquait que les montants comptabilisés aux comptes clients et autres débiteurs ne seraient pas recouvrés dans le cours normal des activités.

7. Autres actifs financiers

		Consolidé	
		31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Non courants			
Actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global		188	210

Participation significative dans d'autres actifs financiers

Une participation dans un actif financier est considérée comme étant « significative » lorsque Aurora détient 5 % ou plus du capital-actions émis.

Aurora détient une participation significative dans Elixir Petroleum Ltd. Au 31 mars 2014, Aurora détenait 33 833 334 actions ordinaires entièrement payées de Elixir Petroleum Ltd (31 décembre 2013 - 33 833 334), ce qui représente environ 7,84 % du total de son capital émis. Au 31 mars 2014, la valeur de marché de ces titres s'élevait à 187 708 \$ US (31 décembre 2013 - 210 135 \$ US).

L'état du résultat global comprend un montant de (22 000 \$ US) (31 décembre 2013 - 405 000 \$ US) qui représente la variation des actifs financiers à la juste valeur comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

8. Immobilisations corporelles

		Consolidé	
		31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Installations de production et équipement de concession			
Installations de production et équipement de concession au coût		186 470	166 127
Amortissement cumulé des installations de production et équipement de concession		(16 407)	(12 351)
Total des installations de production et équipement de concession		170 063	153 776
Équipement de bureau			
Matériel de bureau au coût		2 973	3 177
Amortissement cumulé du matériel de bureau		(773)	(710)
Total du matériel de bureau		2 200	2 467
Total des immobilisations corporelles		172 263	156 243

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

9. Biens pétroliers et gaziers

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Projets de production		
Au coût	1 502 611	1 361 593
Déplétion cumulée	(137 437)	(118 779)
Valeur comptable nette	1 365 174	1 242 814
Projets de mise en valeur		
Au coût	55 500	77 366
Valeur comptable nette	55 500	77 366
Total des biens pétroliers et gaziers	1 420 674	1 320 180

Un rapprochement des mouvements des propriétés pétrolières et gazières au cours de la période de trois mois terminée le 31 mars 2014 s'établit comme suit :

Projets de production

Coût

Solde d'ouverture	1 361 593	917 501
Transfert provenant des projets de mise en valeur	22 117	-
Ajouts	118 700	432 134
Augmentation des provisions pour restauration des lieux	372	1 103
Coûts d'emprunt capitalisés	-	8 883
Mouvement net des frais payés d'avance	(171)	1 972
Solde de clôture	1 502 611	1 361 593

Amortissement et déplétion cumulés

Solde d'ouverture	(118 779)	(41 207)
Charge de déplétion	(17 883)	(74 703)
Amortissement	(775)	(2 869)
Solde de clôture	(137 437)	(118 779)

Valeur comptable nette

Valeur comptable d'ouverture	1 242 814	876 294
Valeur comptable de clôture	1 365 174	1 242 814

Projets de mise en valeur

Coût

Solde d'ouverture	77 366	6 079
Transfert vers des projets de production	(22 117)	-
Ajouts	118	71 163
Mouvements nets des frais payés d'avance	133	124
Solde de clôture	55 500	77 366

Valeur comptable nette

Valeur comptable d'ouverture	77 366	6 079
Valeur comptable de clôture	55 500	77 366

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

10. Instruments financiers dérivés

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Contrat à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie		
Courant	8 678	5 937
Non courant	234	(85)
Total du passif en instruments financiers dérivés	8 912	5 852

Instruments utilisés par le Groupe

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est partie prenante à des instruments financiers dérivés afin de couvrir son exposition aux fluctuations des prix de marchandises, et ce, conformément aux politiques de gestion des risques financiers du Groupe.

Contrat à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie

Au 31 mars 2014, le Groupe détenait différents contrats à terme de gré à gré sur le pétrole qu'il désignait comme couvertures sur les ventes futures prévues de pétrole. Ces contrats à terme sont tous désignés comme étant des couvertures de flux de trésorerie et sont utilisés pour réduire l'exposition à une baisse future de la valeur des ventes de pétrole. Les contrats à terme non réglés détenus par le groupe au 31 mars 2014 s'établissaient comme suit :

Année de livraison	Objet du contrat	Référence	Options négociées	Barils	Prix moyen pondéré en USD/baril			Juste valeur en milliers de dollars américains
					Prix d'exercice	Prix plancher	Prix plafond	
2014	Pétrole	Nymex WTI	Swap Tunnel à prime	1 844 700	93,94	-	-	(7 303)
2014	Pétrole	Nymex WTI	zéro	180 000	-	80,00	97,88	(681)
2015	Pétrole	Nymex WTI	Swap	816 000	90,84	-	-	(928)
Total				2 840 700				(8 912)

Les contrats de couverture doivent être réglés à des taux qui se situent entre 152 000 barils et 285 100 barils par mois en 2014 et 2015.

La partie du gain ou de la perte sur l'instrument de couverture qui a été déterminée comme étant une couverture efficace est comptabilisée aux autres éléments du résultat global. Lorsque les flux de trésorerie surviennent, le Groupe ajuste l'évaluation initiale de la composante comptabilisée à l'état de la situation financière. Pour ce faire, elle supprime le montant concerné des autres éléments du résultat global.

11. Fournisseurs et autres créditeurs

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Fournisseurs et charges à payer	164 046	205 922
	164 046	205 922

Les fournisseurs et les charges à payer sont normalement réglés dans les 30 jours suivants la réception de la facture. Tous les montants comptabilisés dans les fournisseurs et autres charges à payer, mais qui n'ont pas encore été facturés, devraient être réglés au cours des 12 prochains mois.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

12. Provisions - Courants

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Avantages du personnel	627	506

13. Emprunts – non courants

		Consolidé	
		31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Garantis			
Facilité de crédit consortiale garantie de premier rang	a)	104 000	-
Non garantis			
Billets à ordre non garantis de premier rang	b)	661 225	660 976
		765 225	660 976

(a) Facilité de crédit renouvelable garanti de premier rang

Le 8 novembre 2011, Aurora USA Oil and Gas Inc. (« Aurora USA »), une filiale en propriété exclusive de la Société a conclu une convention de crédit de 300 millions de dollars avec un consortium bancaire en vertu de laquelle des fonds sont disponibles selon les termes d'un crédit renouvelable moyennant une marge oscillant entre le taux flottant LIBOR + 2 % et le taux flottant LIBOR + 3 %. La facilité de crédit (facilité) prévoit des clauses restrictives et vient à échéance le 7 novembre 2016.

En vertu de la facilité, le financement sera assuré, et sa disponibilité sera déterminée, au moins deux fois par an, sur la base d'un emprunt calculé en fonction des réserves prouvées. La facilité est conçue de manière à ce que la base d'emprunt puisse augmenter en fonction des réserves accrues et prouvées de Aurora, sous réserve des modalités de la convention de crédit et conformément à celle-ci. Au cours du mois de septembre 2013, la base d'emprunt a été réévaluée après mise à jour des réserves semestrielles de 2013 et est passée de 200 millions de dollars américains à 300 millions de dollars américains.

En février 2014, un montant de 37 millions de dollars américains a été tiré de la facilité de crédit renouvelable et, en mars 2014, un autre montant de 67 millions de dollars américains a été tiré de la facilité de crédit. Le solde résiduel inutilisé s'élève à 196 millions de dollars américains au 31 mars 2014.

En vertu de la facilité de crédit, les obligations de Aurora USA sont garanties par un titre donné en nantissement de la société mère, Aurora et les filiales de Aurora USA. Au 31 mars 2014, l'immeuble de placement suivant était donné en garantie.

Propriétaire / Concédant	Émetteur	Pourcentage détenu	Pourcentage donné en garantie	Catégorie d'actions
Aurora Oil and Gas Limited	Aurora USA Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Wardanup Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Sugarloaf Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Yallingup Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Trigg Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Aurora USA Development, LLC.	100 %	100 %	Participation
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	ATW Exploration Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Aurora EF Production Company	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	EKA 002, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	EKA 003, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
EKA 003, Inc.	EKA 003, LLC.	100 %	100 %	Participation
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	SIEB Operating, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

13. Emprunts (suite)

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des emprunts non courants s'élève à 583 072 000 \$ US (31 décembre 2013 - 527 694 000 \$ US).

Outre l'immeuble de placement donné en garantie, une clause de nantissement négative impose que certaines clauses financières restrictives soient respectées par Aurora, Aurora USA et ses filiales.

(b) Billet à ordre non garanti de premier rang

Le 8 février 2012, Aurora USA, une filiale en propriété exclusive de la Société, a réalisé un placement privé de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2017 »). En vertu du placement de billet à ordre de premier rang 2017, Aurora USA a émis un montant total en capital de 200 millions de dollars américains à 9,875 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2017 ») qui viennent à échéance en février 2017. L'émission s'est faite à 98,552 % de leur valeur nominale pour un produit net d'environ 192 millions de dollars américains, déduction faite des escomptes et commissions. Les billets de premier rang 2017 ont été émis en vertu d'un acte de fiducie daté du 8 février 2012 conclu par Aurora USA et les parties garantes avec la US Bank National Association comme fiduciaire.

Le 31 juillet 2012, Aurora USA a clos un placement subséquent des billets de premier rang 2017 et a émis un montant total en capital de 165 millions de dollars américains à 9,875 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang qui viennent à échéance en février 2017. L'émission s'est faite à 101,5 % de leur valeur nominale pour un produit net d'environ 164 millions de dollars américains, déduction faite des escomptes et commissions.

Le 21 mars 2013, Aurora USA a clos un nouveau placement subséquent des billets de premier rang non garantis (le « placement de billets de premier rang 2020 ») et a émis un montant total en capital de 300 millions de dollars américains à 7,50 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2020 ») qui viennent à échéance en avril 2020 à la valeur nominale. L'émission s'est traduite par un produit net d'environ 293 millions de dollars américains, déduction faite des commissions. Les billets à ordre de premier rang 2020 portent intérêt au taux de 7,50 % par année et sont remboursables en arriérés chaque semestre, et ce, à compter du 1^{er} octobre 2013.

(c) Juste valeur

Les valeurs comptables et la juste valeur des emprunts à la fin de la période de présentation de l'information financière s'établissent comme suit :

	31 mars 2014		31 décembre 2013	
	Valeur comptable en milliers de dollars américains	Juste valeur en milliers de dollars américains	Valeur comptable en milliers de dollars américains	Juste valeur en milliers de dollars américains
Garantis				
Facilité de crédit consortiale garantie de premier rang	104 000	104 000	-	-
Non garantis				
Billets à ordre non garantis de premier rang	661 225	665 000	660 976	665 000
Total des emprunts	765 225	769 000	660 976	665 000

La juste valeur des emprunts correspond à leur valeur comptable, car l'incidence de l'actualisation n'est pas significative. La juste valeur des billets à ordre non garantis de premier rang est présentée avant déduction des coûts d'emprunts, primes et escomptes.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

14. Passifs d'impôts différés

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
(a) Actif d'impôts différés		
<i>Déoulant des différences temporaires attribuables à :</i>		
Pertes fiscales ⁽¹⁾		
Australie	1 490	1 046
États-Unis	212 950	203 781
Charge relative à l'émission d'actions	723	671
Autres	9 957	10 002
Actifs financiers disponibles à la vente	1 294	1 284
Couverture de flux de trésorerie	2 465	1 547
Total de l'actif d'impôts différés	228 879	218 331
Moins la radiation contre le passif d'impôts différés en vertu des provisions (b)	(228 879)	(218 331)
(b) Passif d'impôts différés		
<i>Déoulant des différences temporaires attribuables à :</i>		
Biens pétroliers et gaziers	(389 556)	(358 816)
Honoraires de gestion et coûts d'emprunt	(7 258)	(5 199)
Total des passifs d'impôts différés	(396 814)	(364 015)
Moins la radiation de l'actif d'impôts différés en vertu des provisions (a)	228 879	218 331
Passif d'impôts différés nets	(167 935)	(145 684)
Passif d'impôts différés à être réglés dans les 12 prochains mois	-	-
Passif d'impôts différés à être réglés après plus de 12 mois.	(167 935)	(145 684)

1. Les passifs d'impôts différés déoulant des pertes fiscales cumulées des entités imposables américaines et fondés sur les propriétés pétrolières et gazières américaines ont été calculés au taux marginal d'imposition de 35 %.

15. Provisions – non courants

	Consolidé	
	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
Provision pour restauration des lieux	3 181	2 808

La provision pour les coûts d'enlèvement futur et la remise en état des lieux est comptabilisée s'il y a une obligation actuelle associée aux activités de prospection, de mise en valeur, de production, de transport ou de stockage entreprises; et s'il est probable qu'une sortie de fonds des avantages économiques sera nécessaire pour régler l'obligation. Les coûts de restauration sont basés sur la dernière estimation des coûts futurs estimés présentés dans le rapport sur les réserves préparé de manière indépendante, déterminés sur une base actualisée. Les obligations futures estimatives comprennent les coûts d'enlèvement des installations, d'abandon des puits et de restauration des lieux affectés.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

16. Apport de capitaux propres

	31 mars 2014	31 décembre 2013	31 mars 2014 en milliers de dollars américains	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains
	Titres	Titres		
Capital-actions				
Actions ordinaires	448 785 778	448 785 778	405 148	405 148
Actions rachetées	(42 328)	(247 349)	(83)	(636)
Total des apports en capitaux propres	448 743 450	448 538 429	405 065	404 512

(a) Actions ordinaires

Les actions ordinaires donnent droit au détenteur à une part des dividendes et aux produits liés à la liquidation de la société, et ce, proportionnellement au nombre d'actions détenues. Lors d'un vote à main levée, chaque détenteur d'actions ordinaires, qui assiste à l'assemblée en personne ou est représenté par procuration lors de l'assemblée, bénéficie d'un droit de vote. Lors d'un scrutin, tous les détenteurs ont droit à un vote par action détenue.

(b) Mouvements dans les apports de capitaux propres :

	Date	Nombre de titres	Prix d'émission	En milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2013		447 885 778		405 169
Exercice des droits d'acquisition liés au rendement	8 août 2013	900 000	-	-
Frais d'émission d'actions				(21)
Solde, au 31 décembre 2013		448 785 778		405 148
Solde, au 31 mars 2014		448 785 778		405 148

(c) Actions rachetées

Les actions rachetées sont des actions de Aurora Oil & Gas Limited qui sont détenues par fiducie d'actions détenue par les employés Aurora Oil & Gas aux fins d'émission d'actions en vertu du Régime d'incitation à long terme (RILT) de Aurora Oil & Gas Limited.

	Date	Nombre de titres	Prix d'émission	En milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2013		-		-
Acquisition de la fiducie d'actions détenues par les employés de Aurora Oil & Gas	21 nov. 2013	(171 293)	2,92 \$ AU	(458)
Distribution de la fiducie d'actions détenues par les employés de Aurora Oil & Gas	29 nov. 2013	100 000	3,03 \$ AU	277
Acquisition de la fiducie d'actions détenues par les employés de Aurora Oil & Gas	6 déc. 2013	(176 056)	2,84 \$ AU	(455)
Solde, au 31 décembre 2013		(247 349)		(636)
Distribution de la fiducie d'actions détenues par les employés de Aurora Oil & Gas	19 fév. 2014	205 021	4,10 \$ AU	(553)
Solde, au 31 mars 2014		(42 328)		(83)

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

17. Engagements

Les dépenses en capital contractées à la date de présentation de l'information financière, mais non comptabilisées au passif, s'établissent comme suit :

	Consolidé	
	31 mars 2014	31 décembre 2013
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Biens pétroliers et gaziers		
À payer :		
Moins de un an	104 929	27 588
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	-	-
Plus de cinq ans	-	-
	104 929	27 588
Immobilisations corporelles		
À payer :		
Moins de un an	6 698	3 586
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	-	-
Plus de cinq ans	-	-
	6 698	3 586
Loyer		
À payer :		
Moins de un an	1 429	1 419
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	5 832	5 173
Plus de cinq ans	876	1 093
	8 137	7 685
Total des engagements	119 764	38 859

18. Éventualités

	Consolidé	
	31 mars 2014	31 décembre 2013
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Passifs éventuels		
Paiements d'opérations d'employés	1 277	-

Le 6 février 2014, Aurora a annoncé la conclusion d'un projet de concordat avec Baytex Energy Corp. (« Baytex »), en vertu de laquelle Baytex acquerra toutes les actions ordinaires émises et en circulation moyennant une contrepartie en trésorerie de 4,10 \$ AU l'action ordinaire conformément au concordat conclu en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (le « concordat »). Si le concordat devait être mis en oeuvre, Aurora deviendrait une filiale en propriété exclusive de Baytex et serait radiée de la cote aux bourses d'Australie et de Toronto. Afin que le concordat soit mise en oeuvre, il doit être approuvé par les actionnaires de Aurora lors d'une assemblée spéciale qui se tiendra le 21 mai 2014 (l'« assemblée pour le concordat »). Le concordat est assujéti à un certain nombre de conditions de clôture habituelles, y compris l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation, l'approbation de la majorité des actionnaires de Aurora à l'assemblée de concordat et les ordonnances définitives d'approbation de la Cour australienne.

Notes complémentaires aux états financiers

Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2014

18. Éventualités (suite)

Certaines personnes ont joué un rôle important dans la négociation du projet de concordat conclu avec Baytex et ont préservé la stabilité et la continuité de l'exploitation. De plus, les administrateurs dirigeants auraient, dans le cours normal des activités, été en droit de recevoir une attribution en vertu du régime d'incitation à long terme de Aurora au moment de la publication du concordat. En reconnaissance de ces faits, le Conseil d'administration de Aurora (en l'absence des membres du Conseil d'administration concernés par ces opérations de paiement) a décidé de faire les opérations de paiement, à la condition que le concordat soit mis en œuvre.

19. Opérations avec des parties liées

Au cours de la période de trois mois terminée le 31 mars 2014, il n'y a eu aucune opération avec des parties liées.

20. Événements postérieurs à la date de présentation de l'information financière

Il n'y a pas eu d'événement depuis le 31 mars 2014 susceptible d'avoir une incidence significative sur l'exploitation, les résultats ou l'état de la situation de l'entité consolidée et qui, autrement, n'est pas présentée dans les états financiers de l'entité consolidée.

21. Arrondissement des montants

La Société satisfait aux exigences du règlement 98/0100 publié par la Australian Investments and Securities Commission en ce qui concerne l'arrondissement des montants au millier de dollars près dans le rapport des administrateurs et le rapport financier. Les montants ont été arrondis dans le rapport des administrateurs et le rapport financier en vertu de ce règlement.



ABN 90 008 787 988

RAPPORT FINANCIER

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2013

RAPPORT DE LA DIRECTION

La direction, en conformité avec les normes comptables australiennes et l'équivalent australien des Normes internationales d'information financière (AIFRS), a préparé les états financiers consolidés ci-joints de Aurora Oil and Gas Limited (Aurora). Les informations financières et sur l'exploitation présentées dans le présent rapport sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de s'assurer de l'intégrité de l'information financière. Les systèmes de contrôle interne sont conçus et maintenus de manière à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés des pertes ou d'un emploi non autorisé et pour produire des registres comptables fiables aux fins de la présentation de l'information financière.

BDO Audit (WA) Pty Ltd a été nommé par le Conseil d'administration de la Société pour réaliser un audit des états financiers consolidés. L'examen comprend un examen et une évaluation des systèmes de contrôle interne de Aurora et incluait des tests et des procédures qu'ils jugeaient nécessaires, et ce, afin de fournir une assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont présentés en conformité avec les normes comptables australiennes et l'équivalent australien des Normes internationales d'information financière (AIFRS) et que les états financiers d'Aurora sont conformes aux Normes internationales d'information financière.

Il incombe au Conseil d'administration de s'assurer que la direction respecte ses obligations en matière de présentation de l'information financière et de contrôles internes. Le Conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son Comité d'audit et de gestion de risques avec l'aide du Comité de réserves en ce qui a trait à l'évaluation annuelle de nos réserves de pétrole et de gaz naturel. Le Comité d'audit et de gestion de risques rencontre régulièrement la direction et les auditeurs indépendants pour s'assurer que la direction s'acquitte adéquatement de ses responsabilités, pour réviser les états financiers consolidés et pour recommander que les états financiers consolidés soient présentés au Conseil d'administration pour obtenir son approbation. Le Comité d'audit et de gestion de risques tient compte également de l'indépendance des auditeurs externes et évalue leurs honoraires. Les auditeurs externes ont accès au Comité d'audit et de gestion de risques sans la présence de la direction.

Jonathan Stewart

Graham Dowland

Président-directeur général

Directeur financier

Le 21 mars 2014

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT AUX MEMBRES DE AURORA OIL & GAS LIMITED

Rapport sur le rapport financier

Nous avons effectué l'audit du rapport financier ci-joint de Aurora Oil & Gas Limited, qui comprend l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, l'état consolidé des résultats et du résultat global, l'état consolidé des variations des capitaux propres et le tableau consolidé des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour le rapport financier

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ce rapport financier conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ce rapport financier, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes internationales d'audit généralement reconnues. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que le rapport financier ne comporte pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans le rapport financier. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que le rapport financier comporte des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation du rapport financier afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble du rapport financier.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, le rapport financier donne, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de Aurora Oil & Gas Limited au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, ainsi que de sa performance financière pour les exercices terminés à ces dates, conformément aux *Normes internationales d'information financière* (IFRS) présentées à la Note 1.

BDO Audit (WA) Pty Ltd

signé « BDO Audit (WA) Pty Ltd »

Glyn O'Brien

Administrateur

Perth, le 21 mars 2014

État consolidé des résultats et du résultat global

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

	Note	Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Produits liés aux activités poursuivies	(5)	562 766	295 059
Autres produits	(6)	164	5 008
Total des produits		562 930	300 067
Charges			
Redevances	(7)	(149 429)	(77 625)
Frais de production et d'exploitation	(7)	(60 766)	(34 581)
Charge de déplétion, d'amortissement et dépréciation	(7)	(83 632)	(39 161)
Frais liés à la prospection et à l'évaluation	(7)	(503)	(4 939)
Frais de financement	(7)	(59 493)	(28 027)
Frais d'administration		(23 967)	(15 134)
Charges relatives aux paiements à base d'actions	(7)	(5 376)	(4 398)
Perte de change	(7)	(346)	-
Résultat découlant des activités poursuivies avant impôts		179 418	96 202
Charge d'impôts	(8)	(62 988)	(37 356)
Résultat net attribuable aux propriétaires de la Société		116 430	58 846
Autres éléments du résultat global			
<i>Éléments ne pouvant pas être reclassés en résultats</i>			
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres est mesurée à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	(11)	(405)	957
<i>Éléments pouvant être reclassés en résultats</i>			
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie	(18)	(2 942)	(1 154)
Autres éléments du résultat global de l'exercice, avant impôts		(3 347)	(197)
Total du résultat global de l'exercice attribuable aux propriétaires de la Société		113 083	58 649
Résultat par action attribuable aux propriétaires de la Société			
Résultat de base par action (en cents américains par action)	(24)	25,97	13,60
Résultat dilué par action (en cents américains par action)	(24)	25,51	13,35

L'état consolidé des résultats et du résultat global ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

État consolidé de la situation financière

Au 31 décembre 2013

		Consolidé	
	Note	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9)	42 379	67 584
Clients et autres débiteurs	(10)	72 989	89 535
Total des actifs courants		115 368	157 119
Actifs non courants			
Autres actifs financiers	(11)	210	842
Immobilisations corporelles	(12)	156 243	71 063
Biens pétroliers et gaziers	(13)	1 320 180	882 373
Instruments financiers dérivés	(18)	85	-
Total des actifs non courants		1 476 718	954 278
Total des actifs		1 592 086	1 111 397
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	(14)	205 922	180 619
Instruments financiers dérivés	(18)	5 937	1 535
Provisions	(15)	506	334
Total des passifs courants		212 365	182 488
Passifs non courants			
Emprunts	(16)	660 976	390 453
Passif d'impôts différés	(17)	145 684	83 523
Instrument financier dérivé	(18)	-	114
Provisions	(19)	2 808	1 705
Total des passifs non courants		809 468	475 795
Total des passifs		1 021 833	658 283
Actifs nets		570 253	453 114
Capitaux propres			
Apport de capitaux propres	(20)	404 512	405 169
Réserve pour paiements à base d'actions	(23)	16 878	12 165
Réserve liée à la de juste valeur	(23)	(7 459)	(7 054)
Réserve pour conversion des devises	(23)	(7 505)	(7 505)
Réserve des couvertures de flux de trésorerie	(23)	(4 096)	(1 154)
Bénéfices non répartis	(23)	167 923	51 493
Total des capitaux propres		570 253	453 114

État consolidé de la situation financière

Au 31 décembre 2013

L'état consolidé de la situation financière ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

Au nom du Conseil d'administration

« Jonathan Stewart »

« Graham Dowland »

Jonathan Stewart
Président du Conseil

Graham Dowland
Directeur finances

État consolidé des variations des capitaux propres

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

	Apport de capitaux propres en milliers de dollars américains	Autre Réserve en milliers de dollars américains	Résultat cumulé en milliers de dollars américains	Total en milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2012	290 194	(7 749)	(7 353)	275 092
Résultat de l'exercice	-	-	58 846	58 846
Autres éléments du résultat global				
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	-	916	-	916
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie	-	(1 154)	-	(1 154)
Comptabilisation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global à la disposition	-	41	-	41
Total du résultat global pour l'exercice	-	(197)	58 846	58 649
Transactions avec les propriétaires en leur qualité de propriétaires				
Apport de capitaux propres, déduction faite des coûts de transaction	114 975	-	-	114 975
Charge relative aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement pendant l'exercice	-	4 398	-	4 398
Solde, au 31 décembre 2012	405 169	(3 548)	51 493	453 114
Résultat de l'exercice	-	-	116 430	116 430
Autres éléments du résultat global				
Variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	-	(405)	-	(405)
Variation de la juste valeur sur les couvertures de flux de trésorerie	-	(2 942)	-	(2 942)
Total du résultat global pour l'exercice	-	(3 347)	116 430	113 083
Transactions avec les propriétaires en leur qualité de propriétaires				
Apport de capitaux propres, déduction faite des coûts de transaction	(657)	-	-	(657)
Charge relative aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement pendant l'exercice	-	4 713	-	4 713
Solde, au 31 décembre 2013	404 512	(2 182)	167 923	570 253

L'état consolidé des variations des capitaux propres ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

Tableau consolidé des flux de trésorerie

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

		Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation			
Reçus des ventes de pétrole et de gaz		579 260	221 539
Paielements aux fournisseurs et employés		(243 023)	(67 433)
Autres produits		141	1 167
Intérêts versés		(48 148)	(11 151)
Rentrées de fonds nettes provenant des activités d'exploitation	(31)	288 230	144 122
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement			
Paielements relatifs aux actifs pétroliers et gaziers capitalisés		(482 349)	(452 635)
Paielements pour des immobilisations corporelles		(89 062)	(51 352)
Paielement liés à la prospection, l'évaluation et la mise en valeur		-	(4 939)
Paielements pour autres actifs financiers		-	(252)
Paielement pour l'acquisition de filiale, déduction faite de la trésorerie acquise	(21)	-	(98 765)
Intérêts reçus		52	247
Sorties de fonds nettes liées aux activités d'investissement		(571 359)	(607 696)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement			
Produits tirés de l'émission d'actions		-	120 138
Frais d'émission d'actions		(21)	(5 163)
Produits découlant des emprunts		330 000	394 579
Remboursement des emprunts		(60 000)	(39 000)
Coûts d'emprunt		(11 124)	(11 558)
Achat des actions par la fiducie d'actions détenue par les employés de Aurora Oil & Gas Limited		(804)	-
Rentrées de fonds nettes provenant des activités de financement		258 051	458 996
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents		(25 078)	(4 578)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		67 584	70 246
Incidence des fluctuations des taux de change sur la trésorerie détenue en devises		(127)	1 916
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	(9)	42 379	67 584

Le tableau consolidé des flux de trésorerie ci-dessus doit être lu à la lumière des notes complémentaires ci-jointes.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

TABLE DES MATIÈRES DES NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

	Page
1	Résumé des principales méthodes comptables
2	Jugements et estimations comptables critiques
3	Gestion du risque financier
4	Information sectorielle
5	Produits
6	Autres produits
7	Charges
8	Charge d'impôts
9	Actifs courants - trésorerie et équivalents de trésorerie
10	Actifs courants - clients et autres débiteurs
11	Actifs courants – autres actifs financiers
12	Actifs non courants - immobilisations corporelles
13	Actifs non courants - biens pétroliers et gaziers
14	Passifs courants - fournisseurs et autres créditeurs
15	Passifs courants – provisions
16	Passifs non courants – emprunts
17	Passifs non courants - passifs d'impôts différés
18	Instrument financier dérivé
19	Passifs non courants – provisions
20	Apport de capitaux propres
21	Regroupement d'entreprises
22	Options d'achat d'actions et droits d'acquisition liés au rendement
23	Réserves et pertes courues
24	Résultat par action
25	Dividendes
26	Palements à base d'actions
27	Informations à fournir sur le personnel clé de direction
28	Entités consolidées
29	Actifs sous contrôle commun
30	Information sur la société mère
31	Rapprochement du résultat après impôts aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation
32	Opérations avec des parties liées
33	Rémunération des auditeurs
34	Éventualités
35	Engagements
36	Événements postérieurs à la période de présentation de l'information financière

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Aurora Oil and Gas Limited (la « Société » ou « Aurora ») est une société constituée en Australie dont les actions sont cotées à la Australian Securities Exchange (ASX) et à la Bourse de Toronto (TSX). Aurora est la société mère ultime du groupe.

Le rapport financier consolidé de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013 comprend les états financiers de Aurora Oil and Gas Limited et de ses entités contrôlées (le « Groupe » ou l'« Entité consolidés »).

Déclaration de conformité

Ce rapport financier à usage général a été préparé selon les Normes comptables australiennes (Australian Accounting Standards), les interprétations comptables et les autres règlements publiés par le Australian Accounting Standards Board, les Urgent Issues Group Interpretations et la *Corporations Act 2001*. Aurora est une entité à but lucratif aux fins de préparation des états financiers.

Les états financiers de Aurora Oil and Gas Limited respectent également les Normes internationales d'information financière (IFRS) comme l'exige le Conseil international des normes comptables (IASB).

Mode de présentation

Le rapport financier de l'entité consolidée est exprimé en dollar américain qui est la monnaie fonctionnelle de la Société.

Méthode du coût historique

Ces états financiers ont été préparés à l'aide de la méthode du coût historique tel que modifié par la réévaluation des actifs financiers à la juste valeur dans les autres éléments du résultat global.

Jugements et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers exige l'utilisation de jugement et d'estimations comptables importants. Elle exige également que la direction fasse preuve de jugement dans le processus d'application des méthodes comptables du Groupe. Les secteurs exigeant un degré plus élevé de jugement ou de complexité ou les points pour lesquels les hypothèses et estimations sont significatives pour les états financiers sont présentés en Note 2.

Adoption des nouvelles normes comptables et des normes révisées

Les normes, nouvelles et révisées, présentées ci-dessous et les modifications sont appliquées pour la première fois dans la période d'information financière ouverte à compter du 1^{er} janvier 2013. Ces normes et modifications n'ont aucune incidence significative sur les montants comptabilisés dans le rapport financier consolidé de l'exercice courant ou toute autre période précédente.

- AASB 10 Consolidated Financial Statements (états financiers consolidés)
- AASB 11 Joint Arrangements (partenariats)
- AASB 12 Disclosure of Interests in Other Entities (Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités)
- AASB 13 Fair Value Measurement (évaluation à la juste valeur)
- AASB 119 Employee Benefits (septembre 2011) et AASB 2011-10 Amendments to Australian Accounting Standards arising from AASB 119 (septembre 2011)
- AASB 2011-9 Amendments to Australian Accounting Standards – Presentation of Items of Other Comprehensive Income.

Le Groupe a choisi d'appliquer de façon anticipée la norme AASB 2013-3 Amendments to AASB 136 – Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets, ce qui a eu une légère incidence sur les informations à fournir relativement à la dépréciation.

La nature et l'incidence de chaque nouvelle norme et modification sur le rapport financier consolidé du Groupe sont décrites ci-dessous :

AASB 10 Consolidated Financial Statements (états financiers consolidés)

La norme AASB 10 *Consolidated Financial Statements* (AASB 10) a été publiée en août 2011 et remplace la directive sur le contrôle et la consolidation prévue à la AASB 127 Consolidated and Separate Financial Statements (AASB 127). La AASB 10 présente un nouveau modèle de contrôle, ce qui élargit les cas où une entité est considérée comme étant contrôlée par une autre entité. Ce modèle s'applique à toutes les filiales. Le Groupe a examiné ses placements dans d'autres entités et a conclu que l'évaluation pour la consolidation est compatible avec la norme AASB 10 et les évaluations effectuées en vertu de la norme AASB 127.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

AASB 11 Joint Arrangements (partenariats)

Selon la norme AASB 11 *Joint Arrangements* (AASB 11), les placements dans des partenariats sont classés comme entreprise commune ou coentreprise selon les droits et obligations contractuels de chacun des investisseurs. Le Groupe a examiné ses accords d'entreprise commune et a conclu que celles-ci respectent les critères de classement d'une entreprise commune selon la AASB 11. La méthode comptable existante du Groupe, décrite à la note 1(b), et le traitement est conforme aux exigences de l'AASB 11.

AASB 12 Disclosure of Interests in Other Entities (Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités)

La norme AASB 12 *Disclosure of Interests in Other Entities* (AASB 12) (Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités) établit l'information à fournir à l'égard des participations de l'entité dans des filiales, entreprises conjointes, entreprises associées et entités structurées. L'application de cette norme par le Groupe n'a pas d'incidence sur les montants comptabilisés dans les états financiers, mais a une incidence sur le type d'information fournie en ce qui a trait aux placements du Groupe. Les informations à fournir AASB 12 sont présentées dans les notes 28 et 29.

AASB 13 Fair Value Measurement (évaluation à la juste valeur)

La norme AASB 13 *Fair Value Measurement* (AASB 13) vise l'amélioration de l'uniformité et la réduction de la complexité en fournissant une définition précise de la juste valeur et à établir un cadre unique de la mesure touchant aux exigences d'évaluation et d'information à fournir à utiliser avec les Australian Accounting Standards. L'application de la norme AASB 13 n'a pas eu d'incidence importante sur l'évaluation de la juste valeur du Groupe. Des informations supplémentaires, lorsque requises, sont fournies dans les notes individuelles concernant les actifs et les passifs évalués à la juste valeur.

AASB 119 Employee Benefits (avantages du personnel)

Selon la norme AASB 119 *Employee Benefits* (avantages du personnel) révisée, les avantages du personnel dont le règlement complet est prévu (contrairement à ceux qui doivent être réglés en vertu de la norme actuelle) dans les 12 mois suivants la période de clôture sont des avantages à court terme et, par conséquent, ne sont pas actualisés lors du calcul des reliquats de congé. En ce qui concerne les congés annuels qui ne seront pas entièrement utilisés dans les douze mois suivant la fin de la période de clôture, ils seront actualisés à l'avenir dans le calcul des reliquats de congé. Les exigences de la AASB 119 *Employee Benefits* (avantages du personnel) révisée sont conformes avec la méthode comptable et le traitement des obligations liées aux congés annuels, tels que présenté à la note 1(m).

Modifications apportées à la norme AASB 101, Presentation of Financial Statements (Présentation des états financiers)

Les modifications à la norme AASB 101 *Presentation of Financial Statements* (AASB 101), qui fait partie de la norme AASB 2011-9 *Amendments to Australian Accounting Standards – Presentation of Items of Other Comprehensive Income*, exigent que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net à un moment futur soient présentés séparément des éléments qui ne seront jamais reclassés. La modification n'affecte que la présentation.

Plusieurs autres modifications s'appliquent pour la première fois en 2013; cependant, elles n'ont aucune incidence sur les états financiers consolidés annuels du Groupe.

Méthodes comptables

Les principales méthodes comptables adoptées pour la préparation du rapport financier sont présentées ci-dessous. À moins d'indications contraires, ces méthodes ont été appliquées de façon uniforme.

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les actifs et les passifs de Aurora Oil & Gas Limited et de ses entités contrôlées au 31 décembre 2013 et les résultats financiers de la Société et de ses entités contrôlées pour la période terminée à cette date.

- (i) Les entités contrôlées sont toutes les entités (y compris les entités ad hoc) auxquelles le Groupe est exposé, ou sur lesquelles il a des droits, à des rendements variables découlant de sa participation dans l'entité et a la capacité d'influer sur ces rendements par le biais de son pouvoir de diriger les activités de l'entité.

Les états financiers des entités contrôlées sont inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date à laquelle le contrôle est transféré à la Société. Elles sont sorties de la consolidation à compter de la date à laquelle le contrôle cesse.

- (ii) Les transactions intersociétés, les soldes et les gains ou pertes latents sur les transactions entre les entités du Groupe sont éliminés. Les pertes latentes sont éliminées à moins que la transaction fournisse des éléments probants indiquant une moins-value à l'égard des actifs transférés. Les méthodes comptables des filiales ont été changées lorsque cela était nécessaire, et ce, afin d'assurer l'uniformité avec les méthodes appliquées par l'entité consolidée.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(a) Principes de consolidation (suite)

- (iv) Les participations ne donnant pas le contrôle inscrites aux résultats et aux capitaux propres des filiales sont comptabilisées de manière distincte à l'état consolidé des résultats et du résultat global, de l'état consolidé des variations des capitaux propres et de l'état consolidé de la situation financière.
- (v) La méthode d'acquisition est utilisée pour comptabiliser tous les regroupements d'entreprises sans tenir compte de l'acquisition d'instruments de capitaux propres ou d'autres actifs. La contrepartie transférée pour l'acquisition d'une filiale comprend les justes valeurs des actifs transférés, les passifs engagés et les participations en capitaux propres émises par le Groupe. La contrepartie transférée comprend également la juste valeur de toute participation en capitaux propres préexistante dans la filiale. Les coûts liés à l'acquisition sont passés en charges lorsqu'ils sont encourus. Sauf quelques exceptions limitées, les actifs identifiables acquis et les passifs et passifs éventuels pris en charge lors des regroupements d'entreprises ont été initialement évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Selon l'acquisition, le groupe comptabilise la participation ne donnant pas le contrôle dans les actifs nets identifiables de la société acquise.

L'excédent de la contrepartie transférée et le montant de la participation ne donnant pas le contrôle dans la société acquise par rapport à la juste valeur des actifs nets identifiables sont comptabilisés comme écart d'acquisition. Si ces montants sont inférieurs à la juste valeur des actifs nets identifiables de la filiale acquise et l'évaluation de tous les montants est révisée, l'écart est comptabilisé directement en résultat net comme acquisition à condition avantageuse.

Lorsque le règlement d'une tranche de la contrepartie conditionnelle est reporté, les montants à payer à l'avenir sont actualisés à leurs valeurs actuelles à la date d'échange. Le taux d'actualisation utilisé représente le taux d'emprunt supplémentaire de l'entité; c'est-à-dire le taux auquel des prêts semblables peuvent être obtenus d'un prêteur indépendant lorsque les modalités sont comparables.

La contrepartie conditionnelle est classée comme capitaux propres ou comme passif financier. Les montants classés comme passif financier sont ultérieurement réévalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net.

(b) Partenariats

Le Groupe comptabilise son droit direct et sa part qu'il détient conjointement dans les actifs, passifs, produits et charges des entreprises communes. Ceux-ci ont été incorporés dans les états financiers sous les rubriques appropriées. Les informations détaillées au sujet des entreprises communes sont présentées en Note 29.

(c) Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels sont comptabilisés de manière uniforme avec la présentation de l'information interne du principal décideur opérationnel. Les principaux décideurs opérationnels, à qui il incombe d'attribuer les ressources et d'évaluer les secteurs opérationnels, ont été identifiés comme étant le PDG et le président du conseil.

Le PDG et le président du conseil examinent l'information présentée dans les rapports internes de la direction sur une base mensuelle, ce qui est cohérent avec l'information fournie dans les états financiers consolidés. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de faire un rapprochement, car l'information présentée est utilisée par le PDG et chef de la direction pour prendre des décisions stratégiques.

La direction a déterminé, à la lumière des rapports examinés par le PDG et le chef de la direction et utilisés dans le cadre de la prise de décisions, que le Groupe a un secteur isolable dans le secteur de la prospection et la production pétrolière et gazière aux États-Unis. La direction et le bureau administratif du Groupe sont situés en Australie. Il n'y a eu aucune incidence sur l'évaluation des actifs et des passifs de la Société.

(d) Conversion des devises étrangères

(i) Monnaie fonctionnelle et de présentation

Les éléments inclus dans les états financiers des sociétés du Groupe sont évalués à l'aide de la devise du principal environnement économique dans lequel chaque société est exploitée (la « monnaie fonctionnelle »). La monnaie fonctionnelle des filiales américaines est le dollar américain.

Les états financiers consolidés sont exprimés en dollars américains, qui est la monnaie fonctionnelle et de présentation du Groupe.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(d) Conversion des devises étrangères (suite)

(ii) Conversions et soldes

Les opérations de change sont converties en monnaie fonctionnelle du Groupe à l'aide des taux de change applicables aux dates des transactions.

Les actifs et les passifs monétaires exprimés en devise à la date de présentation de l'information financière ont été convertis en monnaie fonctionnelle selon le taux de change en vigueur à cette date.

Le gain ou la perte de change sur les éléments monétaires correspond à la différence entre le coût après amortissement dans la monnaie fonctionnelle au début de l'exercice et le coût après amortissement en devise étrangère convertie au taux de change à la fin de l'exercice.

Les actifs et passifs non monétaires qui sont évalués à la juste valeur dans une devise sont convertis dans la monnaie fonctionnelle à l'aide des taux de change en vigueur à la date où la juste valeur est déterminée. Les éléments non monétaires qui sont évalués basés sur des coûts historiques dans une devise sont convertis à l'aide des taux de change en vigueur à la date où la transaction initiale a eu lieu.

Les écarts de devises découlant de la reconversion sont généralement comptabilisés en résultat.

(iii) Sociétés du Groupe

Les résultats et la situation financière de toutes les sociétés du groupe qui fonctionnent avec une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie de présentation sont convertis dans la monnaie de présentation comme suit :

- les actifs et les passifs de chaque état de la situation financière sont convertis au taux de clôture à la date de l'état de la situation financière;
- les produits et les charges de chaque état des résultats et le solde des autres éléments du résultat global sont convertis à l'aide des taux de change moyens;
- les écarts de change découlant de la conversion des créiteurs et/ou débiteurs intersociétés liés aux établissements à l'étranger, dans une devise qui n'est pas la même que la monnaie fonctionnelle de la société mère, sont comptabilisés dans la réserve pour conversion de devise, comme une composante distincte des capitaux propres. Ces écarts sont comptabilisés uniquement en résultat net lors de la disposition des établissements étrangers.

(e) Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir dans la mesure où il est probable que les avantages économiques iront au Groupe et que les produits peuvent être évalués de façon fiable.

Le produit est comptabilisé lorsque les risques et les avantages importants liés à la propriété ont été transférés au client, qu'il est estimé que le recouvrement est probable qu'il n'y a pas de participation de gestion continue avec les biens et que le montant du produit peut être raisonnablement évalué.

(i) Ventes de pétrole et gaz

Les produits provenant de la vente de pétrole de condensat, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel produits sont comptabilisés lorsque l'entité consolidée a transféré à l'acheteur les risques et avantages importants inhérents à la propriété des produits provenant des types de produits suivants :

- Gaz sec – lors du transfert à un tiers, habituellement à l'entrée d'une usine ou à la sortie d'une installation de traitement au moment où il pénètre le gazoduc commercial d'un tiers;
- Liquides de gaz naturel (LGN) – lors du transfert à un tiers, habituellement à l'entrée du gazoduc commercial d'un tiers;
- Pétrole et condensat – lors du transfert des produits au mode de transport des acheteurs, soit par camionnage ou oléoduc.

(ii) Autres produits

Les dividendes reçus sont comptabilisés comme montants à recevoir. Les produits d'intérêt sont comptabilisés en fonction du temps écoulé. Leur comptabilisation tient compte du rendement réel réalisé sur l'actif financier.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(iii) Revenus de services

Les produits liés à la prestation de services sont comptabilisés lorsqu'une entité a un droit ayant force exécutoire de recevoir paiement pour les services rendus.

(f) Impôts

L'avantage fiscal/(charge d'impôt) pour la période représente l'impôt à payer sur le bénéfice imposable/(perte) de la période courante selon le taux d'imposition en vigueur de chaque juridiction et ajusté en fonction des changements apportés aux actifs et passifs d'impôts différés attribuables aux différences temporaires et des pertes fiscales inutilisées.

L'impôt différé est comptabilisé à l'aide de la méthode du report variable en ce qui a trait aux différences temporaires découlant des bases d'imposition des actifs et des passifs et de leurs valeurs comptables aux états financiers consolidés. Toutefois, l'impôt différé n'est pas comptabilisé s'il découle de la comptabilisation initiale de l'écart d'un actif ou passif lié à une transaction qui ne relève pas d'un regroupement d'entreprises et qui, au moment de la transaction, n'a pas d'incidence sur la comptabilisation du bénéfice ou perte imposable. L'impôt différé est déterminé en se fondant sur les taux d'imposition (et les lois fiscales) qui sont en vigueur à la date de présentation de l'information financière ou qui seront généralement en vigueur lorsque l'actif d'impôts différés connexe est réalisé ou le passif d'impôt différé sera réglé.

Les actifs d'impôts différés sont comptabilisés pour les différences temporaires déductibles et les pertes fiscales non utilisées uniquement s'il est probable que des montants taxables futurs pourront être appliqués sur ces différences temporaires et ces pertes.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas comptabilisés pour les différences temporelles entre la valeur comptable et les bases d'imposition des placements dans les entités contrôlées lorsque la Société peut contrôler le calendrier des reprises des différences temporaires et qu'il est probable que les différences ne seront pas renversées dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôts différés sont compensés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les actifs et les passifs d'impôts exigibles et si les soldes d'impôts différés concernent la même administration fiscale. Les actifs d'impôts exigibles et les passifs d'impôts sont compensés lorsque l'entité a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés ou qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Les soldes d'impôts exigibles et différés attribuables aux montants comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global et les capitaux propres sont également comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global et les capitaux propres.

La Société et ses entités résidentes australiennes en propriété exclusive font partie d'un groupe consolidé aux fins de l'impôt. Par conséquent, tous les membres du groupe consolidé aux fins de l'impôt sont imposés comme une entité unique. L'entité dirigeante du groupe consolidé aux fins de l'impôt est Aurora Oil & Gas Limited.

(g) Dépréciation des actifs

Un actif financier non classé à la juste valeur par le biais du résultat net est évalué à chaque date de présentation de l'information financière afin de déterminer s'il y a une indication objective qu'il est déprécié. Un actif financier est déprécié s'il y a des indications objectives d'une dépréciation découlant d'un événement ou plus qui se sont produits après la comptabilisation initiale de l'actif et que l'évènement entraînant la perte a eu une incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs de cet actif financier peut être estimé de manière fiable.

L'indication objective d'une dépréciation des actifs financiers comprend un défaut de paiement d'un débiteur, une restructuration du montant dû par le Groupe selon les modalités que le Groupe n'aurait pas normalement pris en compte, des indications qu'un débiteur ou un émetteur fera l'objet d'une faillite, des changements défavorables de la solvabilité des emprunteurs ou des émetteurs, une conjoncture économique qui entraîne des défauts de paiement ou la disparition du marché actif d'un titre.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(h) Instruments financiers

(i) Actifs financiers non dérivés

Le Groupe comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction, qui est la date à laquelle le Groupe devient parti aux dispositions contractuelles d'un instrument.

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie découlant de l'actif sont expirés ou qu'il transfère tous les droits de recevoir les flux de trésorerie contractuels dans une transaction pour laquelle tous les risques et avantages de propriété de l'actif financier sont transférés. Toute participation dans ces actifs financiers transférés qui est créée ou retenue par le Groupe est comptabilisée à titre d'actif ou de passif distinct.

Les actifs et passifs financiers sont compensés, et le montant net présenté dans l'état de la situation financière lorsque, et uniquement en ce cas, le Groupe a un droit juridique de compenser les montants et prévoit de les régler sur une base nette ou de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Le Groupe classe les actifs financiers non dérivés dans les catégories suivantes :

Actifs financiers mesurés à la juste valeur par le biais du résultat net

Un actif financier est classé à la juste valeur par le biais du résultat net s'il est classé comme détenu aux fins de transaction ou désigné comme tel lors de la comptabilisation initiale. Des actifs financiers sont désignés à la juste valeur par le biais du résultat net si le Groupe gère ces placements et prend des décisions d'achat et de vente fondées sur leur juste valeur conformément à la stratégie de gestion de risques ou de placement documentée du Groupe. Tous les coûts de transaction sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'elles sont engagées. Les actifs financiers mesurés à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur, et les changements, qui prennent en compte le revenu de dividendes, sont comptabilisés en résultat net.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur par le biais du résultat net comprennent les titres de capitaux propres qui autrement auraient été classés comme disponibles à la vente.

Prêts et autres créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers assortis de paiements déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ces actifs sont initialement comptabilisés à la juste valeur, plus les coûts qui leur sont directement attribuables. Après la comptabilisation initiale, les prêts et créances sont évalués au coût après amortissement à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, moins toute perte de valeur.

Les prêts et créances comprennent la trésorerie et équivalents de trésorerie, et les comptes clients et autres débiteurs.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et équivalents de trésorerie comprennent les soldes de trésorerie et les dépôts à vue avec des échéances de douze mois ou moins à compter de la date d'acquisition qui présentent un risque important de changements de leur juste valeur et sont utilisés par le Groupe pour la gestion de ses engagements à court terme.

(ii) Passifs financiers non dérivés

Le Groupe comptabilise initialement les passifs financiers à la date de transaction, qui est la date à laquelle le Groupe devient partie aux dispositions contractuelles d'instrument.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont acquittées, annulées ou expirées.

Le Groupe classe ses passifs financiers non dérivés comme autres passifs financiers. Ces passifs financiers sont comptabilisés une première fois à la juste valeur moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. Après la comptabilisation initiale, ces passifs financiers sont évalués au coût après amortissement à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les autres passifs financiers comprennent les prêts et emprunts, et les fournisseurs et autres créditeurs.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(i) Dérivés et activités de couverture

Les dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle le contrat de l'instrument dérivé est conclu et sont ultérieurement évalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. La comptabilisation des changements ultérieurs de la juste valeur dépend de la désignation du dérivé comme instrument de couverture. Si c'est le cas, la nature de l'élément est couverte. Le groupe désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour un risque particulier associé aux flux de trésorerie des actifs et passifs comptabilisés et des transactions hautement probables (couverture de flux de trésorerie).

Le Groupe documente, à leur création de l'opération de couverture, les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que l'objectif de gestion de risques et la stratégie visée par les diverses opérations de couverture. Le Groupe documente également son évaluation, à la création de l'opération de couverture et sur une base continue, pour déterminer si les instruments dérivés sont utilisés dans des opérations de couverture et s'ils sont et continuent d'être hautement efficaces pour compenser les variations de juste valeur ou les flux de trésorerie des éléments couverts.

La pleine juste valeur d'un instrument dérivé de couverture est classée comme actif ou passif non courant lorsque l'échéance résiduelle de l'élément couvert est de plus de 12 mois; elle est classée comme actif ou passif courant lorsque l'échéance résiduelle de l'élément couvert est de moins de 12 mois.

(i) Couverture de flux de trésorerie

La partie efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés qui sont désignés et admissibles comme couverture de flux de trésorerie est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et cumulés en réserve des capitaux propres. Le gain ou la perte liée à la partie inefficace est comptabilisé immédiatement en résultat net comme autre produit ou autre charge.

Les montants cumulés en capitaux propres sont reclassés en résultat net dans les périodes au cours desquelles l'élément couvert a une incidence sur le résultat net (par exemple lorsque la vente prévue couverte a lieu). Lorsque l'opération prévue qui est couverte découle en la comptabilisation d'un actif non financier (par exemple, des stocks ou des immobilisations corporelles), les gains ou les pertes reportés précédemment dans les capitaux propres sont reclassés des capitaux propres et inclus dans l'évaluation initiale du coût de l'actif. Les montants reportés sont ultimement comptabilisés en résultat net dans le coût des marchandises vendues dans le cas où il s'agit de stocks, ou comme dépréciation ou amortissement dans le cas des immobilisations corporelles.

Lorsqu'un instrument de couverture expire, est vendu ou est résilié ou lorsqu'un élément couvert ne respecte plus les critères de comptabilité de couverture, tout cumul de gains et pertes existant dans les capitaux propres à cette date demeure en capitaux propres et est comptabilisé lorsque l'opération prévue est ultimement comptabilisée en résultat net. Si l'opération prévue ne se produit plus, le cumul des gains ou pertes qui a été comptabilisé en capitaux propres est immédiatement reclassé en résultat net.

(ii) Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture

Certains instruments dérivés ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés, qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, sont immédiatement comptabilisées en résultat net et inclus dans les autres produits ou les autres charges.

(j) Stocks

Les stocks sont composés de produits d'hydrocarbures. Les stocks sont évalués au moindre du coût ou de la valeur nette de réalisation. Le coût est déterminé selon une moyenne pondérée et comprend les coûts directs et une partie appropriée des charges indirectes variables et fixes de production, s'il y a lieu.

(k) Immobilisations corporelles (autres que les biens pétroliers et gaziers)

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et la dépréciation. Le coût comprend la dépense qui est directement attribuable à l'acquisition de l'élément. Lorsque le règlement d'une tranche, ou de la totalité, de la contrepartie d'une acquisition a été différée, le coût est déterminé en actualisant les montants futurs à payer aux valeurs actuelles à la date d'acquisition.

L'amortissement est comptabilisé sur les immobilisations corporelles. L'amortissement est calculé à l'aide de la méthode de l'amortissement dégressif afin de réduire à sa valeur résiduelle estimative le coût net ou la juste valeur de chaque actif selon sa durée de vie utile estimative.

Les durées de vie utile estimatives, les valeurs résiduelles et la méthode d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période d'information financière. Les durées de vie utile estimatives suivantes ont été utilisées aux fins du calcul de l'amortissement :

Mobilier et agencement	5 ans
Usine et équipement	5 ans – 25 ans

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(I) Participations dans les biens pétroliers et gaziers

(i) *Frais de prospection et d'évaluation*

Les frais de prospection et d'évaluation sont comptabilisés selon la méthode de la zone d'intérêt qui s'harmonise étroitement avec la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse des PCGR des États-Unis en ce qui concerne les frais de prospection et d'évaluation pétrolières et gazières.

Cette méthode est intimement liée à la détermination des réserves de pétrole et de gaz du Groupe et au processus d'information financière. Elle est considérée comme reflétant le mieux les résultats des activités de prospection et d'évaluation du Groupe parce que seuls les actifs ayant une valeur démontrable sont portés à l'état de la situation financière.

Lorsqu'un puits commence à produire des quantités de pétrole et de gaz, les coûts d'exploration et de prospection capitalisés sont transférés au poste Biens pétroliers et gaziers – projets de production et l'amortissement commence.

Cette méthode permet aux coûts associés à l'acquisition, l'exploration et de prospection d'une zone prometteuse d'être enregistrés à l'état consolidé de la situation financière et d'être rapprochés des avantages tirés de la production commerciale lorsque celle-ci commence.

(ii) *Coûts*

Les coûts d'acquisition d'un bail d'exploration lié à des projets d'exploration pétrolière et gazière hors chantiers sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés, tandis que les coûts encourus relativement à l'établissement et la comptabilisation de provinces productrices de pétrole et de gaz sont d'abord capitalisés, puis amortis selon la plus courte durée entre la durée de vie utile estimative ou la durée prévue du projet.

Tous les autres frais de prospection et d'évaluation, y compris les coûts liés aux permis, géologiques et géophysiques et les coûts liés à la nouvelle coentreprise, sont passés en charges à mesure que les frais sont engagés, sauf quand :

- les frais sont liés à une découverte qui, à la date de présentation de l'information financière, n'ont pas été comptabilisés comme une zone d'intérêt, car une évaluation de l'existence de réserves exploitables sur le plan économique n'a pas encore été effectuée;
- lorsqu'il existe une réserve exploitable sur le plan économique et qu'il est prévu que la dépense capitalisée sera recouvrée lors de l'exploitation de la zone d'intérêt, ou de sa vente.

Les zones d'intérêt sont comptabilisées sur le terrain. Après la comptabilisation d'une zone d'intérêt, les coûts supplémentaires liés à la zone d'intérêt sont d'abord capitalisés. Chaque zone d'intérêt fait l'objet d'un examen bisannuel au minimum afin de déterminer si les réserves comportent des quantités exploitables ou si plus de travaux d'exploration et d'évaluation sont nécessaires pour justifier le report continu des coûts capitalisés. Dans la mesure où il est déterminé que la dépense pertinente ne sera pas recouvrée, celle-ci est radiée.

Les frais de forage, de prospection et d'évaluation des puits sont d'abord capitalisés en attendant les résultats du puits. Les coûts sont passés en charge lorsque le puits ne produit pas d'hydrocarbures exploitables sur le plan économique. Dans la mesure où il est déterminé que la dépense pertinente ne sera pas recouvrée, celle-ci est immédiatement passée en charge.

Dans le tableau des flux de trésorerie, les flux de trésorerie associés aux frais de prospection et d'évaluation capitalisés sont classés comme flux de trésorerie utilisés par les activités d'investissement. Les frais de prospection et d'évaluation passés en charges sont classés comme flux de trésorerie utilisés par les activités d'exploitation.

(iii) *Frais de forage et d'achèvement payés d'avance*

Lorsque la Société détient une participation non-exploitante dans un bien pétrolier et gazier, ou a imparti certains processus de mise en valeur d'une participation exploitante dans un bien pétrolier ou gazier, elle peut périodiquement devoir faire un apport en trésorerie équivalent à sa part des coûts estimés de forage et/ou d'achèvement, et ce, avant que ces activités n'aient lieu.

Lorsque ces apports renvoient à un paiement d'avance pour des travaux exploratoires ou une activité de forage préliminaire, avant qu'une décision relativement à la rentabilité du puits ne soit prise, les coûts sont capitalisés au titre de frais de forage payés d'avance au poste prospection et évaluation et/ou projets de mise en valeur.

Lorsque ces apports renvoient à un paiement d'avance pour l'achèvement d'un puits, ces coûts sont capitalisés comme coûts d'achèvement payés d'avance au poste prospection et évaluation.

À mesure que l'opérateur avise la Société sur la manière dont ces fonds ont été passés en charges, les coûts sont reclassés des frais payés d'avance au poste des charges correspondant.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(l) Participations dans les biens pétroliers et gaziers (suite)

(iv) Transfert des frais de prospection et d'évaluation capitalisés vers les projets de production (biens pétroliers et gaziers)

Lorsqu'un puits entre en phase de production commerciale, les frais de prospection et d'évaluation cumulés pour la zone d'intérêt concernée sont transférés aux projets de production et sont amortis selon la méthode de l'amortissement des unités de production.

(v) Projets de production

Les projets productifs sont comptabilisés au coût, moins l'amortissement cumulé et les charges de dépréciation. Les projets de production comprennent la construction, l'installation ou l'achèvement des installations comme les pipelines, les actifs de prospection et d'évaluation transférés, les puits mis en valeur et la provision pour la restauration des lieux.

(vi) Amortissement et dépréciation des projets de production

L'entité consolidée utilise la méthode de l'amortissement des unités de production lorsqu'elle amortit et déprécie des actifs de terrain. L'utilisation de la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation exige que l'entité consolidée compare le volume actuel de production aux réserves et applique ensuite ce taux déterminé de déplétion à la valeur comptable de l'actif amortissable.

Les coûts de projets de production capitalisés liés à des puits de production commerciale sont amortis à l'aide de la méthode de l'amortissement des unités de production une fois que des quantités commerciales sont exploitées dans une zone d'intérêt. Les réserves utilisées pour ces calculs sont les réserves prouvées plus probables qui font l'objet d'un examen annuel.

(vii) Coûts futurs de restauration des lieux

Le but de l'entité consolidée est d'éviter ou de réduire au minimum l'impact environnemental de ses activités.

La provision est comptabilisée dans l'état de la situation financière pour le coût estimé des obligations juridiques et implicites pour restaurer les lieux d'exploitation dans la période au cours de laquelle l'obligation survient. Les coûts estimés sont capitalisés comme partie du coût du projet concerné lorsque la comptabilisation intervient à l'acquisition d'une participation dans des lieux d'activités. La valeur comptable capitalisée est amortie selon la méthode de l'amortissement des unités de production pendant la phase de production du projet.

Les estimations relatives à l'étendue et aux coûts des travaux de restauration des lieux font l'objet d'un examen annuel et sont ajustées afin de tenir compte du coût prévu pour la restauration des lieux.

Les coûts de restauration sont basés sur la dernière estimation des coûts futurs estimés présentés dans le rapport sur les réserves préparé de manière indépendante, déterminés sur une base actualisée. Le rapport sur les réserves est préparé par des ingénieurs indépendants au moins une fois par an.

Le Groupe comptabilise les changements dans les estimations de coûts sur une base prospective.

(m) Avantages du personnel

Une provision est constituée pour les avantages cumulés des employés relativement aux droits des employés lorsqu'il est probable qu'un règlement sera nécessaire et que ces avantages peuvent être calculés de manière fiable. Ces avantages sociaux comprennent les salaires, les traitements, les congés annuels et les absences de longue durée rémunérées.

(i) Avantages des employés à court terme

Les passifs liés aux salaires et traitements, y compris les primes en espèces à court terme, les avantages non monétaires et les congés annuels cumulés qui doivent être entièrement réglés dans une période de douze mois après la fin de la période au cours de laquelle les employés rendent les services connexes, sont comptabilisés relativement aux services des employés jusqu'à la fin de la période de présentation de l'information financière et sont évalués aux montants prévus à payer lorsque les passifs sont réglés.

Les obligations sont présentées comme passifs courants dans l'état de la situation financière si l'entité ne détient pas un droit inconditionnel de différer le règlement pendant au moins douze mois après la date de présentation de l'information financière, sans égard du moment où le règlement réel doit avoir lieu.

(ii) Autres avantages des employés à long terme

Une provision est établie pour les congés pour longs services et les congés annuels qui doivent être payés aux employés sur la base des exigences réglementaires et contractuelles. Le passif lié aux congés pour longs services et congés annuels dont le règlement n'est pas prévu au cours des douze mois suivants la fin de la période au cours de laquelle les employés rendent les services connexes est comptabilisé comme provision pour les droits des employés et est évalué à la valeur actualisée des paiements futurs à effectuer en ce qui a trait aux services fournis par les employés jusqu'à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les paiements futurs prévus sont actualisés à l'aide des rendements du marché à la fin de la période d'information financière sur les obligations d'État assorties de modalités et de devises correspondantes, dans la mesure du possible, aux flux de trésorerie futurs estimés.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(m) Avantages du personnel (suite)

(iii) Paiements à base d'actions

Le Groupe offre des avantages à ses employés, y compris son personnel clé de direction, sous forme de paiements à base d'actions en vertu desquels des services sont rendus en partie ou en totalité contre des actions ou des droits d'acquisition sur des actions. Le Comité de rémunération a approuvé l'attribution d'options d'achat d'actions ou de droits d'acquisition liés au rendement au titre de mesures incitatives pour attirer des dirigeants et s'attacher leur engagement à long terme envers la Société. Ces avantages ont été attribués à la discrétion du Conseil d'administration ou après obtention de l'approbation des actionnaires.

Le coût de ces opérations réglées en capitaux propres est évalué selon la juste valeur des capitaux propres à la date où ils sont attribués. La juste valeur des droits d'acquisition liés au rendement attribués en vertu du régime de droits d'acquisition liés au rendement de Aurora Oil & Gas Limited est déterminée à l'aide d'une analyse statistique des risques. La juste valeur des droits d'acquisition liés au rendement attribués en vertu du régime de droits d'acquisition liés au rendement de Aurora Oil & Gas Limited est déterminée à l'aide des techniques d'évaluation de l'arbre binomiale et des simulations Monte-Carlo. De plus amples renseignements au sujet des droits d'acquisition liés au rendement attribués en vertu de chaque régime sont présentés en Note 26. La juste valeur des options d'achat d'actions attribuées est déterminée à l'aide du modèle d'établissement des prix des options d'achat d'actions Black-Scholes.

Les coûts associés à ces transactions réglées en capitaux propres sont comptabilisés, avec l'augmentation correspondante en capitaux propres, sur la période au cours de laquelle les conditions de service ou de performance sont remplies (la date d'acquisition).

À chaque date de clôture et jusqu'à l'acquisition, la charge cumulée à l'état des résultats est le produit de (i) la juste valeur à la date d'attribution; (ii) la meilleure estimation actuelle du nombre d'instruments de capitaux propres qui seront acquis, compte tenu de facteurs comme la probabilité touchant au roulement du personnel pendant la période d'acquisition et la probabilité de conditions de performance non liées au marché étant satisfaites; et (iii) la partie expirée de la période d'acquisition.

La charge à l'état des résultats pour la période est le montant cumulé selon les calculs ci-dessus moins les montants déjà passés en charges dans les périodes précédentes. Il existe un crédit correspondant aux capitaux propres.

Jusqu'à ce qu'un instrument de capitaux propres soit acquis, tous les montants comptabilisés sont conditionnels et seront ajustés si plus ou moins des instruments de capitaux propres sont acquis par rapport aux prévisions d'origine. Un instrument de capitaux propres qui est assujéti aux conditions de marché est considéré comme devant être acquis sans égard du fait que la condition de marché est respectée, ou non, à la condition que toutes les autres conditions sont satisfaites.

Lorsque les modalités d'un avantage réglé en capitaux propres sont modifiées, une charge doit au minimum être comptabilisée comme si les modalités n'avaient pas été modifiées. Une charge supplémentaire est comptabilisée pour toute modification qui augmente la juste valeur totale découlant de l'entente relative aux paiements à base d'actions ou qui, d'une manière ou d'une autre, se révèle avantageuse au bénéficiaire de l'attribution selon l'évaluation établie à la date de la modification.

Si une transaction réglée en capitaux propres est annulée (autre qu'une attribution annulée par renoncement lorsque les conditions d'acquisition ne sont pas satisfaites), elle est traitée comme s'ils avaient été acquis à la date d'annulation et toutes les charges qui ne sont pas encore comptabilisées pour l'attribution sont immédiatement comptabilisées. Toutefois, si un nouvel instrument de capitaux propres est substitué à l'attribution annulée et est désigné comme attribution de remplacement à la date de son attribution, l'instrument annulé et le nouvel instrument de capitaux propres sont traités comme s'il s'agissait d'une modification à l'attribution d'origine, comme décrit dans le paragraphe précédent.

L'effet dilutif des options en circulation est pris en compte comme dilution supplémentaire d'action dans le calcul du résultat dilué par action (se reporter à la note 24).

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(n) Provisions

Les provisions sont comptabilisées lorsque l'entité consolidée a une obligation actuelle découlant d'un événement passé, que le sacrifice futur des avantages économiques est probable et que le montant de la provision peut être estimé de manière fiable.

Le montant comptabilisé au titre de provision représente la meilleure estimation de la contrepartie nécessaire pour régler l'obligation actuelle à la date de présentation de l'information financière, compte tenu des risques et des incertitudes associés à l'obligation. Lorsqu'une provision est évaluée à l'aide des flux de trésorerie estimés pour régler l'obligation actuelle, sa valeur comptable est la valeur actuelle de ces flux de trésorerie.

Lorsqu'il est prévu que certains avantages économiques nécessaires, voire tous, seront recouverts d'un tiers, le débiteur est comptabilisé comme un actif s'il est virtuellement assuré de recouvrer le montant des débiteurs et qu'il puisse être évalué de façon fiable.

Un contrat à titre onéreux est considéré comme existant lorsque l'entité consolidée a conclu un contrat en vertu duquel le coût inévitable pour respecter les obligations contractuelles dépasse les avantages économiques estimés à percevoir. Les obligations actuelles découlant des contrats à titre onéreux sont comptabilisées comme une provision dans la mesure où l'obligation actuelle excède les avantages économiques estimés à recevoir.

(o) Apport de capitaux propres

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres.

Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission de nouvelles actions ou options sont comptabilisés aux capitaux propres au titre de déduction des produits, déduction faite de l'impôt. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission de nouvelles actions ou options, associés à l'acquisition d'une entreprise, ne sont pas inclus dans le coût d'acquisition comme faisant partie intégrante de la contrepartie du prix.

Si la Société rachète ses propres instruments de capitaux propres, par exemple en raison du rachat d'actions, ces instruments seront déduits des capitaux propres et les actions concernées seront annulées. Aucun gain ou perte n'est comptabilisé en résultat net, et la contrepartie payée, y compris tous les coûts marginaux directement attribuables (déduction faite de l'impôt), est comptabilisée directement dans les capitaux propres.

Lorsque le capital-actions est comptabilisé en raison du rachat des capitaux propres, le montant de la contrepartie payée, qui comprend les coûts directement attribuables, déduction faite de toute incidence fiscale, est comptabilisé comme une déduction des capitaux propres. Les actions rachetées sont classées comme actions propres et sont présentées dans la réserve des actions propres. Lorsque les actions rachetées sont vendues ou émises de nouveau ultérieurement, le montant reçu est comptabilisé comme une augmentation des capitaux propres, et l'excédent ou le déficit qui découle de la transaction est présenté dans les bénéfices non répartis.

(p) Frais de financement

Les coûts d'emprunt qui ne sont pas directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif admissible sont comptabilisés en résultat à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif.

(q) Taxe sur les produits et services (TPS)

Les produits, les charges et les actifs sont comptabilisés déduction faite du montant de la taxe sur les produits et services (TPS), sauf :

- si le montant de la TPS encourue n'est pas recouvrable auprès de l'administration fiscale, il est comptabilisé comme partie du coût d'acquisition d'un actif ou partie d'un élément de charge;
- s'il s'agit de débiteurs ou de créiteurs auquel cas les montants sont comptabilisés en incluant la TPS.

Le montant net de la TPS à recouvrer de l'administration fiscale, ou à verser à celle-ci, est inclus dans les débiteurs ou les créiteurs. Les flux de trésorerie sont inclus dans le tableau des flux de trésorerie sur une base brute. La composante TPS des flux de trésorerie provenant des activités d'investissement et de financement qui est à recouvrer de l'administration fiscale, ou à verser à celle-ci, est classée comme flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(r) Résultat par action

(i) Résultat de base par action

Le résultat par action de base est calculé en divisant le profit (ou la perte) attribuable aux actionnaires de la société, exclusion faite des coûts liés au service des titres de participation autres que les actions ordinaires, par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice, ajusté d'un élément gratuit dans le cadre d'une émission d'actions ordinaires pendant l'exercice.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

1. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

(ii) Résultat dilué par action

Le résultat par action dilué ajuste les chiffres utilisés pour déterminer le résultat par action de base afin de tenir compte de l'incidence après impôt et intérêts et des autres coûts liés au financement des actions ordinaires potentiellement dilutives et le nombre moyen pondéré d'actions du nombre d'actions, et qui sont considérées comme émises sans contrepartie associée aux actions ordinaires potentiellement dilutives.

(s) Arrondissement des montants

La Société est assujettie au règlement 98/100, émis par la Australian Securities and Investments Commission, relativement à l'arrondissement des montants dans les états financiers. Les montants dans les états financiers ont été arrondis au millier de dollars près, ou dans certains cas au dollar près, conformément au règlement.

(t) Nouvelles normes comptables et interprétations

Les normes et interprétations ci-dessous ont été publiées ou modifiées récemment, mais elles ne sont pas entrées encore en vigueur et n'ont pas été adoptées par le Groupe à la date de la présentation de l'information financière. L'incidence potentielle de ces normes doit encore être déterminée; cependant, on s'attend à ce que ces normes, nouvelles ou modifiées, n'aient pas une incidence significative sur les méthodes comptables, la situation financière ou le rendement du Groupe.

(i) AASB 2011-4 Amendments to Australian Accounting Standards to Remove Individual Key Management Personnel Disclosure Requirements [AASB 124] (en vigueur pour les périodes annuelles d'information financières ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2013)

Cette modification supprime les exigences en matière d'information à fournir sur les membres individuels du personnel clé de direction de la norme AASB 124 *Related Party Disclosures*, (informations à fournir sur les parties liées) pour atteindre l'uniformité avec les normes internationales équivalentes et éliminer le dédoublement de la *Corporations Act 2001*. Les informations détaillées à fournir sur les membres du personnel clé de direction seront comprises dans le rapport sur la rémunération du Groupe pour l'exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2014. L'information agrégée sera encore exigée dans les notes complémentaires aux états financiers.

(ii) AASB 2012-2 et AASB 2012-3 Amendments to Australian Accounting Standards - Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities (en vigueur pour les périodes annuelles d'information financières ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014).

Les modifications ne changent pas les règles actuelles de compensation prévues à l'AASB 132 *Financial Instruments: Presentation*, (instruments financiers : présentation), mais clarifient le fait que le droit de compenser doit être disponible aujourd'hui (c.-à-d. qu'il ne doit pas être conditionnel à un événement à venir) et doit être applicable légalement dans le cours normal des activités, ainsi que dans le cas d'un défaut de paiement, d'une insolvabilité ou d'une faillite.

(iii) AASB 2013-3 Amendments to AASB 136 – Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets (en vigueur pour les périodes annuelles d'information financières ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014).

La norme AASB 2013-3 modifie les exigences en matière d'informations à fournir de l'AASB 136 *Impairment of Assets*, (dépréciation des actifs). La modification comprend l'obligation de présenter des informations supplémentaires sur la juste valeur lorsque le montant des actifs dépréciés est fondé sur la juste valeur moins les coûts de disposition.

(iv) AASB 2013-4 Amendments to Australian Accounting Standards – Novation of Derivatives and Continuation of Hedge Accounting [AASB 139] (en vigueur pour les périodes annuelles d'information financières ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014).

La norme AASB 2013-4 modifie l'AASB 139 *Financial Instruments: Recognition and Measurement* (instruments financiers : comptabilisation et évaluation) afin de permettre de continuer à utiliser la comptabilité de couverture dans des circonstances précises où un dérivé, qui a été désigné comme instrument de couverture, est remplacé par une contrepartie centrale à cause des lois et règlements.

(v) Améliorations annuelles aux normes IFRS (cycle 2010-2012) (en vigueur pour les périodes annuelles d'information financière ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2014).

La norme présente les modifications apportées aux Normes internationales d'information financière (IFRS) et les bases connexes pour tirer des conclusions et donner des directives pendant le processus annuel d'amélioration du Accounting Standards Board's Annual Improvements. Ces modifications n'ont pas encore été adoptées par l'AASB.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

2. JUGEMENTS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Lors de la préparation de ces états financiers, le Groupe a dû faire certaines estimations et poser certaines hypothèses relativement aux occurrences futures. Il existe un risque inhérent que les estimations comptables qui en découlent ne correspondent pas avec exactitude aux événements et résultats réels.

(a) Estimations comptables critiques

Les valeurs comptables de certains actifs et passifs sont souvent déterminées en fonction d'estimations et d'hypothèses quant à des événements futurs. Les estimations et les hypothèses clés qui comportent un risque important d'ajustement significatif des valeurs comptables des actifs et des passifs au cours du prochain exercice sont présentées ci-dessous :

(i) Opérations relatives aux paiements fondés sur des actions

Le Groupe mesure le coût des opérations réglées au moyen d'instruments de capitaux propres auprès des employés selon la juste valeur des capitaux propres à la date où ils sont octroyés. La juste valeur est déterminée à l'aide d'une analyse statistique des risques, des techniques d'évaluation de l'arbre binomiale et des simulations Monte-Carlo, ou du modèle d'évaluation des options Black et Scholes en se fondant sur les hypothèses présentées de manière détaillée à la Note 26.

(ii) Obligations liées à la remise en état et au démantèlement

Le Groupe évalue les coûts de remise en état futurs des installations de production, des puits et des oléoducs à différentes étapes du développement et de la construction des actifs ou installations. Dans la plupart des cas, le retrait des actifs survient plusieurs années plus tard. Cela requiert des hypothèses discrétionnaires concernant la date du retrait, la législation environnementale future, la portée des activités de restauration et les technologies de retrait disponibles et taux d'actualisation spécifique au passif futurs pour déterminer la valeur actualisée de ces flux de trésorerie. Au 31 décembre 2013, les obligations de remise en état avaient une valeur comptable de 2 808 000 \$ US (31 décembre 2012 - 1 705 000 \$ US).

(iii) Estimations des réserves

L'estimation des quantités récupérables rapportées de réserves prouvées et probables implique des hypothèses discrétionnaires quant aux prix des marchandises, aux taux de change, aux taux d'actualisation et aux coûts de production et de transport pour les flux de trésorerie futurs. Elle implique aussi l'interprétation de modèles géologiques et géophysiques complexes afin de procéder à une évaluation de la taille, forme, profondeur et qualité des réservoirs et de leurs récupérations anticipées. Les facteurs utilisés pour estimer les réserves peuvent changer avec le temps.

Les estimations de réserves sont préparées conformément aux hypothèses et lignes directrices de méthodologie stipulée dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook et à la norme nationale 51-101 – *Information concernant les activités pétrolières et gazières*.

Les estimations de réserves sont utilisées pour calculer la déplétion des actifs en production; donc, une modification des estimations de réserves a une incidence sur la valeur comptable des actifs et sur la constatation des actifs d'impôts différés à cause des changements de flux de trésorerie prévus (voir ci-dessous).

(iv) Déplétion et amortissement

En ce qui concerne la déplétion des dépenses de prospection et d'évaluation et l'amortissement des immobilisations corporelles en lien avec les secteurs du pétrole et du gaz naturel, l'entité consolidée utilise un modèle d'épuisement des réserves d'unités de production pour calculer la déplétion, l'amortissement et la dépréciation. Cette méthode de déplétion, d'amortissement et de dépréciation requiert l'estimation des réserves de pétrole et de gaz sur lesquelles la valeur comptable des actifs pertinents seront passés en charge en résultats nets. Le calcul des réserves de pétrole et de gaz est extrêmement complexe et requiert de la direction qu'elle pose des jugements concernant les prix des matières premières, les coûts de production futurs et les structures géologiques. La nature de l'estimation des réserves est telle que les réserves ne sont pas considérées comme étant précises à 100 %, mais plutôt comme un résultat statistiquement probable en lien avec la réserve exploitable. Comme les réserves réelles ne peuvent être déterminées avec précision qu'une fois la production interrompue, les dépenses liées à la déplétion, la dépréciation et l'amortissement pendant la production ne peuvent pas, sur une base annuelle, refléter le pourcentage réel de réserves épuisées. Toutefois, sur la durée de vie entière des actifs en production, tous les coûts capitalisés seront passés en charge en résultats nets.

(v) Dépréciation des actifs

En l'absence de taux du marché accessibles, les montants récupérables d'actifs sont déterminés en actualisant les flux de trésorerie futurs prévus à partir de la production et en les comparant à la valeur comptable de l'actif ou du groupe d'actifs pertinent afin de déterminer la valeur actualisée nette des actifs. Le calcul de la valeur actualisée nette est basé sur des hypothèses concernant les taux d'actualisation, les réserves, les profils de production futurs, le prix des matières premières et les coûts.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER

Les risques financiers qui surviennent dans le cours normal des activités d'Aurora comprennent le risque de marché, le risque de crédit et le risque de liquidité. Pour gérer le risque financier, la politique de Aurora est de trouver un équilibre entre les effets négatifs potentiels des risques financiers sur le rendement financier et la situation financière de Aurora et les effets positifs potentiels découlant d'une exposition éventuelle à ces risques, et tenant compte des coûts et des avantages prévus des différentes méthodes de gestion des risques disponibles pour les gérer.

Objectifs généraux, politiques et processus

Il incombe au Conseil d'administration de Aurora (le « Conseil ») d'approuver les politiques d'Aurora en matière de surveillance et de gestion des risques et de s'assurer que la direction a conçu et mis en œuvre une gestion des risques et des contrôles internes efficaces. Tandis qu'il conserve la responsabilité ultime de la gestion des risques financiers, le Conseil a délégué à la direction la responsabilité de veiller à concevoir des processus qui permettent de s'assurer de la mise en œuvre efficace des objectifs et des politiques du comité d'audit et de gestion des risques. Le comité d'audit et de gestion des risques reçoit des rapports à la demande du directeur financier et d'autres dirigeants concernés. Dans ces rapports, ils examinent l'efficacité des processus mis en œuvre et le caractère adéquat des objectifs et des politiques établis. Le comité d'audit et de gestion des risques de Aurora supervise la manière dont la direction surveille la conformité aux politiques et procédures de gestion de risques du Groupe et examine le caractère adéquat du cadre de gestion de risques par rapport aux risques auxquels Aurora doit faire face.

Ces informations ne sont pas, et ne sont pas destinées, à constituer une liste exhaustive des risques auxquels Aurora est exposé.

Instruments financiers

Le Groupe détient les instruments financiers suivants :

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Actifs financiers		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42 379	67 584
Comptes clients	72 989	89 535
Actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	210	842
Instruments financiers dérivés	85	-
Mise en valeur payée d'avance et charges liées à l'acquisition des baux	2 096	-
	115 663	157 961
Passifs financiers		
Fournisseurs et autres créditeurs	205 922	180 619
Emprunts	660 976	390 453
Instruments financiers dérivés	5 937	1 649
	872 835	572 721

(a) Risque de marché

Le risque de marché découle de l'exposition de Aurora au risque de prix des marchandises et de l'utilisation d'instruments financiers portant intérêt et libellés en devises. Il s'agit d'un risque que la juste valeur des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuera en raison des variations des taux d'intérêt (risque de taux d'intérêt), des taux de change (risque de change) ou des prix du pétrole, du condensat et du gaz naturel (risque de prix de marchandises et le risque du prix de l'action (risque de prix)).

(i) Risque de prix de marchandises

Le Groupe est exposé à un risque de prix de marchandises découlant des fluctuations des prix du pétrole, du condensat, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel. La demande et le prix pour le pétrole, le condensat, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel dépendent d'un certain nombre de facteurs, notamment :

- offre et demande;
- conditions météorologiques;
- le prix et la disponibilité des carburants de remplacement;
- actions prises par les gouvernements et les cartels internationaux;
- développements économiques et politiques mondiaux.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

Le Conseil d'administration observe que, dans le cours normal de ses activités, la Société est exposée à différents risques de marché, y compris le risque de prix des marchandises. Pour gérer le risque de prix de marchandises, le Conseil d'administration a mis sur pied un comité de gestion des couvertures au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012, et ce, afin de mettre en œuvre et gérer avec efficacité les couvertures des prix de marchandises selon des niveaux approuvés par le Conseil. Pour gérer l'exposition du Groupe au risque de prix de marchandises pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2013, le Groupe a conclu des contrats de swap de marchandises réglé en espèces et de couverture de tunnel à prime zéro auprès d'institutions financières, présentés à la note 18, Instruments financiers dérivés.

Analyse de sensibilité – fluctuation du prix du pétrole en USD

Le tableau ci-dessous montre la sensibilité estimée d'une hausse ou d'une baisse de 10 \$ US du prix du pétrole, toutes variables demeurant constantes, sur le résultat après impôt et les capitaux propres. Ces sensibilités ne devraient pas être utilisées pour faire des prévisions sur l'incidence future des mouvements de prix du pétrole sur les flux de trésorerie futurs.

	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Incidence sur le résultat après impôt		
Prix pour le pétrole / condensat en \$ US + 10 \$ ⁽¹⁾	22 240	26 470
Prix pour le pétrole / condensat en \$ US - 10 \$ ⁽¹⁾	(22 240)	(26 470)
Incidence sur les capitaux propres		
Prix pour le pétrole / condensat en \$ US + 10 \$ ⁽¹⁾	22 240	26 470
Prix pour le pétrole / condensat en \$ US - 10 \$ ⁽¹⁾	(22 240)	(26 470)

(1) L'incidence sur le résultat après impôt et les capitaux propres découlant d'une fluctuation de 10 \$ US des prix du gaz ou de LGN n'est pas considérée comme significative.

(ii) Risque de change

La monnaie fonctionnelle du Groupe est le dollar américain, et le Groupe exploite des établissements aux États-Unis. Toutefois, il maintient des inscriptions en bourse en Australie et au Canada. Le Groupe est exposé à un risque de change découlant des fluctuations entre le dollar américain et le dollar australien, et entre le dollar américain et le dollar canadien sur les soldes d'encaisse au niveau de la société mère.

Le risque de change découle des transactions commerciales futures et des actifs et passifs comptabilisés et exprimés en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité. L'exposition aux risques est mesurée à l'aide d'une analyse de sensibilité et d'une prévision des flux de trésorerie.

Le Conseil d'administration en est arrivé à la conclusion qu'il ne serait pas avantageux pour le Groupe d'acheter des contrats à termes ou d'autres instruments financiers dérivés pour couvrir ce risque de change autrement que de façon ponctuelle pour les opérations de change importantes. Les facteurs que le Conseil d'administration a pris en compte pour tirer cette conclusion comprennent les dépenses liées à l'achat de ces instruments et les difficultés inhérentes associées à prévoir le calendrier et le volume des rentrées et des sorties de fonds en dollar australien et en dollar canadien, par rapport au volume et à la valeur relativement faible des transactions commerciales et les actifs et passifs comptabilisés et exprimés en une devise autre que le dollar américain.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

À la fin de la période de présentation de l'information financière, l'exposition du Groupe au risque de change s'établissait, exprimé en dollars américains, comme suit :

	31 décembre 2013		
	AUD en milliers de dollars américains	CAD en milliers de dollars américains	Total en milliers de dollars américains
Actifs financiers			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	952	127	1 079
Clients et autres débiteurs	326	3	329
Autres actifs financiers	210	-	210
Total des actifs financiers	1 488	130	1 618
Passifs financiers			
Charges et autres créditeurs	2 106	4	2 110
Total des passifs financiers	2 106	4	2 110

Analyse de sensibilité – fluctuation des taux de change entre le dollar américain et le dollar australien et entre le dollar canadien et le dollar américain

Le tableau ci-dessous montre la sensibilité estimée d'une hausse ou d'une baisse de 10 % du taux de change entre le dollar américain et le dollar australien et d'une hausse ou d'une baisse de 10 % du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, toutes variables demeurant constantes, sur le résultat après impôt et les capitaux propres. Ces sensibilités ne devraient pas être utilisées pour faire des prévisions sur l'incidence future des mouvements du taux de change du dollar américain sur les flux de trésorerie futurs.

	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Incidence sur les résultats après impôt		
AUD/USD + 10 %	(62)	(39)
AUD/USD - 10 %	62	18
CAD/USD - 10 %	13	110
CAD/USD - 10 %	(13)	(104)
Incidence sur les capitaux propres		
AUD/USD + 10 %	(62)	(39)
AUD/USD - 10 %	62	18
CAD/USD - 10 %	13	110
CAD/USD - 10 %	(13)	(104)

Une fluctuation hypothétique de 10 % des taux de change entre le dollar australien et le dollar canadien a été utilisée pour calculer la sensibilité du Groupe aux mouvements des taux de change, il s'agit d'une estimation de la direction des mouvements possible du taux pendant la prochaine année, compte tenue des conditions de marché actuelles et la volatilité passée (31 décembre 2012 - 10 %).

(iii) Risque de taux d'intérêt

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, le Groupe détenait des actifs et passifs portants intérêts sous forme de dépôts de fonds liquides, un solde diminué lié à la facilité de crédit renouvelable de premier rang et des billets non garantis de premier rang. À ce titre, les revenus et les flux de trésorerie liés à l'exploitation du Groupe (autre que les revenus d'intérêt provenant de fonds déposés et d'une charge d'intérêt provenant de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang dépendent quelque peu des fluctuations des taux d'intérêt du marché. Le Conseil d'administration gère l'exposition du Groupe au risque de taux d'intérêt en évaluant périodiquement l'exposition de la Société, en tenant compte des exigences en matière de financement du compte, en choisissant les placements appropriés pour gérer cette exposition.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

Analyse de sensibilité – fluctuations des taux d'intérêt

En se basant sur les instruments financiers détenus à la date de clôture et en partant de l'hypothèse que toutes les autres variables sont demeurées constantes, le tableau ci-dessous établit l'effet notionnel sur le résultat consolidé après impôt pour l'exercice et sur les capitaux propres à la date de clôture selon différentes fluctuations hypothétiques des taux d'intérêt courants :

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Incidence sur le résultat après impôt		
Hausse hypothétique de l'intérêt de 90 points de base ⁽¹⁾	5 604	2 677
Baisse hypothétique de l'intérêt de 90 points de base ⁽¹⁾	(5 604)	(2 677)
Incidence sur les capitaux propres		
Hausse hypothétique de l'intérêt de 90 points de base ⁽¹⁾	(5 604)	2 677
Baisse hypothétique de l'intérêt de 90 points de base ⁽¹⁾	5 604	(2 677)

(1) Une fluctuation hypothétique de 90 points de base a été utilisée pour calculer la sensibilité du Groupe aux mouvements des taux d'intérêt futurs, car ce chiffre se rapproche du mouvement des rendements des obligations publiés par la Reserve Bank of Australia à l'égard des obligations ayant une échéance de 12 mois (31 décembre 2012 - 0,90 %).

Le taux d'intérêt effectif moyen pondéré des fonds en dépôt est de 0,05 % (31 décembre 2012 - 0,08 %). Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts est de 8,80 % (31 décembre - 9,875 %).

(iv) Risque de prix

Le Groupe est exposé à un risque de prix concernant ses actifs financiers à la juste valeur présentés dans les autres éléments du résultat global. La valeur comptable des placements au 31 décembre 2013 s'élevait à 210 000 \$ US (31 décembre 2012 - 842 000 \$ US).

Analyse de sensibilité – variation du cours de l'action

Dans le tableau ci-dessous, les mouvements du prix de l'action sont présumés être des mouvements de marché à court terme connexes, et le mouvement de la juste valeur est comptabilisé dans l'état des résultats et du résultat global.

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Incidence sur le résultat après impôt		
Hausse hypothétique du prix de 50 % ⁽¹⁾	-	-
Baisse hypothétique du prix de 20 % ⁽¹⁾	-	-
Incidence sur les capitaux propres		
Hausse hypothétique du prix de 50 % ⁽¹⁾	105	421
Baisse hypothétique du prix de 50 % ⁽¹⁾ (31 décembre 2012 - baisse hypothétique du prix de 20 %)	(105)	(168)

(1) La direction a déterminé que les résultats hypothétiques ci-dessus constituent l'estimation la plus appropriée des mouvements de prix des actions compte tenu des conditions actuelles du marché et de la conjoncture économique.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

(b) Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des dépôts auprès des institutions financières, instruments financiers dérivés ainsi que des débiteurs et des actifs pétroliers et gaziers non courants, car une portion importante de ses actifs consiste en participation dans des projets exploités par une seule société ouverte américaine.

Le Conseil d'administration est d'avis que le risque de crédit découlant de cette concentration des actifs du Groupe est largement compensé par les avantages potentiels à gagner en poursuivant les efforts de renforcement des relations du Groupe avec l'opérateur de ses projets existants.

L'exposition maximale au risque de crédit à la date de clôture est la valeur comptable des actifs présentés ci-dessous dont aucun n'est déprécié ou en souffrance. Le Groupe dispose d'un certain nombre de choix de recours dans le cas d'un défaut d'une contrepartie, y compris, mais sans s'y limiter, la sécurité de fait sur les actifs détenus conjointement.

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42 379	67 584
Comptes clients	72 989	89 535
Instruments financiers dérivés	85	-
Frais de mise en valeur et d'acquisition de baux payés d'avance	2 096	-
Total	117 549	157 119

La qualité de crédit des passifs financiers qui ne sont pas échus ou dépréciés peut être évaluée en faisant appel à un organisme extérieur de notation de crédit (le cas échéant) ou l'information historique sur les taux de défaut de paiement d'une contrepartie.

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Encaisse en banque et dépôts à court terme		
<i>Détenus auprès de banques et d'institutions financières australiennes⁽¹⁾</i>		
Coté AA	5 186	2 080
Détenus auprès de banques et d'institutions financières américaines		
Coté AA	-	-
Coté A	37 193	65 278
Coté BBB	-	226
Total	42 379	67 584
Comptes clients		
<i>Contreparties avec notations de crédit externes</i>	-	-
<i>Contreparties sans notations de crédit externes⁽²⁾</i>		
Groupe 1	-	-
Groupe 2	72 989	89 535
Groupe 3	-	-
Total	117 464	157 119
Instruments financiers dérivés		
Coté A-	85	-
Frais de mise en valeur et d'acquisition de baux payés d'avance		
<i>Contreparties sans notations de crédit externes⁽²⁾</i>		
Groupe 2	2 096	-

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

- (1) *Pour gérer l'exposition au risque de crédit lié aux actifs financiers de la trésorerie et équivalents de trésorerie, la politique du Groupe en 2013 était de déposer des fonds auprès des seules banques et institutions financières dont la cote minimum indépendante était de AA. En raison des conditions actuelles du marché aux États-Unis, les dépôts de trésorerie et équivalents de trésorerie des filiales domiciliées aux États-Unis auprès de banques et d'institutions financières ayant une cote minimale de AA n'étaient pas réalisables. Pour atténuer ce risque, la trésorerie et équivalents de trésorerie ont été déposés aux États-Unis auprès d'institutions bénéficiant de produits garantis entièrement par le gouvernement.*
- (2) *Groupe 1 – nouveaux clients (moins de 6 mois).
Groupe 2 – clients existants (plus de 6 mois) sans défauts de paiements dans le passé.
Groupe 3 – clients existants (plus de 6 mois) avec quelques défauts de paiements dans le passé. Tous les défauts de paiement ont été entièrement recouvrés.*

(c) Risque de liquidité

La gestion prudente des liquidités implique le maintien d'un volume suffisant d'encaisse, de titres négociables, de facilités de crédit engagées et d'un accès à des marchés de capitaux. La politique du Conseil d'administration est de s'assurer que le Groupe est en mesure de respecter ses obligations financières et de bénéficier de la souplesse nécessaire pour poursuivre des occasions d'investissement en s'assurant que le Groupe dispose d'un fonds de roulement suffisant, des lignes de crédit disponibles et en conservant la limite d'émission d'actions de 15 % dont dispose la Société en vertu des règles d'inscription de la bourse ASX.

(i) Ententes de financement

Le 8 novembre 2011, Aurora USA Oil and Gas Inc. (« Aurora USA »), une filiale en propriété exclusive de la Société a conclu une convention de crédit avec un consortium bancaire en vertu de laquelle un montant de 300 millions de dollars américains est disponible, et ce, sur une base renouvelable (se reporter à la note 16, Emprunts).

(ii) Échéances des passifs financiers

Au 31 décembre 2013, le Groupe avait un passif financier total de 872 835 000 \$ US (31 décembre 2012 - 572 721 000 \$ US). Cela comprenait des fournisseurs ne portant pas intérêt et des charges à payer assortis d'une échéance de moins de 6 mois, des emprunts portant intérêt échéant entre 4 ans et 7 ans et des instruments financiers dérivés échéant entre 1 mois et 2 ans.

Le tableau ci-dessous présente une analyse des passifs financiers du Groupe en les regroupant par échéance pertinente. Les montants présentés dans le tableau sont des flux de trésorerie contractuels non actualisés. Le solde dû dans les 12 mois se rapproche de la valeur comptable, car l'incidence de l'actualisation n'est pas significative.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

Échéances contractuelles des passifs financiers	Consolidé				Valeur comptable
	Moins de 12 mois	Entre 1 et 5 ans	Plus de 5 ans	Total des flux de trésorerie contractuels	
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Au 31 décembre 2013					
Non dérivé					
Ne portant pas intérêt	205 922	-	-	205 922	205 922
Emprunts - taux fixe	-	365 000	300 000	917 814	660 976
Emprunts - taux variable	-	-	-	300	-
Total non dérivé	205 922	365 000	300 000	1 124 036	866 898
Instruments dérivés					
Règlement brut des contrats à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie					
(reentrées de fonds)	(300)	-	-	(300)	(300)
sortie de fonds	6 237	-	-	6 237	6 237
Total des instruments dérivés	5 937	-	-	5 937	5 937
Au 31 décembre 2012					
Non dérivé					
Ne portant pas intérêt	180 619	-	-	180 620	180 619
Emprunts - taux fixe	-	365 000	-	513 125	360 453
Emprunts - taux variable	-	30 000	-	33 071	30 000
Total non dérivé	180 619	395 000	-	726 816	571 072
Instruments dérivés					
Règlement brut des contrats à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie					
- (reentrées de fonds)	(534)	-	-	(534)	(534)
- sortie de fonds	2 069	114	-	2 183	2 183
Total des instruments dérivés	1 535	114	-	1 649	1 649

(d) Estimation de juste valeur

La juste valeur des actifs et passifs financiers détenus par le Groupe doit être estimée aux fins de comptabilisation, d'évaluation et/ou d'information à fournir. Le Groupe mesure les justes valeurs par niveau, selon la hiérarchie d'évaluation de la juste valeur suivante :

- (i) les prix cotés (non redressés) sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques (niveau 1);
- (ii) les données autres que les prix cotés qui sont inclus dans le niveau 1 et observables pour l'actif ou le passif, que ce soit directement (c.-à-d., les prix) ou indirectement (c.-à-d. dérivés des prix) (niveau 2);
- (iii) les données de l'actif qui ne sont pas basées sur des données du marché observables (données inobservables) (niveau 3).

Autres actifs financiers

Le placement en titres de capitaux propres du Groupe est évalué selon les exigences d'information de niveau 1. La juste valeur de 210 000 \$ US (31 décembre 2012 - 842 000 \$ US) est déterminée par rapport aux cours de clôture du marché des titres.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

3. GESTION DU RISQUE FINANCIER (SUITE)

d) Estimation de la juste valeur (suite)

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs (comme des actifs financiers à la juste valeur dans les autres éléments du résultat global) est fondée sur les cours du marché à la date de clôture. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par le Groupe est le cours acheteur actuel.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués selon les exigences d'information de niveau 2. La juste valeur des contrats à terme de gré à gré sur marchandises est calculée en fonction des échéances de chaque contrat en actualisant les flux de trésorerie futurs estimés à l'aide des données liées au prix coté dans un marché de contrat à terme aux dates de clôture.

Comptes clients et comptes fournisseurs

Les valeurs comptables (déduction faite des provisions pour dépréciation applicable) des comptes-clients et des comptes-fournisseurs sont présumés se rapprocher de leurs justes valeurs en raison de leur échéance à court terme.

e) Gestion du risque lié au capital

Le Groupe gère son capital afin de s'assurer que les entités du Groupe seront en mesure de poursuivre leurs activités tout en produisant le rendement maximum potentiel pour ses actionnaires.

La structure du capital du Groupe est considérée comprendre le total des capitaux propres plus les emprunts qui s'élevaient en date du 31 décembre 2013 à 1 231 millions de dollars américains (31 décembre 2011 - 844 millions de dollars américains). Pour déterminer la composition du financement de la dette et des capitaux propres (total des emprunts / total des capitaux propres), il faut déterminer l'incidence relative du ratio sur la capacité du Groupe d'honorer le calendrier des intérêts liés au service à la dette et des remboursements, de respecter les clauses restrictives associées aux facilités de crédit et, en outre, de produire une encaisse libre et adéquate pour la production et la mise en valeur des activités pétrolières et gazières. Le ratio d'endettement aux capitaux propres était de 54 % au 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 – 46 %).

Le capital des filiales du Groupe est assujéti à des garanties imposées par l'extérieur en ce qui a trait à la facilité de crédit renouvelable de premier rang (se reporter à la note 16, Emprunts).

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

4. INFORMATION SECTORIELLE

La direction a déterminé, à la lumière des rapports examinés par le PDG et le chef de la direction et utilisés dans le cadre de la prise de décisions, que le Groupe a un secteur isolable dans le secteur de la prospection et la production pétrolière et gazière aux États-Unis. La direction et le bureau administratif du Groupe sont situés en Australie.

Le PDG et le chef de la direction examinent les rapports internes de la direction sur une base mensuelle qui sont cohérents avec l'information fournie dans l'état des résultats et des autres éléments du résultat global, l'état de la situation financière et le tableau des flux de trésorerie. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de faire un rapprochement, car l'information présentée est utilisée par le PDG et chef de la direction pour prendre des décisions stratégiques.

	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
<i>Revenu du secteur isolable</i>		
Les produits, y compris les revenus d'intérêt, sont présentés ci-dessous en fonction du secteur isolable :		
Produits provenant de la prospection et de la production de pétrole et de gaz	562 714	294 812
Produits provenant d'autres activités de la Société	216	5 255
	562 930	300 067
<i>Actifs des secteurs isolables</i>		
Les actifs sont présentés ci-dessous selon le secteur isolable :		
Actifs liés à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	1 546 701	1 041 143
Actifs liés à d'autres activités de la Société :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42 379	67 584
Autres actifs de la Société	3 006	2 670
	1 592 086	1 111 397
<i>Passifs des secteurs isolables</i>		
Les passifs sont présentés ci-dessous selon le secteur isolable :		
Passifs liés à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	1 016 834	655 090
Passifs liés aux activités de la Société	4 999	3 193
	1 021 833	658 283
<i>Résultat des secteurs isolables</i>		
Le résultat net est présenté ci-dessous selon le secteur isolable :		
Résultat lié à la prospection et à la production de pétrole et de gaz	144 813	74 016
(Perte) provenant d'autres activités de la Société	(28 383)	(15 170)
	116 430	58 846

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

5. PRODUITS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Des activités poursuivies		
<i>Chiffres d'affaires</i>		
Ventes de pétrole et gaz	565 494	294 936
Perte réalisée sur un contrat à terme sur les prix de marchandises	(2 780)	(124)
	<u>562 714</u>	<u>294 812</u>
<i>Autres produits</i>		
Intérêts	52	247
Total des produits liés aux activités poursuivies	<u>562 766</u>	<u>295 059</u>

6. AUTRES PRODUITS

	Notes	Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Gain de change	(i)	-	3 042
Gain net sur la vente d'actifs financiers disponibles à la vente		-	770
Gain net sur les instruments dérivés de change non admissibles comme instruments de couverture		-	1 167
Autres		164	29
Total des autres produits		<u>164</u>	<u>5 008</u>

- (i) Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012, l'entité consolidée a comptabilisé un gain de change en lien avec la reconversion des soldes exprimés en dollars australiens et canadiens.

7. CHARGES

Le résultat avant impôts comprend les charges spécifiques suivantes :

	Notes	Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Charge liée aux redevances	(i)	<u>149 429</u>	<u>77 625</u>
Frais de production et d'exploitation			
Taxes de vente	(ii)	18 668	10 073
Charges d'exploitation	(iii)	42 098	24 508
Total des charges de production et d'exploitation		<u>60 766</u>	<u>34 581</u>
Charge d'amortissement et de dépréciation			
Dépréciation	(iv)	74 703	35 959
Amortissement	(v)	8 929	3 202
Total des charges de dépréciation et d'amortissement		<u>83 632</u>	<u>39 161</u>

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

7. CHARGES (SUITE)

	Notes	Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Charges relatives aux paiements à base d'actions			
Options		2 338	3 857
Droits d'acquisition liés au rendement		3 038	541
Total de la charge relative aux paiements à base d'actions	(vi)	5 376	4 398
Frais de financement			
Charge d'intérêt		53 862	24 539
Amortissement des coûts d'emprunt		4 370	2 638
Amortissement de la prime sur la dette et de l'escompte sur la dette		32	289
Autres frais de financement		1 229	561
Total des frais de financement	(vii)	59 493	28 027
Radiation des frais de prospection et d'évaluation	(viii)	503	4 939
Perte de change	(ix)	346	-

- (i) Aurora paie des redevances aux propriétaires des droits pétroliers sur les terrains pour lesquels le Groupe détient une participation au contrat de location. Les redevances, à titre de pourcentage des produits provenant de la production, sont payables conformément aux modalités des baux individuels et sont généralement payables pendant toute la durée de vie productive de chaque puits se trouvant sur la superficie louée.
- (ii) Les taxes de vente comprennent les charges relatives aux taxes d'État et la taxe de séparation à payer dans l'État du Texas, États-Unis.
- (iii) Les charges d'exploitation comprennent les frais d'exploitation du gisement et de transport de la production.
- (iv) La déplétion est calculée en fonction des réserves prouvées et probables estimées.
- (v) La dépréciation est calculée à l'aide de la méthode de l'amortissement dégressif pour répartir le coût des immobilisations corporelles sur leur durée de vie utile.
- (vi) Le Groupe a émis des droits d'acquisition liés au rendement en faveur du personnel clé de la direction et en faveur des administrateurs et des salariés en vertu du régime d'incitation à long terme de Aurora (« RILT »). Le Groupe a également émis des options à des membres du personnel de direction et des administrateurs, y compris des administrateurs non dirigeants. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, une dépense relative aux droits d'acquisition liés au rendement de 3 037 999 \$ US (31 décembre 2012 - 540 602 \$ US) et une charge relative aux options de 2 337 738 \$ US (31 décembre 2012 - 3 857 063 \$ US) ont été comptabilisées.
- (vii) Des frais de financement ont été encourus à l'égard de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang qui a été conclue le 8 novembre 2011 et les billets à ordre non garantis de premier rang émis le 8 février 2012, les billets à ordre de suivi le 31 juillet 2012 et le nouveau placement des billets à ordre non garantis le 21 mars 2013.
- (viii) Les frais d'évaluation qui ont été radiés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 consistaient en des charges d'évaluation qui ne pouvaient pas être directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la mise en production de l'actif admissible offrant des avantages économiques futurs probables à l'entité.
- (ix) Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, l'entité consolidée a comptabilisé une perte de change en lien avec la reconversion des soldes exprimés en dollars australiens et canadiens.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

8. CHARGE D'IMPÔTS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
(a) Charge d'impôts		
Impôts exigibles	-	-
Impôts différés	62 988	37 356
Charge d'impôts	62 988	37 356
(b) Rapprochement de la charge d'impôts à l'impôt à payer à première vue		
Résultat découlant des activités poursuivies avant impôt	174 418	96 202
Impôt selon le taux d'imposition prévu par la loi australienne de 30 % (31 décembre 2012 - 30 %)	53 825	28 861
Incidence fiscale des montants qui ne sont pas déductibles (imposables) dans le calcul du revenu imposable		
Charges relatives aux paiements à base d'actions	774	1 157
Gains/(pertes) sur change non évaluables / déductibles	85	(1,026)
Pertes de revenus non comptabilisées précédemment et prises en compte maintenant	(251)	(357)
(Charge) / avantage des différences temporelles non comptabilisés au préalable et comptabilisé maintenant	(904)	3 205
Écarts du taux d'imposition	9 149	5 359
Autres déductions non admissibles	310	157
Charge d'impôts	62 988	37 356
(c) Charge (économie) d'impôt sur les autres éléments du résultat global		
Actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	(225)	1 509
Couverture de flux de trésorerie	1 051	495
	826	2 004

9. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
<i>Détenus auprès de banques et d'institutions financières australiennes</i>		
Encaisse en banque et en main	5 097	1 976
Dépôts à vue	89	104
<i>Détenus auprès de banques et d'institutions financières américaines</i>		
Encaisse en banque et en main	37 193	65 504
	42 379	67 584

(a) Exposition au risque

L'exposition du Groupe au risque de taux d'intérêt est présentée à la Note 3, Gestion des risques financiers. L'exposition maximale au risque de crédit à la fin de la période d'information est la valeur comptable de chaque catégorie de trésorerie et équivalents de trésorerie mentionnée ci-dessus.

(b) Dépôts à vue

Les dépôts à vue détenus auprès des banques et institutions financières australiennes produisent un intérêt au taux flottant de 3,34 % (31 décembre 2012 - 4,40 %).

L'encaisse détenue auprès des banques américaines produit des intérêts à des taux oscillant entre 0 % et 0,50%.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

10. CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Comptes clients	72 989	89 535

(a) Comptes clients

Les comptes clients représentent les revenus gagnés, mais non perçus provenant de la production et de la vente de pétrole, de condensat, gaz naturel et liquides de gaz naturel.

(b) Comptes-clients dépréciés

Il n'y avait pas de comptes-clients en souffrance ou dépréciés au 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 - Néant), et rien n'indiquait que les montants comptabilisés aux comptes-clients et autres débiteurs ne seront pas recouvrés dans le cours normal des activités.

11. AUTRES ACTIFS FINANCIERS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	210	842

(a) Participation significative dans d'autres actifs financiers

Une participation dans un actif financier est considérée comme étant « significative » lorsque Aurora détient 5 % ou plus du capital-actions émis.

Aurora détient une participation significative dans Elixir Petroleum Ltd. Au 31 décembre 2013, Aurora détenait 33 833 334 actions ordinaires entièrement payées de Elixir Petroleum Ltd (31 décembre 2012 - 33 833 334), ce qui représente environ 7,84 % du total de son capital émis. Au 31 décembre 2013, la valeur de marché de ces titres s'élevait à 210 135 \$ US (31 décembre 2012 - 842 000 \$ US).

L'état des résultats et du résultat global comprend un montant de (405 000 \$ US) (31 décembre 2012 - 957 000 \$ US) qui représente la variation des actifs financiers à la juste valeur comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Installations de production et équipement de concession		
Installations de production et équipement de concession au coût	166 127	73 685
Amortissement cumulé des installations de production et équipement de concession	(12 351)	(3 876)
Rapprochement des mouvements en installations de production et équipement de concession	153 776	69 809
Rapprochement des mouvements des installations de production et équipement de concession		
Solde, au début de la période financière	69 809	20 588
Ajouts	92 442	52 217
Transfert de biens pétroliers et gaziers	-	-
Charge d'amortissement	(8 475)	(2,996)
Total des installations de production et équipement de concession	153 776	69 809
Équipement de bureau		
Matériel de bureau au coût	3 177	1 510
Amortissement cumulé du matériel de bureau	(710)	(256)
Total du matériel de bureau	2 467	1 254
Rapprochement des mouvements en matériel de bureau		
Solde, au début de la période financière	1 254	731
Ajouts	1 667	729
Charge d'amortissement	(454)	(206)
Total du matériel de bureau	2 467	1 254
Total des immobilisations corporelles	156 243	71 063

13. BIENS PÉTROLIERS ET GAZIERS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Projets de production		
Au coût	1 361 593	917 501
Déplétion cumulée	(118 773)	(41 207)
Valeur comptable nette	1 242 814	876 294
Projets de mise en valeur		
Au coût	77 366	6 079
Valeur comptable nette	77 366	6 079
Total des biens pétroliers et gaziers	1 320 180	882 373

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

13. BIENS PÉTROLIERS ET GAZIERS (SUITE)

Un rapprochement des mouvements des biens pétroliers et gaziers au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 s'établit comme suit

	Coûts des immobilisations corporelles en milliers de dollars américains	Coûts des immobilisations incorporelles en milliers de dollars américains	Coûts de forage, d'achèvement et d'acquisition des baux en milliers de dollars américains	Total en milliers de dollars américains
PROJETS DE PRODUCTION				
Coût				
Solde, au 1 ^{er} janvier 2012	12 425	250 686	12 560	275 671
Ajouts	51 998	595 602	-	647 600
Augmentation des provisions pour restauration des lieux	-	1 140	-	1 140
Coûts d'emprunt capitalisés ⁽¹⁾	-	5 650	-	5 650
Mouvement net des frais payés d'avance	-	-	(12 560)	(12 560)
Solde, au 31 décembre 2012	64 423	853 078	-	917 501
Ajouts	28 748	403 386	-	432 134
Augmentation des provisions pour restauration des lieux	-	1 103	-	1 103
Coûts d'emprunt capitalisés ⁽¹⁾	-	8 883	-	8 883
Mouvement net des frais payés d'avance	-	-	1 972	1 972
Solde, au 31 décembre 2013	93 171	1 266 450	1 972	1 361 593
Déplétion cumulée				
Solde, au 1 ^{er} janvier 2012	(162)	(3,381)	-	(3 543)
Charge de déplétion	(2 525)	(33 434)	-	(35 959)
Amortissement ⁽²⁾	-	(1 705)	-	(1 705)
Solde, au 31 décembre 2012	(2 687)	(38 520)	-	(41 207)
Charge de déplétion	(5 112)	(69 591)	-	(74 703)
Amortissement ⁽²⁾	-	(2 869)	-	(2 869)
Solde, au 31 décembre 2013	(7 799)	(110 980)	-	(118 779)
Valeur comptable nette				
Solde, au 31 décembre 2012	61 736	814 558	-	876 294
Solde, au 31 décembre 2013	85 372	1 155 470	-	1 242 814

(1) Conformément à la politique du Groupe à la note 1(p), les coûts d'emprunt sont capitalisés lorsqu'il est probable qu'un avantage économique futur pour l'entité en découlera et que les coûts peuvent être évalués de manière fiable. Les coûts d'emprunt ont été capitalisés dans les biens pétroliers et gaziers comme le prévoit l'utilisation du financement provenant de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang et la première émission d'obligations à rendement élevé et constitue le programme de forage du Groupe sur la concession de Sugarkane.

(2) Les coûts d'emprunt sont amortis en résultat net sur la durée de la facilité d'emprunt.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

13. BIENS PÉTROLIERS ET GAZIERS (SUITE)

	Coûts des immobilisations corporelles en milliers de dollars américains	Coûts des immobilisations incorporelles en milliers de dollars américains	Coût de forage, d'achèvement et d'acquisition des baux en milliers de dollars américains	Total en milliers de dollars américains
PROJETS DE MISE EN VALEUR				
Coût				
Solde, au 1 ^{er} janvier 2012	-	-	-	-
Ajouts	-	6 079	-	6 079
Solde, au 31 décembre 2012	-	6 079	-	6 079
Ajouts	-	71 163	-	71 163
Mouvement net des frais payés d'avance	-	-	124	124
Solde, au 31 décembre 2013	-	77 242	124	77 366
Valeur comptable nette				
Solde, au 31 décembre 2012	-	6 079	-	6 079
Solde, au 31 décembre 2013	-	77 242	124	77 366

14. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Fournisseurs et charges à payer	205 922	180 619

Les fournisseurs et les charges à payer sont normalement réglés dans les 30 jours suivants la réception de la facture. L'information relative à l'exposition du Groupe au risque de change sur les instruments financiers se trouve à la note 3. Tous les montants comptabilisés dans les fournisseurs et autres charges à payer, mais qui n'ont pas encore été facturés, devraient être réglés au cours des 12 prochains mois.

15. PROVISIONS - COURANTS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Avantages des employés	506	334

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

16. EMPRUNTS – NON COURANTS

		Consolidé	
		31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Garantis			
Facilité de crédit consortiale garantie de premier rang	a)	-	30 000
Non garantis			
Billets à ordre non garantis de premier rang	b)	660 976	360 453
Total		660 976	390 453

(a) Facilité de crédit renouvelable garanti de premier rang

Le 8 novembre 2011, Aurora USA Oil and Gas Inc. (« Aurora USA »), une filiale en propriété exclusive de la Société a conclu une convention de crédit de 300 millions de dollars américains avec un consortium bancaire en vertu de laquelle des fonds sont disponibles selon les termes d'un crédit renouvelable moyennant une marge oscillant entre le taux flottant LIBOR + 2 % et le taux flottant LIBOR + 3 %. La facilité de crédit (facilité) prévoit des clauses restrictives et vient à échéance le 7 novembre 2016.

En vertu de la facilité, le financement sera assuré, et sa disponibilité sera déterminée, au moins deux fois par an, sur la base d'un emprunt calculé en fonction des réserves prouvées. La facilité est conçue de manière à ce que la base d'emprunt puisse augmenter en fonction des réserves accrues et prouvées de Aurora, sous réserve des modalités de la convention de crédit et conformément à celle-ci. Au cours du mois de septembre 2013, la base d'emprunt a été réévaluée à près mise à jour des réserves semestrielles de 2013 et est passée de 200 millions de dollars américains à 300 millions de dollars américains.

Le 28 novembre 2012, un montant de 30 millions de dollars américains a été tiré en vertu de la facilité, et un autre montant de 30 millions de dollars américains a été tiré le 21 février 2013. Le 25 mars 2013, un montant total de 60 millions de dollars américains a été remboursé, ce qui laisse intacte la base d'emprunt total disponible de 300 millions de dollars américains au 31 décembre 2013.

En vertu de la facilité de crédit, les obligations de Aurora USA sont garanties par un titre donné en nantissement de la société mère, Aurora et les filiales de Aurora USA. Au 31 décembre 2013, l'immeuble de placement suivant était donné en garantie :

Propriétaire / Concédant	Émetteur	Pourcentage détenu	Pourcentage donné en garantie	Catégorie d'actions
Aurora Oil and Gas Limited	Aurora USA Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Wardanup Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Sugarloaf Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Yallingup Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Trigg Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Aurora USA Development, LLC.	100 %	100 %	Participation
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	ATW Exploration Oil and Gas, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	Aurora EF Production Company	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	EKA 002, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
Aurora USA Oil and Gas, Inc.	EKA 003, Inc.	100 %	100 %	Actions ordinaires
EKA 003, Inc.	EKA 003, LLC.	100 %	100 %	Participation

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des emprunts non courants s'élève à 564 368 000 \$ US (31 décembre 2012 - 307 910 000 \$ US).

Outre l'immeuble de placement donné en garantie, une clause de nantissement négative impose que certaines clauses financières restrictives soient respectées par Aurora, Aurora USA et ses filiales.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

16. EMPRUNTS – NON COURANTS (SUITE)

(b) Billets à ordre non garantis de premier rang

Le 8 février 2012, Aurora USA, une filiale en propriété exclusive de la Société, a réalisé un placement privé de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2017 »). En vertu du placement de billet à ordre de premier rang 2017, Aurora USA a émis un montant total en capital de 200 millions de dollars américains à 9,875 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2017 ») qui viennent à échéance en février 2017. L'émission s'est faite à 98,552 % de leur valeur nominale pour un produit net d'environ 192 millions de dollars américains, déduction faite des escomptes et commissions. Les billets de premier rang 2017 ont été émis en vertu d'un acte de fiducie daté du 8 février 2012 conclu par Aurora USA et les parties garantes avec la US Bank National Association comme fiduciaire.

Le 31 juillet 2012, Aurora USA a clos un placement subséquent des billets de premier rang 2017 et a émis un montant total en capital de 165 millions de dollars américains à 9,875 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang qui viennent à échéance en février 2017. L'émission s'est faite à 101,5 % de leur valeur nominale pour un produit net d'environ 164 millions de dollars américains, déduction faite des escomptes et commissions.

Le 21 mars 2013, Aurora USA a clos un nouveau placement des billets de premier rang non garantis (le « placement de billets de premier rang 2020 ») et a émis un montant total en capital de 300 millions de dollars américains à 7,50 % sous forme de billets à ordre non garantis de premier rang (« placement de billets à ordre de premier rang 2020 ») qui viennent à échéance en avril 2020 à la valeur nominale. L'émission s'est traduite par un produit net d'environ 293 millions de dollars américains, déduction faite des commissions. Les billets à ordre de premier rang 2020 portent intérêt au taux de 7,50 % par année et sont remboursables en arriérés chaque semestre, et ce, à compter du 1^{er} octobre 2013.

(c) Juste valeur

Les valeurs comptables et la juste valeur des emprunts à la fin de la période de présentation de l'information financière s'établissent comme suit :

	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable en milliers de dollars américains	Juste valeur en milliers de dollars américains	Valeur comptable en milliers de dollars américains	Juste valeur en milliers de dollars américains
Garantis				
Facilité de crédit consortiale garantie de premier rang	-	-	30 000	30 000
Non garantis				
Billets à ordre non garantis de premier rang	660 976	665 000	360 453	365 000
Total des emprunts	660 976	665 000	390 453	395 000

La juste valeur des emprunts correspond à leur valeur comptable, car l'incidence de l'actualisation n'est pas significative. La juste valeur des billets à ordre non garantis de premier rang est présentée avant déduction des coûts d'emprunts, primes et escomptes.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

17. PASSIF D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
(a) Actif d'impôts différés		
<i>Déoulant des différences temporaires attribuables à :</i>		
Pertes fiscales ⁽¹⁾		
Australie	1 046	216
États-Unis	203 781	142 967
Charge relative à l'émission d'actions	671	464
Autres	10 002	8 492
Actifs financiers disponibles à la vente	1 284	1 509
Couverture de flux de trésorerie	1 547	495
Total des actifs d'impôts différés	218 331	154 143
Moins la radiation du passif d'impôt différé en vertu des provisions (b)	(218 331)	(154 143)
(b) Passif d'impôts différés		
<i>Déoulant des différences temporaires attribuables à :</i>		
Biens pétroliers et gaziers	(358 816)	(232 547)
Honoraires de gestion et coûts d'emprunt	(5 199)	(5 119)
Total des passifs d'impôts différés	(364 015)	(237 666)
Moins la radiation de l'actif d'impôts différés en vertu des provisions (a)	218 331	154 143
Passif d'impôts différés nets	(145 684)	(83 523)
Passif d'impôts différés à être réglés dans les 12 prochains mois	-	-
Passif d'impôts différés à être réglés après plus de 12 mois	(145 684)	(83 523)

1. Les passifs d'impôts différés déoulant des pertes fiscales cumulées des entités imposables américaines et fondées sur les propriétés pétrolières et gazières américaines a été calculé au taux marginal d'imposition de 35 %.

18. INSTRUMENT FINANCIER DÉRIVÉ

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Contrat à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie		
Courant	5 937	1 535
Non courant	(85)	114
Total du passif en instruments financiers dérivés	5 852	1 649

Instruments utilisés par le Groupe

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est partie prenante à des instruments financiers dérivés afin de couvrir son exposition aux fluctuations des prix de marchandises, et ce, conformément aux politiques de gestion des risques financiers du Groupe.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

18. INSTRUMENT FINANCIER DÉRIVÉ (SUITE)

Contrats à terme de gré à gré sur marchandises - couvertures de flux de trésorerie

Au 31 décembre 2013, le Groupe détenait différents contrats à terme de gré à gré sur le pétrole qu'il désignait comme couvertures sur les ventes futures prévues de pétrole. Ces contrats à terme sont tous désignés comme étant des couvertures de flux de trésorerie et sont utilisés pour réduire l'exposition à une baisse future de la valeur des ventes de pétrole. Les contrats à terme non réglés détenus par le groupe au 31 décembre 2013 s'établissaient comme suit :

Année de livraison	Objet du contrat	Référence	Options négociées	Barils	Prix moyen pondéré en USD/baril			Juste valeur en milliers de dollars américains
					Prix d'exercice	Prix plancher	Prix plafond	
2014	Pétrole	Nymex WTI	Swap	1 834 300	93,07	-	-	(5 293)
			Tunnel à prime					
2014	Pétrole	Nymex WTI	zéro	270 000	-	80,00	98,67	(644)
2015	Pétrole	Nymex WTI	Swap	258 000	90,99	-	-	85
Total				2 362 300				(5 852)

Les contrats de couverture doivent être réglés à des taux qui se situent entre 127 000 barils et 236 900 barils par mois en 2014 et 2015.

La partie du profit ou de la perte sur l'instrument de couverture qui a été déterminée comme étant une couverture efficace est comptabilisée aux autres éléments du résultat global. Lorsque les flux de trésorerie surviennent, le Groupe ajuste l'évaluation initiale de la composante comptabilisée à l'état de la situation financière. Pour ce faire, elle supprime le montant concerné des autres éléments du résultat global.

19. PROVISIONS - NON-COURANTS

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Provision pour restauration des lieux	2 808	1 705
Rapprochement des mouvements des provisions pour restauration des lieux		
Solde, au début de l'exercice	1 705	565
Provision constituée pendant l'exercice	1 103	1 140
Solde, à la fin de l'exercice	2 808	1 705

La provision pour les coûts d'enlèvement futur et remise en état des lieux est comptabilisée s'il y a une obligation actuelle associée aux activités de prospection, de mise en valeur, de production, de transport ou de stockage entreprises; et s'il est probable qu'une sortie de fonds des avantages économiques sera nécessaire pour régler l'obligation. Les coûts de restauration sont basés sur la dernière estimation des coûts futurs estimés présentés dans le rapport sur les réserves préparé de manière indépendante, déterminés sur une base actualisée. Les obligations futures estimées comprennent les coûts d'enlèvement des installations, d'abandon des puits et de restauration des lieux affectés.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

20. APPORT DE CAPITAUX PROPRES

	31 décembre 2013	31 décembre 2012	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
	Titres	Titres		
Capital-actions				
Actions ordinaires	448 785 778	447 885 778	405 148	405 169
Actions rachetées	(247 349)	-	(636)	-
Total des apports en capitaux propres	448 538 429	447 885 778	404 512	405 169

(a) Actions ordinaires

Les actions ordinaires donnent droit au détenteur à une part des dividendes et aux produits liés à la liquidation de la société, et ce, proportionnellement au nombre d'actions détenues. Lors d'un vote à main levée, chaque détenteur d'actions ordinaires, qui assiste à l'assemblée en personne ou est représenté par procuration lors de l'assemblée, bénéficie d'un droit de vote. Lors d'un scrutin, tous les détenteurs ont droit à un vote par action détenue.

(b) Mouvements dans les apports de capitaux propres :

	Date	Nombre de titres	Prix d'émission	En milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2012		411 655 343		290 194
Placement	16 mai 2012	15 802 816	3,55 \$ AU	54 721
Placement	18 mai 2012	18 000 000	3,55 \$ CA	61 359
Placement	28 juin 2012	1 137 619	3,55 \$ AU	4 058
Droits d'acquisition liés au rendement exercés	15 août 2012	390 000	-	-
Droits d'acquisition liés au rendement exercés	20 août 2012	900 000	-	-
Frais d'émission d'actions				(5 163)
Solde au 31 décembre 2012		447 885 778		405 169
Droits d'acquisition liés au rendement exercés	8 août 2013	900 000	-	-
Frais d'émission d'actions				(21)
Solde, au 31 décembre 2013		448 785 778		405 148

(c) Actions rachetées

Les actions rachetées sont des actions de Aurora Oil & Gas Limited qui sont détenues par fiducie d'actions détenue par les employés Aurora Oil & Gas aux fins d'émission d'actions en vertu du régime de droits d'acquisition liés au rendement de Aurora Oil & Gas Limited (se reporter à la note 26 pour de plus amples renseignements relativement au régime de droits d'acquisition liés au rendement).

	Date	Nombre de titres	Prix d'émission	En milliers de dollars américains
Solde, au 1^{er} janvier 2012		-		-
Solde au 31 décembre 2012		-		-
Acquisition de la fiducie d'actions détenue par les employés de Aurora Oil & Gas	21 novembre 2013	(171 293)	2,92 \$ AU	(458)
Distribution de la fiducie d'actions détenue par les employés de Aurora Oil & Gas	29 novembre 2013	100 000	3,03 \$AU	277
Acquisition de la fiducie d'actions détenue par les employés de Aurora Oil & Gas	6 décembre 2013	(176 056)	2,84 \$AU	(455)
Solde, au 31 décembre 2013		(247 349)		(636)

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

21. REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

(a) Sommaire d'acquisition

Le 30 avril 2012, Aurora Oil and Gas Limited (« Aurora ») a annoncé une offre d'achat au comptant fixée à 0,45 \$ AU l'action contre toutes les actions ordinaires inscrites à la bourse ASX de Eureka Energy Limited (« Eureka »). Le 30 juin 2012, Aurora a acquis 75,03 % du capital-actions émis de Eureka. Aussi, il a été déterminé qu'il y avait contrôle à cette date. Le 13 août 2012, Aurora a terminé l'acquisition forcée de Eureka selon les mêmes modalités que l'offre du marché datée du 30 avril 2012. La Société détient maintenant la totalité du capital-actions inscrit de Eureka. Le 23 août 2012, l'inscription de Eureka a été retirée de la cote ASX Limited.

Les détails relatifs à la contrepartie de l'acquisition, les actifs nets acquis et la juste valeur des actifs nets sont comme suit :

	en milliers de dollars américains
Contrepartie de l'acquisition (se reporter au point b) ci-dessous) :	
Payée en trésorerie	106 136
Juste valeur des actions détenues avant l'offre d'achat au comptant	3 405
Total de la contrepartie de l'acquisition	109 541

Les actifs et passifs comptabilisés dans les états financiers non audités de la société acquise en raison de l'acquisition s'établissent comme suit :

	Juste valeur en milliers de dollars américains
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 371
Clients et autres débiteurs	1 636
Immobilisations corporelles	360
Biens pétroliers et gaziers	164 664
Fournisseurs et autres créditeurs	(8 830)
Emprunts	(9 000)
Passif d'impôts différés	(46 526)
Provisions	(134)
Actifs nets acquis identifiables	109 541

Revenus et contribution aux résultats

Si l'acquisition était survenue le 1^{er} janvier 2012, le produit et le résultat consolidé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 se seraient élevés à 299 805 000 \$ US et 61 055 000 \$ US, respectivement. Ces montants ont été calculés à l'aide des méthodes comptables du groupe et en ajustant les résultats des filiales afin de tenir compte de la déplétion additionnelle qui aura été comptabilisée si les ajustements de juste valeur ont été appliqués à compter du 1^{er} janvier 2012, ainsi que les conséquences fiscales.

(b) Contrepartie de l'acquisition

	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Sorties de fonds pour faire l'acquisition d'une filiale, déduction faite de la trésorerie acquise		
Contrepartie en espèces	-	106 136
Moins : Soldes acquis		
Trésorerie	-	7 371
Sortie de fonds - activité d'investissement	-	98 765

Coûts liés à l'acquisition

Des coûts liés à l'acquisition s'élevant à 1 892 000 \$ ont été inclus dans les frais d'évaluation de l'état des résultats 2012 et des autres éléments du résultat global et dans les flux de trésorerie liés à l'exploitation du tableau des flux de trésorerie.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

22. OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS ET DROITS D'ACQUISITION LIÉS AU RENDEMENT

À la date de clôture, le Groupe émettait les options et les droits d'acquisition liés au rendement suivants :

			31 décembre 2013 Nombre	31 décembre 2012 Nombre	Prix d'exercice	Échéance
		Droits d'acquisition liés au rendement émis en vertu du Régime de droits d'acquisition liés au rendement				
Type 18	AUTAZ		-	900 000	s.o.	19 fév. 2015
Type 19	AUTAI	Options	150 000	150 000	1,60 \$A	9 nov. 2015
Type 20	AUTAI	Options	150 000	150 000	1,85 \$A	9 nov. 2015
Type 21	AUTAI	Options	150 000	150 000	2,10 \$A	9 nov. 2015
Type 22	AUTAZ	Options	600 000	600 000	1,60 \$A	24 janv. 2016
Type 23	AUTAZ	Options	600 000	600 000	1,85 \$A	24 janv. 2016
Type 24	AUTAZ	Options	600 000	600 000	2,10 \$A	24 janv. 2016
Type 25	AUTAK	Options	250 000	250 000	3,00 \$ AU	30 avril 2015
Type 26	AUTAK	Options	250 000	250 000	3,50 \$AU	30 avril 2016
Type 27	AUTAK	Options	250 000	250 000	4,00 \$ AU	30 avril 2017
Type 28	AUTAK	Options	500 000	500 000	3,28 \$AU	30 mai 2016
Type 29	AUTAK	Options	250 000	250 000	3,28 \$AU	30 mai 2016
Type 30	AUTAK	Options	500 000	500 000	3,58 \$AU	30 mai 2016
Type 31	AUTAK	Options	250 000	250 000	3,58 \$AU	30 mai 2016
Type 32	AUTAK	Options	300 000	300 000	3,76 \$ AU	30 sept. 2015
Type 33	AUTAK	Options	350 000	350 000	4,10 \$ AU	30 sept. 2016
Type 34	AUTAK	Options	350 000	350 000	4,45 \$ AU	30 sept. 2017
Type 35	AUTAO	Attribution RILT 2011	-	49 396	s.o.	1 janv. 2015
Type 36	AUTAO	Attribution RILT 2011	84 356	98 795	s.o.	1 janv. 2015
Type 37	AUTAO	Attribution RILT 2011	168 710	197 586	s.o.	1 janv. 2015
Type 38	AUTAO	RILT - attribution à l'embauche	-	100 000	s.o.	19 oct. 2015
Type 39	AUTAO	RILT - attribution à l'embauche	100 000	100 000	s.o.	19 oct. 2015
Type 40	AUTAO	RILT - attribution à l'embauche	100 000	100 000	s.o.	19 oct. 2015
Type 41	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	250 000	250 000	4,00 \$ AU	19 oct. 2017
Type 42	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	250 000	250 000	4,50 \$AU	19 oct. 2018
Type 43	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	250 000	250 000	5,00 \$AU	19 oct. 2019
Type 44	AUTAO	Attribution RILT 2012	-	5 962	s.o.	1 janv. 2015
Type 45	AUTAO	Attribution RILT 2012	9 669	11 923	s.o.	1 janv. 2015
Type 46	AUTAO	Attribution RILT 2012	19 339	23 847	s.o.	1 janv. 2015
Type 47 / 50	AUTAO	Attribution RILT 2012	-	-	s.o.	1 janv. 2015
Type 48 / 51	AUTAO	Attribution RILT 2012	164 133	-	s.o.	1 janv. 2015
Type 49 / 52	AUTAO	Attribution RILT 2012	328 265	-	s.o.	1 janv. 2015
Type 64	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	100 000	-	3,24 \$AU	15 mai 2017
Type 65	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	100 000	-	3,47 \$AU	15 mai 2018
Type 66	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	100 000	-	3,85 \$Au	15 mai 2019
Type 67	AUTAK	Options – attribution à l'embauche	100 000	-	4,24 \$AU	15 mai 2020
Type 59 / 60 / 61	AUTAO	RILT - attribution à l'embauche	100 000	-	s.o.	1 janv. 2017
Type 62 / 63	AUTAO	RILT - attribution à l'embauche	100 000	-	s.o.	1 janv. 2017
Type 53 / 56	AUTAO	Attribution RILT 2013	125 851	-	s.o.	1 janv. 2016
Type 54 / 57	AUTAO	Attribution RILT 2013	251 703	-	s.o.	1 janv. 2016
Type 55 / 58	AUTAO	Attribution RILT 2013	503 405	-	s.o.	1 janv. 2016
Type 68	AUTAK	Options	250 000	-	3,64 \$AU	16 oct. 2018
Type 69	AUTAK	Options	250 000	-	3,97 \$AU	16 oct. 2018
Total			9 205 431	7 837 509		

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

22. OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS ET DROITS D'ACQUISITION LIÉS AU RENDEMENT (SUITE)

(a) Options d'achat d'actions et droits d'acquisition liés au rendement

Les options et droits d'acquisition liés au rendement ne sont pas cotés et ne donnent pas droit aux dividendes ou ne confèrent pas de droit de vote. À l'exercice, chaque option ou droit d'acquisition lié au rendement est convertible en une action ordinaire de même rang à tous les égards avec les actions ordinaires entièrement payées et existantes de la Société.

(b) Mouvements dans le nombre d'options et de droits d'acquisition liés au rendement à l'émission au cours de l'exercice :

	Date	Attribution			Nombre
Solde, au 31 décembre 2011					7 690 000
Attribués au cours de l'exercice	1 fév. 2012	Attribution RILT 2011	Type 35 / 36 / 37	AUTAO	348 574
	18 oct. 2012	RILT - attribution à l'embauche	Type 38 / 39 / 40	AUTAO	300 000
	18 oct. 2012	RILT - attribution à l'embauche	Type 41 / 42 / 43	AUTAK	750 000
	31 déc. 2012	Attribution RILT 2012	Type 44 / 45 / 46	AUTAO	41 732
Exercés au cours de l'exercice		Droits d'acquisition liés au rendement du régime de droits d'acquisition liés au rendement	Type 18	AUTAZ	(390 000)
	15 août 2012	Droits d'acquisition liés au rendement du régime de droits d'acquisition liés au rendement	Type 18	AUTAZ	(900 000)
	20 août 2012	Droits d'acquisition liés au rendement du régime de droits d'acquisition liés au rendement	Type 18	AUTAZ	(900 000)
Échus au cours de l'exercice	20 avril 2012	Attribution RILT 2011	Type 35, 36, 37	STOCKS	(1 987)
	17 mai 2012	Attribution RILT 2011	Type 35, 36, 37	AUTAO	(810)
Solde, au 31 décembre 2012					7 837 509
Attribués au cours de l'exercice	1 janv. 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	472 638
	4 janv. 2013	Attribution RILT 2012	Type 47 / 48 / 49	AUTAO	194 776
	27 mars 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	53 529
	30 avril 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	30 960
	30 mai 2013	RILT - attribution à l'embauche	Type 59 / 60 / 62	AUTAO	200 000
	15 mai 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	35 331
	29 mai 2013	Attribution RILT 2012	Type 50 / 51 / 52	AUTAO	448 186
	29 mai 2013	Attribution RILT 2013	Type 56 / 57 / 58	AUTAO	446 693
	30 mai 2013	Options (en vertu RILT)	Type 64 / 65 / 67	AUTAK	400 000
	16 oct. 2013	Options (en vertu RILT)	Type 68 / 69	AUTAK	500 000
Exercés au cours de l'exercice	1 janv. 2013	Attribution RILT 2012	Type 44	AUTAO	(5 962)
	1 janv. 2013	Attribution RILT 2012	Type 47	AUTAO	(22 997)
	15 mars 2013	Attribution RILT 2011	Type 35	AUTAO	(49 396)
	29 mai 2013	Attribution RILT 2012	Type 50	AUTAO	(48 020)
	8 août 2013	Droits d'acquisition liés au rendement	Type 18	AUTAZ	(900 000)
	29 nov. 2013	RILT - attribution à l'embauche	Type 38	AUTAO	(100 000)
Échus au cours de l'exercice	1 janv. 2013	Attribution RILT 2013	Type 47	AUTAO	(4 828)
	15 avril 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(2 326)
	29 mai 2013	Attribution RILT 2012	Type 50	AUTAO	(16 007)
	14 juin 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(5 782)
	15 juil. 2013	Attribution RILT 2012	Type 45 / 46	AUTAO	(1 718)
	15 juil. 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(4 496)
	16 août 2013	2011, 2012 14 14	Type 36 / 37 / 52	AUTAO	(100 313)
	16 août 2013	Attribution RILT 2013	Type 56 / 57 / 58	AUTAO	(76 989)
	29 août 2013	Attribution RILT 2012	Type 45 / 46	AUTAO	(1 499)
	29 août 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(3 768)
	27 sept. 2013	Attribution RILT 2012	Type 45 / 46	AUTAO	(812)
	27 sept. 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(5 443)
	1 oct. 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(54 955)
	11 oct. 2013	2011, 2012 14 14	Type 36 / 37 / 46	AUTAO	(4 447)
	11 oct. 2013	Attribution RILT 2013	Type 53 / 54 / 55	AUTAO	(4 433)
Solde, au 31 décembre 2013					9 205 431

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

23. RÉSERVES ET PERTES CUMULÉES

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
(a) Réserve pour paiements à base d'actions		
Solde, au début de la période financière	12 165	7 767
Charges relatives aux paiements à base d'actions	5 376	4 398
Règlements des droits d'acquisition liés au rendement	(663)	-
Solde de clôture	16 878	12 165
(b) Réserve liée à la juste valeur		
Solde, au début de la période financière	(7 054)	(8 011)
Variation des actifs financiers mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	(630)	(593)
Comptabilisation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global à la disposition	-	41
Impôts différés	225	1 509
Solde de clôture	(7 459)	(7 054)
(c) Réserve pour conversion des devises		
Solde, au début de la période financière	(7 505)	(7 505)
Écarts de conversion de devises survenant pendant la période/l'exercice	-	-
Solde de clôture	(7 505)	(7 505)
(d) Réserve des couvertures de flux de trésorerie		
Solde, au début de la période financière	(1 154)	-
Variation des instruments dérivés mesurés à la juste valeur aux autres éléments du résultat global	(3 993)	(1 649)
Impôts différés	1 051	495
Solde de clôture	(4 096)	(1 154)
(e) Bénéfices non répartis (pertes cumulées)		
Solde, au début de la période financière	51 493	(7 353)
Résultat net pour l'exercice	116 430	58 846
Solde de clôture	167 923	51 493

24. RÉSULTAT PAR ACTION

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en cents américains	31 décembre 2012 en cents américains
(a) Résultat par action attribuable aux membres de la Société		
Résultat de base par action	25,97	13,60
Résultat dilué par action	25,51	13,35
(b) Résultats utilisé pour le calcul du résultat de base / dilué par action		
Résultat net après impôts	116 430	58 846
(c) Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires utilisées au titre de dénominateur pour calculer :		
	Actions	Actions
Actions de base	448 244 294	432 588 491
Actions diluées	456 428 258	439 407 647

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

25. DIVIDENDES

Aucun dividende n'a été versé ou proposé en ce qui a trait à l'exercice terminé le 31 décembre 2013 (2012 - Néant).

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS

Au 31 décembre 2013, le Groupe avait conclu les arrangements de paiements à base d'actions suivants.

(a) Droits d'acquisition liés au rendement

À la fin de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, la Société offrait actuellement deux régimes d'incitation à long terme, le Régime de droits d'acquisition liés au rendement de Aurora Oil and Gas Limited qui a été approuvé par les actionnaires lors de l'assemblée annuelle générale qui s'est tenue le 19 février 2010 et le Régime d'incitation à long terme (RILT) de Aurora Oil & Gas Limited qui a été mis en place en 2011 et qui a été approuvé par les actionnaires lors de l'assemblée annuelle générale du 29 mai 2012.

L'attribution des droits d'acquisition liés au rendement ne se fait plus en vertu du Régime de droits d'acquisition liés au rendement et, par conséquent, la Société a résilié le régime après la fin de l'exercice.

(i) Régime de droits d'acquisition liés au rendement

Le régime de droits d'acquisition liés au rendement a été conçu pour aligner les intérêts de dirigeants à ceux des actionnaires en fournissant une participation directe aux avantages à moyen et long terme liés au rendement futur de la Société.

Les personnes qui participent au régime en 2013 sont :

- Jonathan Stewart

En vertu du régime de droits d'acquisition liés au rendement, les participants se sont vus attribués des droits d'acquisition liés au rendement qui peuvent uniquement être acquis si certaines normes de rendement (présentées dans le rapport sur la rémunération) sont respectées et que la direction reste à l'emploi de la société à la fin de la période d'acquisition. La sélection d'indices de rendement acceptables a été jugée cruciale pour fixer les objectifs du régime de droits d'acquisition liés au rendement, et ces indices ont été établis à des niveaux supérieurs à ceux qui avaient préséance lors de la structuration du régime de droits d'acquisition liés au rendement.

La juste valeur des droits d'acquisition liés au rendement attribués est calculée à l'aide d'une analyse statistique des risques. Cette charge a été répartie proportionnellement sur les périodes de présentation de l'information financière lorsque les périodes d'acquisition s'appliquent.

Mouvements dans le nombre d'options et de droits d'acquisition liés au rendement en vertu du Régime de droits d'acquisition liés au rendement :

Date d'attribution	Date d'échéance	Solde au début de l'exercice Nombre	Attribués au cours de l'exercice Nombre	Exercés au cours de l'exercice Nombre	Déduction faite des autres variations Nombre	Solde à la fin de l'exercice Nombre	Acquis et exerçables à la fin de l'exercice Nombre
Au 31 décembre 2013							
19 février 2010	19 février 2015	900 000	-	(900 000)	-	-	-
Au 31 décembre 2012							
19 février 2010	19 février 2015	2 190 000	-	(1 290 000)	-	900 000	-

Le prix d'exercice moyen pondéré à la date d'exercice pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013 était de 3,29 \$AU (31 décembre 2011 - 3,48 \$AU).

(ii) Régime d'incitation à long terme (RILT)

Les objectifs du RILT sont d'aligner les participations des actionnaires et des employés et, comme mesure d'incitation, d'attirer et de retenir du personnel de direction clé, y compris les hauts dirigeants de KPM. L'invitation aux participants de prendre part aux RILT, les attributions et leurs modalités sont déterminées par le Conseil des recommandations du comité de nomination et de rémunération. Les modalités des attributions à la haute direction en vertu du RILT comprennent des normes précises de rendement permettant de faire correspondre ces attributions aux circonstances réelles entourant la Société à un moment donné.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

L'acquisition des droits d'acquisition liés au rendement dépend de la participation résiduelle à la date d'acquisition. Le nombre de droits d'acquisition liés au rendement que les membres de la haute direction acquerront dépend également du rendement total de Aurora Oil & Gas Limited pour les actionnaires au sein d'un groupe d'homologues et est déterminé sur une base annuelle par le comité de nomination et de rémunération au cours d'une période d'essai. Le groupe d'homologues pour 2013 et 2012 représentait 11 sociétés australiennes de l'énergie (inscrites à la bourse ASX) et 4 sociétés pétrolières et gazières canadiennes (inscrites à la bourse TSX). Les droits d'acquisition liés au rendement sont attribués sans contrepartie en vertu du Régime.

À l'acquisition, le Conseil d'administration à sa discrétion et sur recommandation du comité de nomination et de rémunération détermine si chaque droit d'acquisition lié au rendement est converti en une action ordinaire ou est réglé en argent. La valeur en argent réglé pour chaque droit d'acquisition lié au rendement est déterminée comme étant le prix moyen pondéré des actions vendues à la bourse ASX au cours des 5 derniers jours de bourse immédiatement avant la date de règlement concernée. La date de règlement est décidée par le Conseil d'administration et doit se situer dans l'intervalle de 30 jours de la date d'acquisition.

La juste valeur des droits d'acquisition RILT a été calculée à l'aide des techniques d'évaluation de l'arbre binomiale et des simulations Monte-Carlo. Cette charge a été répartie proportionnellement sur les périodes de présentation de l'information financière lorsque les périodes d'acquisition s'appliquent.

Les données d'entrée clés des techniques d'évaluation de l'arbre binomiale et des simulations Monte-Carlo utilisées pour le calcul de chaque attribution des droits d'acquisition du régime d'incitation à long terme au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 s'établissaient comme suit :

	Volatilité prévue du prix (1)	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque(2)	Juste valeur par droit d'acquisition lié au rendement
Date d'attribution : 1^{er} janvier 2013							
Type 53A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,63 %	2,03 \$ US
Type 53B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	s.o.	3,77 \$ US
Type 54 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,62 %	2,24 \$ US
Type 54 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	s.o.	3,77 \$ US
Type 55 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2016	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,66 %	2,41 \$ US
Type 55 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2016	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	s.o.	3,77 \$ US
Date d'attribution : 4 janvier 2013							
Type 47 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2013	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	2,72 %	1,91 \$ US
Type 47 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2013	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	s.o.	3,8 \$ US
Type 48 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	2,63 %	2,10 \$ US
Type 48 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	s.o.	3,8 \$ US
Type 49 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	2,62 %	2,30 \$ US
Type 49 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2018	3,63 \$ AU	s.o.	3,8 \$ US
Date d'attribution : 27 mai 2013⁽⁴⁾							
Type 53 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	27 mai 2018	3,74 \$ AU	2,85 %	32,06 \$ US
Type 53 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	27 mai 2018	3,74 \$ AU	s.o.	3,92 \$ US
Type 54 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	27 mai 2018	3,74 \$ AU	2,87 %	2,30 \$ US
Type 54 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	27 mai 2018	3,74 \$ AU	s.o.	3,92 \$ US
Type 55 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2016	27 mai 2018	3,74 \$ AU	2,93 %	2,47 \$ US
Type 55 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2016	27 mai 2018	3,74 \$ AU	s.o.	3,92 \$ US
Date d'attribution : 15 mai 2013⁽⁴⁾							
Type 53A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	15 mai 2018	2,92 \$ AU	2,49 %	0,85 \$ US
Type 53 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	15 mai 2018	2,92 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 54 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	15 mai 2018	2,92 \$ AU	2,50 %	1,28 \$ US
Type 54 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	15 mai 2018	2,92 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 55 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2016	15 mai 2018	2,92 \$ AU	2,56 %	1,49 \$ US
Type 55 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 ^{er} janv. 2016	15 mai 2018	2,92 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

	Volatilité prévue du prix (1)	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque(2)	Juste valeur par droit d'acquisition lié au rendement
Date d'attribution : 30 mai 2012							
Type 59: AUTAO	s.o.	s.o.	15 mai 2014	30 mai 2018	3,08 \$AU	s.o.	2,96 \$ US
Type 60: AUTAO	s.o.	s.o.	15 mai 2015	30 mai 2018	3,08 \$AU	s.o.	2,96 \$ US
Type 61: AUTAO	s.o.	s.o.	15 mai 2016	30 mai 2018	3,08 \$AU	s.o.	2,96 \$ US
Type 62: AUTAO	s.o.	s.o.	15 mai 2017	30 mai 2018	3,08 \$AU	s.o.	2,96 \$ US
Type 63: AUTAO	45 %	s.o.	15 mai 2017	30 mai 2018	3,08 \$AU	2,74 %	2,02 \$ US
Date d'attribution : 4 janvier 2013 – date d'attribution de l'évaluation 29 mai 2013(3)							
Type 50 A: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2013	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	s.o.	1,45 \$ US
Type 50 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2013	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 51 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	2,45 %	0,92 \$ US
Type 51 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 52 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	2,55 %	1,34 \$ US
Type 52 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	4 janv. 2018	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Date d'attribution : 1^{er} janvier 2013 – date d'attribution de l'évaluation : 29 mai 2013(3)							
Type 56 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	2,45 %	0,95 \$ US
Type 56 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 57 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	2,55 %	1,65 \$ US
Type 57 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US
Type 58 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2016	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	2,63 %	1,56 \$ US
Type 58 B: AUTAO	s.o.	s.o.	1 janv. 2016	1 janv. 2016	3,01 \$ AU	s.o.	2,89 \$ US

(1) La volatilité prévue du prix est fondée sur la volatilité historique ajustée pour tous les changements prévus de la volatilité future en raison de la nature de l'information rendue publique.

(2) Taux sans risque des titres comportant des conditions d'échéance comparables.

(3) Les attributions des primes de rendement de 2012 et 2013 ont été approuvées par les actionnaires lors de l'assemblée générale annuelle qui s'est tenue le 29 mai 2013. Les droits d'acquisition liés au rendement RILT ont été attribués à des hauts dirigeants pour 2013 le 1^{er} janvier 2013 et pour 2012 le 4 janvier 2013; toutefois, en vertu de l'AASB 2: Pour les paiements à base d'actions, la date d'attribution aux fins d'évaluation est déterminée selon la date d'approbation des actionnaires en ce qui a trait du régime d'incitation.

(4) Des primes de rendement de 2013 ont été attribuées aux nouveaux employés de direction à l'embauche.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

	Volatilité prévue du prix (1)	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque (2)	Juste valeur par droit d'acquisition lié au rendement
Date d'attribution : 1^{er} février 2012 – date d'attribution de l'évaluation : 29 mai 2012⁽³⁾							
Type 35 A: AUTAO	55 %	s.o.	15 fév. 2012	1 janv. 2015	3,42 \$ AU	2,74 %	3,47 \$ US
Type 35 B: AUTAO	s.o.	s.o.	15 fév. 2012	1 janv. 2015	3,42 \$ AU	s.o.	2,46 \$ US
Type 36 A: AUTAO ⁽⁴⁾	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	2,79 %	2,84 \$ US
Type 36 B: AUTAO ⁽⁴⁾	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	s.o.	4,05 \$ US
Type 37 A: AUTAO ⁽⁴⁾	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	2,65 %	2,83 \$ US
Type 37 B: AUTAO ⁽⁴⁾	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	s.o.	4,05 \$ US
Date d'attribution : 29 mai 2012⁽⁵⁾							
Type 35 A: AUTAO	55 %	s.o.	15 fév. 2012	1 janv. 2015	3,42 \$ AU	2,74 %	3,47 \$ US
Type 35 B: AUTAO	s.o.	s.o.	15 fév. 2012	1 janv. 2015	3,42 \$ AU	s.o.	2,46 \$ US
Type 36 A: AUTAO ⁽⁴⁾	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	2,79 %	2,84 \$ US
Type 36 B: AUTAO ⁽⁴⁾	s.o.	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	s.o.	4,05 \$ US
Type 37 A: AUTAO ⁽⁴⁾	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	2,65 %	2,83 \$ US
Type 37 B: AUTAO ⁽⁴⁾	s.o.	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2015	3,89 \$ AU	s.o.	4,05 \$ US

	Volatilité prévue du prix (1)	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque (2)	Juste valeur par droit d'acquisition lié au rendement
Date d'attribution : 18 octobre 2012							
Type 38: AUTAO	s.o.	s.o.	18 oct. 2013	19 oct. 2015	3,94 \$ AU	s.o.	4,09 \$ US
Type 39: AUTAO	s.o.	s.o.	18 oct. 2014	19 oct. 2015	3,94 \$ AU	s.o.	4,09 \$ US
Type 40: AUTAO	s.o.	s.o.	18 oct. 2015	19 oct. 2015	3,94 \$ AU	s.o.	4,09 \$ US
Date d'attribution : 31 décembre 2012							
Type 44 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2013	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,63 %	1,89 \$ UA
Type 45 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2014	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,62 %	2,07 \$ US
Type 46 A: AUTAO	45 %	s.o.	1 janv. 2015	1 janv. 2016	3,63 \$ AU	2,66 %	2,27 \$ US

(1) La volatilité prévue du prix est fondée sur la volatilité historique ajustée pour tous les changements prévus de la volatilité future en raison de la nature de l'information rendue publique.

(2) Taux sans risque des titres comportant des conditions d'échéance comparables.

(3) Le RILT a été approuvé par les actionnaires lors de l'assemblée générale des actionnaires tenue le 29 mai 2012. Les droits d'acquisition liés au rendement RILT ont été attribués à des employés et des hauts dirigeants le 1^{er} février 2012; toutefois, en vertu de l'AASB 2: Pour les paiements à base d'actions, la date d'attribution aux fins d'évaluation est déterminée selon la date d'approbation des actionnaires en ce qui a trait du régime d'incitation.

(4) Le 8 novembre 2012, une modification a été apportée aux modalités d'acquisition des droits d'acquisition liés au rendement de type 36 et de type 37 pour prolonger les dates de test sur le rendement, et ce, afin de s'assurer que la rentabilité totale pour l'actionnaire a fait l'objet d'un test sur la pleine période d'acquisition. Conformément à l'AASB 2: Pour les paiements à base d'actions, les droits d'acquisition liés au rendement de type 36 et de type 37 ont été évalués immédiatement après la date de la modification. Le total de la valeur résiduelle est comptabilisé sur la période d'acquisition restante.

(5) Le RILT et le nombre de droits d'acquisition liés au rendement attribués en vertu du RILT aux administrateurs ont été approuvés par les actionnaires lors de l'assemblée générale annuelle du 29 mai 2012.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

Mouvement dans le nombre de droits d'acquisition liés au rendement en vertu RILT au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 :

Date d'attribution	Date d'échéance	Prix d'exercice	Solde au début de l'exercice	Attribués au cours de l'exercice	Exercés au cours de l'exercice	Renoncés au cours de l'exercice	Solde à la fin de l'exercice	Acquis et exerçables à la fin de l'exercice
		\$ AU	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre
Au 31 décembre 2013								
1 fév. 2012	1 janv. 2015	s.o.	96 877	-	(13 839)	(1 714)	81 324	-
29 mai-2012	1 janv. 2015	s.o.	248 900	-	(35 557)	(41 600)	171 743	-
18 oct. 2012	18 oct. 2015	s.o.	300 000	-	(100 000)	-	200 000	-
31 déc. 2012	1 janv. 2015	s.o.	41 732	-	(5 962)	(6 762)	29 008	-
1 janv. 2013	1 janv. 2016	s.o.	-	472 638	-	(81 203)	391 435	-
4 janv. 2013	1 janv. 2015	s.o.	-	194 776	(22 997)	(4 830)	166 949	-
27 mars 2013	1 janv. 2016	s.o.	-	53 529	-	-	53 529	-
30 avril 2013	1 janv. 2016	s.o.	-	30 960	-	-	30 960	-
15 mai-2013	1 janv. 2016	s.o.	-	35 331	-	-	35 331	-
29 mai-2013	1 janv. 2015	s.o.	-	448 186	(48 020)	(74 718)	325 448	-
29 mai-2013	1 janv. 2016	s.o.	-	446 693	-	(76 989)	369 704	-
30 mai-2013	1 janv. 2017	s.o.	-	200 000	-	-	200 000	-
Total			687 509	1 882 113	(226 375)	(287 816)	2 055 431	-

Mouvement dans le nombre de droits d'acquisition liés au rendement en vertu RILT au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012 :

Date d'attribution	Date d'échéance	Prix d'exercice	Solde au début de l'exercice	Attribués au cours de l'exercice	Exercés au cours de l'exercice	Renoncés au cours de l'exercice	Solde à la fin de l'exercice	Acquis et exerçables à la fin de l'exercice
		\$ AU	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre
Au 31 décembre 2012								
1 fév. 2012	1 janv. 2015	s.o.	-	99 674	-	(2 797)	96 877	-
29 mai-2012	1 janv. 2015	s.o.	-	248 900	-	-	248 900	-
18 oct. 2012	18 oct. 2015	s.o.	-	300 000	-	-	300 000	-
31 déc. 2012	1 janv. 2015	s.o.	-	41 732	-	-	41 732	-
Total			-	690 306	-	(2 797)	687 509	-

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des droits d'acquisition liés au rendement en circulation au 31 décembre 2013 est de 1,70 ans (31 décembre 2012 – 2,27 ans).

(b) Options

Les options sur les actions ordinaires de Aurora Oil and Gas Limited ont été attribuées à titre de rémunération, avec approbation des actionnaires, lorsque requis, aux administrateurs non dirigeants et aux autres membres de la haute direction comme suit :

31 décembre 2013			31 décembre 2012	
Bénéficiaire	Date d'attribution	Nombre d'options attribuées	Date d'attribution	Nombre d'options attribué
Douglas Brooks	-	-	18 octobre 2012	750 000
John Atkins ⁽¹⁾	16 octobre 2013	500 000	-	-
David Lucke ⁽²⁾	30 mai 2013	400 000	-	-

(1) Monsieur Atkins a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(2) Monsieur Lucke a été nommé directeur financier le 15 mai 2013 et a démissionné après la fin d'exercice le 9 mars 2014.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

La juste valeur des options d'achat d'actions attribuées pendant l'exercice est déterminée à l'aide du modèle d'établissement des prix des options d'achat d'actions Black et Scholes. La charge est répartie proportionnellement sur les périodes de présentation de l'information financière lorsque les périodes d'acquisition s'appliquent. Les données d'entrées clés du modèle d'évaluation des options Black et Scholes utilisées pour le calcul de chaque attribution d'options au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 s'établissaient comme suit :

	Volatilité prévue du prix (1)	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque ⁽²⁾	Juste valeur par option
Date d'attribution : 30 mai 2013							
Type 64: AUTAK	45 %	3,24 \$AU	15 mai 2014	15 mai 2017	3,08 \$AU	2,53 %	0,83 \$ US
Type 65: AUTAK	45 %	3,47 \$AU	15 mai 2015	15 mai 2018	3,08 \$AU	2,66 %	0,93 \$ US
Type 66: AUTAK	45 %	3,85 \$AU	15 mai 2016	15 mai 2019	3,08 \$AU	2,82 %	0,99 \$ US
Type 67: AUTAK	45 %	4,24 \$AU	15 mai 2017	15 mai 2020	3,08 \$AU	2,96 %	1,05 \$ US
Date d'attribution : 16 octobre 2013							
Type 68: AUTAK	45 %	3,64 \$AU	18 août 2014	16 oct. 2018	3,26 \$AU	3,50 %	0,92 \$ US
Type 69: AUTAK	45 %	3,97 \$AU	18 août 2015	16 oct. 2019	3,26 \$AU	3,50 %	0,92 \$ US

Les données d'entrées clés du modèle d'évaluation des options Black et Scholes utilisées pour le calcul de chaque attribution d'options au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012 s'établissaient comme suit :

	Volatilité prévue du prix ⁽¹⁾	Prix d'exercice	Date d'acquisition	Date d'échéance	Prix de l'action à la date d'attribution	Taux d'intérêt sans risque ⁽²⁾	Juste valeur par option
Date d'attribution : 18 octobre 2012							
Type 41: AUTAK	50 %	4,00 \$ AU	19 oct. 2013	19 oct. 2017	3,94 \$ AU	2,50 %	1,60 \$ US
Type 42: AUTAK	50 %	4,50 \$ AU	19 oct. 2014	19 oct. 2018	3,94 \$ AU	2,50 %	1,67 US
Type 43: AUTAK	50 %	5,00 \$ AU	19 oct. 2015	19 oct. 2019	3,94 \$ AU	2,50 %	1,74 \$ US

(1) La volatilité prévue du prix est fondée sur la volatilité historique ajustée pour tous les changements prévus de la volatilité future en raison de la nature de l'information rendue publique.

(2) Taux sans risque des titres comportant des conditions d'échéance comparables.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

Mouvements dans le nombre d'options lors de l'émission :

Date d'attribution	Date d'échéance	Prix d'exercice \$ AU	Solde au début de l'exercice Nombre	Attribuées au cours de l'exercice Nombre	Exercées au cours de l'exercice Nombre	Renoncées au cours de l'exercice Nombre	Solde à la fin de l'exercice Nombre	Acquises et exerçables à la fin de l'exercice Nombre
Au 31 décembre 2013								
16 oct. 2013	16 oct. 2018	3,64 – 3,97	-	500 000	-	-	500 000	-
30 mai 2013	15 mai 2017 au 15 mai 2020	3,24 – 4,24	-	400 000	-	-	400 000	-
18 oct. 2012	du 19 oct. 2017 au 19 oct 2019	4,00 – 5,00	750 000	-	-	-	750 000	250 000
3 juin 2011	du 30 sept. 2015 au 30 sept. 2017	3,76 – 4,45	1 000 000	-	-	-	1 000 000	650 000
30 mai 2011	du 30 mai 2016 au 30 mai 2017	3,28 – 3,58	1 500 000	-	-	-	1 500 000	750 000
29 avril 2011	du 30 avril 2015 au 30 avril 2017	3,00 – 4,00	750 000	-	-	-	750 000	500 000
24 janv. 2011	24 janv. 2016	1,60 – 2,10	1 800 000	-	-	-	1 800 000	1 200 000
29 nov. 2010	9 nov. 2015	1,60 – 2,10	450 000	-	-	-	450 000	300 000
Total			6 250 000	900 000	-	-	7 150 000	3 650 000
Prix d'exercice moyen pondéré			3,11 \$ AU	3,76 \$ AU	s.o.	s.o.	3,19 \$ AU	2,80 \$ AU
Au 31 décembre 2012								
18 oct. 2012	du 19 oct. 2017 au 19 oct. 2019	4,00 – 5,00	-	750 000	-	-	750 000	-
3 juin 2011	du 30 sept. 2015 au 30 sept. 2017	3,76 – 4,45	1 000 000	-	-	-	1 000 000	300 000
30 mai 2011	du 30 mai 2016 au 30 mai 2017	3,28 – 3,58	1 500 000	-	-	-	1 500 000	750 000
29 avril 2011	du 30 avril 2015 au 30 avril 2017	3,00 – 4,00	750 000	-	-	-	750 000	250 000
24 janv. 2011	24 janv. 2016	1,60 – 2,10	1 800 000	-	-	-	1 800 000	600 000
29 nov. 2010	9 nov. 2015	1,60 – 2,10	450 000	-	-	-	450 000	300 000
Total			5 500 000	750 000	-	-	6 250 000	2 200 000
Prix d'exercice moyen pondéré			2,92 \$ AU	4,50 \$ AU	s.o.	s.o.	3,11 \$ AU	2,64 \$ AU

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 - Néant), aucune option n'a été exercée ou n'a expiré.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des options d'achat d'actions en circulation à la fin de l'exercice était de 2,89 ans (31 décembre 2012 - 3,49 ans).

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

26. PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS (SUITE)

(c) Charge découlant des opérations relatives aux paiements fondés sur des actions

Les charges totales découlant des opérations relatives aux paiements fondés sur des actions comptabilisées pendant la période de présentation de l'information relevant de la charge d'avantages sociaux des employés s'établissent comme suit :

	Consolidé	
	31 décembre 2013	31 décembre 2012
	en milliers de dollars américains	en milliers de dollars américains
Options émises	2 338	3 857
Droits d'acquisition liés au rendement émis en vertu du Régime de droits d'acquisition liés au rendement	5	32
Droits d'acquisition liés au rendement émis en vertu du RILT	3 033	509
	5 376	4 398

27. INFORMATIONS À FOURNIR SUR LE PERSONNEL CLÉ DE DIRECTION

(a) Personnel de direction clé de Aurora Oil and Gas Limited

La liste des noms et postes occupés des membres clés de la haute direction pendant l'exercice est présentée ci-dessous :

Aurora Oil and Gas Limited

Nom	Poste
Monsieur Jonathan Stewart	Président
Monsieur Douglas Brooks ⁽¹⁾	Chef de la direction
Monsieur Graham Dowland	Directeur financier
Monsieur Ian Lusted ⁽²⁾	Directeur technique
Monsieur Gren Schoch ⁽³⁾	Administrateur non dirigeant
Madame Fiona Harris	Administrateur non dirigeant
Monsieur Alan Watson	Administrateur non dirigeant
Monsieur William Molson	Administrateur non dirigeant
Monsieur John Atkins ⁽⁴⁾	Administrateur non dirigeant
Monsieur David Lucke ⁽⁵⁾	Chef des services financiers
Monsieur Michael Verm	Directeur général

(1) Monsieur Dougals Brooks a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(2) Monsieur Lusted a démissionné de ses fonctions de directeur technique le 8 août 2013 et a démissionné après la fin d'exercice le 16 août 2013.

(3) Monsieur Schoch a démissionné après la fin d'exercice le 6 février 2014.

(4) Monsieur Atkins a été nommé administrateur non dirigeant le 3 juin 2013.

(5) Monsieur Lucke a été nommé chef des services financiers le 15 mai 2013 et a démissionné après la fin d'exercice le 9 mars 2014.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

27. INFORMATIONS À FOURNIR SUR LE PERSONNEL CLÉ DE DIRECTION (SUITE)

(b) Rémunération du personnel clé de direction

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Avantages des employés à court terme	5 425	4 023
Avantages sociaux postérieurs au départ des employés	118	222
Paielements à base d'actions	4 321	3 735
	9 864	7 980

Les renseignements relatifs à la rémunération personnelle des administrateurs et des hauts dirigeants et certaines informations sur les instruments de capitaux propres prévus par le règlement Regulation 2M.3.03 sont présentés sous la rubrique rémunération du rapport des administrateurs.

Outre les détails présentés dans cette note, aucun administrateur n'a conclu de contrat important avec Aurora ou d'entité consolidée depuis la clôture de l'exercice précédent, et il n'y a eu aucun contrat important impliquant les participations des administrateurs existants à la fin de l'exercice. Pour les détails relatifs aux autres opérations avec le personnel clé de direction, veuillez vous reporter à la note 32, Opérations avec des parties liées.

(c) Informations sur les capitaux propres concernant le personnel clé de direction

(i) Options et droits d'acquisition liés au rendement offerts au titre de la rémunération et actions émises à l'exercice de ces options

Les détails relatifs aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement offerts au titre de la rémunération et des actions émises à l'exercice de ces options, accompagnées des modalités liées aux options et aux droits d'acquisition liés au rendement se trouvent à la note 26.

(ii) Options et droits d'acquisition liés au rendement détenus

Le nombre d'options et de droits d'acquisition liés au rendement par rapport aux actions ordinaires de la Société détenues par chacun des administrateurs du Aurora Oil and Gas Limited et d'autres membres clés de la direction du Groupe, notamment leurs parties liées personnelles, sont présentés dans les tableaux suivants :

31 décembre 2013	Solde au début de l'exercice	Attribués à titre de rémunération	Exercés	Déduction faite des autres variations	Solde à la fin de l'exercice	Acquise et pouvant être levés	Non acquis
Administrateurs de Aurora Oil & Gas Limited							
Jonathan Stewart							
Droits d'acquisition liés au rendement du régime de droits d'acquisition liés au rendement	900 000	-	(900 000)	-	-	-	-
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT ⁽⁶⁾	152 279	589 821	(54 385)	(10 877)	676 838	-	676 838
Solde, au 31 décembre 2013	1 052 279	589 821	(954 385)	(10 877)	676 838	-	676 838
Graham Dowland							
Options	1 050 000	-	-	-	1 050 000	700 000	350 000
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT ⁽⁶⁾	48 088	159 571	(14 920)	(2 683)	190 056	-	190 056
Solde, au 31 décembre 2013	1 098 088	159 571	(14 920)	(2 683)	1 240 056	700 000	540 056
Ian Lusted ⁽¹⁾							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT ⁽⁶⁾	48 533	145 487	(14 272)	(179 748)	-	-	-
Solde, au 31 décembre 2013	48 533	145 487	(14 272)	(179 748)	-	-	-

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

27. INFORMATIONS À FOURNIR SUR LE PERSONNEL CLÉ DE DIRECTION (SUITE)

31 décembre 2013	Solde au début de l'exercice	Attribués à titre de rémunération	Exercés	Déduction faite des autres variations	Solde à la fin de l'exercice	Acquis et pouvant être levés	Non acquis
Gren Schoch⁽²⁾							
Options	750 000	-	-	-	750 000	500 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2013	750 000	-	-	-	750 000	500 000	250 000
Fiona Harris							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2013	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Alan Watson							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2013	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
William Molson							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2013	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
John Atkins⁽³⁾							
Options	-	500 000	-	-	500 000	-	500 000
Solde, au 31 décembre 2013	-	500 000	-	-	500 000	-	500 000
Douglas Brooks⁽⁴⁾							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	300 000	119 628	(100 000)	-	319 628	-	319 628
Options	750 000	-	-	-	750 000	250 000	500 000
Solde, au 31 décembre 2013	1 050 000	119 628	(100 000)	-	1 069 628	250 000	819 628
Autres membres du personnel clé de direction du Groupe							
Michael Verm							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	22 103	41 275	(7 624)	(1 489)	95 540	-	95 540
Options	1 000 000	-	-	-	1 000 000	650 000	350 000
Solde, au 31 décembre 2013	1 022 103	41 275	(7 624)	(1 489)	1 095 540	650 000	445 540
David Lucke⁽⁵⁾							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	235 331	-	-	235 331	-	235 331
Options	-	400 000	-	-	400 000	-	400 000
Solde, au 31 décembre 2013	-	635 331	-	-	635 331	-	635 331

(1) Monsieur Lusted a démissionné de ses fonctions au sein du Conseil d'administration le 8 août 2013 et quitté son poste le 16 août 2013.

(2) Monsieur Schoch a démissionné après la fin d'exercice le 6 février 2014.

(3) Monsieur Atkins a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(4) Monsieur Brooks a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(5) Monsieur Lucke a été nommé directeur financier le 15 mai 2013 et a démissionné après la fin d'exercice le 9 mars 2014.

(6) Les droits d'acquisition liés au rendement en vertu du RILT exercés, qui représentent les attributions de la tranche 1 de 2011 et 2012 acquises, ont été réglés au comptant.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

27. INFORMATIONS À FOURNIR SUR LE PERSONNEL CLÉ DE DIRECTION (SUITE)

31 décembre 2012	Solde au début de l'exercice	Attribués à titre de rémunération	Exercés	Déduction faite des autres variations	Solde à la fin de l'exercice	Acquis et pouvant être levés	Non acquis
Administrateurs de Aurora Oil & Gas Limited							
Jonathan Stewart							
Droits d'acquisition liés au rendement du régime de droits d'acquisition liés au rendement	1 800 000	-	(900 000)	-	900 000	-	900 000
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	152 279	-	-	152 279	-	152 279
Solde, au 31 décembre 2012	1 800 000	152 279	(900 000)	-	1 052 279	-	1 052 279
Graham Dowland							
Options	1 050 000	-	-	-	1 050 000	350 000	700 000
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	48 088	-	-	48 088	-	48 088
Solde, au 31 décembre 2012	1 050 000	48 088	-	-	1 098 088	350 000	748 088
Ian Lusted							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	390 000	-	(390 000)	-	-	-	-
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	48 533	-	-	48 533	-	48 533
Solde, au 31 décembre 2012	390 000	48 533	(390 000)	-	48 533	-	48 533
Gren Schoch							
Options	750 000	-	-	-	750 000	250 000	500 000
Solde, au 31 décembre 2012	750 000	-	-	-	750 000	250 000	500 000
Fiona Harris							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2012	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Alan Watson							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2012	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
William Molson							
Options	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Solde, au 31 décembre 2012	500 000	-	-	-	500 000	250 000	250 000
Autres membres du personnel clé de direction du Groupe							
Michael Verm							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	22 103	-	-	22 103	-	22 103
Options	1 000 000	-	-	-	1 000 000	300 000	700 000
Solde, au 31 décembre 2012	1 000 000	22 103	-	-	1 022 103	300 000	722 103
Douglas Brooks⁽¹⁾							
Droits d'acquisition liés au rendement du RILT	-	300 000	-	-	300 000	-	300 000
Options	-	750 000	-	-	750 000	-	750 000
Solde, au 31 décembre 2012	-	1 050 000	-	-	1 050 000	-	1 050 000

(1) Monsieur Brooks a été nommé président-directeur général le 18 octobre 2012.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

27. INFORMATIONS À FOURNIR SUR LE PERSONNEL CLÉ DE DIRECTION (SUITE)

(iii) Portefeuille d'actions

Les données relatives aux actions détenues de la Société par chacun des administrateurs du Aurora Oil and Gas Limited et d'autres membres clés de la direction du Groupe, notamment leurs apparentés personnels, s'établissent comme suit : Aucune action n'a été attribuée au titre de rémunération pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 - Néant).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013	Solde au début de l'exercice	Exercice des options d'achat d'actions et des droits d'acquisition liés au rendement	Opérations en bourse	Déduction faite des autres variations	Solde à la fin de l'exercice
Administrateurs de Aurora Oil & Gas Limited					
Jonathan Stewart	19 746 321	900 000	(900 000)	-	19 746 321
Douglas Brooks ⁽¹⁾	14 000	60 764	16 000	-	90 764
Graham Dowland	2 203 828	-	30 000	-	2 233 828
Ian Lusted ⁽²⁾	1 421 950	-	20 000	-	s.o.
Gren Schoch ⁽³⁾	5 996 554	-	250 000	-	6 246 554
Fiona Harris	150 000	-	-	-	150 000
Alan Watson	1 050 000	-	-	-	1 050 000
William Molson	1 512 390	-	-	-	1 512 390
John Atkins ⁽⁴⁾	s.o.	-	-	-	20 000

Autres membres du personnel clé de direction du Groupe

Michael Verm	14 700	-	16 000	-	30 700
David Lucke ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-

(1) Monsieur Brooks a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(2) Monsieur Lusted a démissionné de ses fonctions au sein du Conseil d'administration le 8 août 201 et a quitté son emploi le 16 août 2013.

(3) Monsieur Schoch a démissionné après la fin d'exercice le 6 février 2014.

(4) Monsieur Atkins a été nommé au sein du Conseil d'administration le 3 juin 2013.

(5) Monsieur Lucke a été nommé directeur financier le 15 mai 2013 et a démissionné après la fin d'exercice le 9 mars 2014.

Exercice terminé le 31 décembre 2012	Solde au début de l'exercice	Exercice des options d'achat d'actions et des droits d'acquisition liés au rendement	Opérations en bourse	Déduction faite des autres variations	Solde à la fin de l'exercice
Administrateurs de Aurora Oil & Gas Limited					
Jonathan Stewart ⁽¹⁾	18 446 321	900 000	-	400 000	19 746 321
Graham Dowland	2 203 828	-	-	-	2 203 828
Ian Lusted	1 031 950	390 000	-	-	1 421 950
Gren Schoch ⁽¹⁾	5 396 554	-	100 000	500 000	5 996 554
Fiona Harris ⁽¹⁾	100 000	-	10 000	40 000	150 000
Alan Watson ⁽¹⁾	952 381	-	-	97 619	1 050 000
William Molson ⁽¹⁾	1 412 390	-	-	100 000	1 512 390

Autres membres du personnel clé de direction du Groupe

Michael Verm	14 700	-	-	-	14 700
Douglas Brooks ⁽²⁾	-	-	14 000	-	14 000

(1) Le 28 juin 2012, l'approbation des actionnaires a été obtenue pour que certains administrateurs de la Société puissent procéder à l'achat de 1 137 619 d'actions ordinaires à un prix d'émission de 3,55 \$ AU l'action.

(2) Monsieur Brooks a été nommé président-directeur général le 18 octobre 2012.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

28. ENTITÉS CONSOLIDÉES

(a) Investissement significatif dans des filiales

Les états financiers consolidés comprennent les actifs, les passifs et les résultats des filiales suivantes conformément à la méthode comptable décrite en note 1(a).

Nom de l'entité	Juridiction de constitution	Catégorie de participation aux capitaux propres	Capitaux propres	
			31 décembre 2013	31 décembre 2012
			%	%
Aurora USA Oil and Gas, Inc. (<i>auparavant Corpus Christi Gas, Inc.</i>)	Delaware	Actions	100	100
Wardanup Oil and Gas, Inc.	Delaware	Actions	100	100
Sugarloaf Oil and Gas, Inc.	Delaware	Actions	100	100
Yallingup Oil and Gas, Inc.	Delaware	Actions	100	100
Trigg Oil and Gas, Inc.	Delaware	Actions	100	100
Aurora USA Development, LLC.	Texas	Participation	100	100
ATW Exploration Oil and Gas, Inc.	Delaware	Actions	100	100
Eureka Energy Limited	Australie	Ordinaire	100	100
Kiana Projects Pty Ltd	Australie	Ordinaire	100	100
Hosston Holdings Pty Ltd	Australie	Ordinaire	100	100
Hosston Oil and Gas, Inc. ⁽¹⁾	Delaware	Actions	-	100
EKA 002, Inc.	Delaware	Actions	100	100
EKA 003, Inc.	Delaware	Actions	100	100
EKA 003, LLC.	Delaware	Participation	100	100
Aurora EF Production ⁽²⁾	Delaware	Actions	100	-
Aurora Oil and Gas (Ontario) Limited	Ontario	Actions	100	-
SIEB Operating, Inc. ⁽³⁾	Delaware	Actions	100	-
Aurora Oil & Gas Employee Share Trust ⁽⁴⁾	Australie	Contrôlé	-	-

(1) En janvier 2013, Hosston Oil and Gas Inc. a fusionné avec Sugarloaf Oil and Gas, Inc.

(2) Le 27 février 2013, la Société a constitué Aurora EF Production Company.

(3) Le 12 novembre 2013, la Société a constitué SIEB Operating Inc.

(4) Le 11 septembre 2013, la Société a exécuté un acte fiduciaire pour Aurora Oil and Gas Employee Share Trust

En janvier 2013, Aurora Oil and Gas Limited (Aurora) a terminé la restructuration à étapes multiples de certaines filiales américaines qu'elle avait entamé au cours de l'exercice précédent avec la fusion de Hosston Oil and Gas, Inc. et Sugarloaf Oil and Gas, Inc.

Le but ultime était de poursuivre les efforts de rationalisation de l'administration de la structure du Groupe Aurora, de réduire le nombre d'entités d'Aurora basées aux États-Unis qui détiennent des participations dans des puits et d'autres actifs identiques. Le 31 décembre 2012, West Black Lake Oil and Gas, Inc. et Aurora West Coast Oil and Gas, Inc. ont fusionné avec Sugarloaf Oil and Gas, Inc., Meelup Oil and Gas, Inc. a fusionné avec Yallingup Oil and Gas, Inc., et Mullaloo Oil and Gas, Inc. a fusionné avec Trigg Oil and Gas, Inc.

(b) Opérations avec des entités contrôlées

Aurora Oil and Gas Limited fournit le fonds de roulement à ses entités contrôlées. Les opérations entre Aurora et les autres entités contrôlées détenues en propriété exclusive par le Groupe au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013 consistaient en :

- Fonds de roulement avancé par Aurora Oil & Gas Limited
- Prestation de services par Aurora Oil & Gas Limited;
- Frais payés par Aurora Oil and Gas Limited au nom de ses entités contrôlées.

Les transactions ci-dessus ont été réalisées sans intérêts et sans durées fixes en ce qui a trait au remboursement du principal avancé par Aurora Oil and Gas Limited.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

28. ENTITÉS CONSOLIDÉES (SUITE)

L'information détaillée sur les transactions avec les entités contrôlées au cours de l'exercice est présentée ci-dessous :

	Société	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Vente de biens et services		
Frais de gestion et charges refacturés aux filiales	6 524	6 811
Prêts aux filiales		
Solde au début de l'exercice	25 916	1 688
Prêts avancés	7 757	26 828
Prêts remboursés	(12 791)	(2 600)
Solde à la fin de la période	20 882	25 916

29. ACTIFS SOUS CONTRÔLE COMMUN

À la date de présentation de l'information financière, le Groupe n'avait pas de participations hors exploitation dans les accords d'exploitation conjoints dans les projets suivants :

Projet	Activité	Participation de concessionnaire*	
		31 décembre 2013	31 décembre 2012
Sugarloaf	Sugarkane field development (États-Unis)	28,1 %	28,1 %
Ipanema	Sugarkane field development (États-Unis)	36,4 %	36,4 %
Longhorn	Sugarkane field development (États-Unis)	31,9 %	31,9 %
Excelsior	Sugarkane field development (États-Unis)	9,14 %	9,14 %

* La participation indique le pourcentage des coûts à payer par le Groupe en ce qui a trait à sa participation dans les projets. La participation aux projets de concessionnaire et les participations aux produits nets (participations après déduction des redevances) sont assujetties à des conditions variables dans les conventions pertinentes à chaque projet.

Projet	Activité	Participation de concessionnaire*	
		31 décembre 2013	31 décembre 2012
Flour Bluff	Projet de mise en valeur et de production gazière (États-Unis)	20,0 %	20,0 %
North Belridge	Puits de pétrole (États-Unis)	32,5 %	32,5 %
Pan De Azucar	Exploration et mise en valeur pétrolière (États-Unis)	-	100 %
Black Jack Springs	Exploration et mise en valeur pétrolière (États-Unis)	9,4 %	9,4 %
Brioche	Exploration et mise en valeur pétrolière (États-Unis)	100 %	100 %
Trinity West	Projet d'exploration pétrolière et gazière (États-Unis)	91,1 %	-

Les participations aux projets de Pan De Azcar, Black Jack Springs et Brioche ont été acquises dans le cadre des opérations réalisées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2012.

La valeur comptable totale de la participation de Aurora dans les actifs détenus par des projets contrôlés conjointement à la date de présentation de l'information s'élève à 1 221 585 000 \$ US (31 décembre 2012 - 952 182 000 \$ US).

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

30. INFORMATION FINANCIÈRE SUR LA SOCIÉTÉ MÈRE

L'information financière choisie de la société mère, Aurora Oil and Gas Limited, est présentée ci-dessous :

(a) Résumé de l'information financière

Les états financiers individuels de la société mère indiquent les montants totaux suivants :

	Société	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Actifs courants	5 169	3 018
Total des actifs	396 219	353 981
Passifs courants	2 413	2 877
Total des passifs	46 667	2 877
Apport de capitaux propres	405 148	405 169
Réserve pour paiements à base d'actions	17 046	13 004
Réserve liée à la juste valeur	(7 459)	(7 054)
Pertes cumulées	(65 183)	(60 015)
Total des capitaux propres	349 552	351 104
(Perte) de l'exercice	(5 167)	(4 583)
Total du résultat global pour l'exercice	(5 572)	(3 626)

(b) Garanties conclues par la société mère

La société mère a fourni une garantie au moyen d'un nantissement, à l'égard de la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang conclue par Aurora USA Oil and Gas Inc. le 8 novembre 2011 avec un consortium bancaire. La société mère a donné en garantie la totalité de la participation dans Aurora USA Oil and Gas Inc. (se reporter à la note 16, Emprunts).

(c) Passifs éventuels de la société mère

La société mère n'a pas de passifs éventuels au 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 - Néant).

(d) Engagements relatifs aux dépenses

La société mère a contracté les montants suivants pour les dépenses au 31 décembre 2013, pour lesquelles aucun montant n'a été présenté dans les états financiers :

	Société	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Loyer		
À payer :		
Moins de un an	378	615
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	1 265	1 890
Plus de cinq ans	-	-
	1 643	2 505

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

31. RAPPROCHEMENT DU RÉSULTAT APRÈS IMPÔTS AUX FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Résultat net pour l'exercice	116 430	58 846
(i) Ajout (moins) éléments non monétaires		
Charges d'amortissement, déplétion et dépréciation	83 632	39 161
Amortissement des coûts d'emprunt et escompte/prime sur la dette	4 402	2 927
Coûts liés à la prospection et à l'évaluation passés en charges	-	4 939
Charges relatives aux paiements à base d'actions	5 376	4 398
Gain net sur la vente d'actifs disponibles à la vente	-	(770)
Pertes nettes (gains nets) de change	294	(3 146)
(ii) Ajout / (retrait) des éléments classés comme activités d'investissement/de financement :		
Participation nette	(52)	(247)
Coûts d'emprunt	1 229	563
(iii) Variation des actifs et passifs pendant l'exercice		
Diminution (augmentation) des débiteurs	16 546	(73 273)
(Diminution)/augmentation des créditeurs	(2 787)	73 126
Augmentation du passif d'impôt différé	62 988	37 356
Augmentation des provisions pour les employés	172	242
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	288 230	144 122

Au 31 décembre 2013, le solde non tiré disponible au Groupe en vertu de la base d'emprunt sur la facilité de crédit renouvelable garantie de premier rang s'élevait à 300 000 000 \$ US (31 décembre 2012 - 120 000 000 \$ US) (se reporter à la note 16).

32. OPÉRATIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les opérations avec des parties liées sont effectuées dans des conditions normales de marchés qui ne sont pas plus favorables que celles accordées aux autres parties à moins d'avis contraire.

(a) Personnel clé de direction

Les informations à fournir sur le personnel clé de direction sont présentées en Note 27.

(b) Filiales

Les participations dans les filiales sont présentées en Note 28.

(c) Opérations avec des entités contrôlées en propriété exclusive

Aurora a consenti des prêts sans intérêts à ses entités contrôlées en propriété exclusive. Outre ces prêts, Aurora a couvert des dépenses au nom de ses entités contrôlées et fournit des services de soutien à Aurora USA Oil and Gas Limited et Eureka Energy Limited selon des conditions de marché. Ces avances additionnelles ont été consenties sans intérêts et sans modalités fixes de remboursement.

(d) Opérations avec d'autres parties liées

Aucune opération avec d'autres parties liées n'a été conclue en ce qui a trait à l'exercice terminé le 31 décembre 2013 (31 décembre 2012 - Néant).

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

33. RÉMUNÉRATION DES AUDITEURS

Au cours de l'exercice, les honoraires suivants ont été payés ou sont à payer pour des services fournis par l'auditeur du groupe consolidé et la société mère pour les services de comptabilité et de certification connexes et ses services autres que ceux d'audit.

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
(a) BDO Audit (WA) Pty Ltd pour :		
(i) Services d'audit et de certification		
Audit et examen des états financiers	319	345
Services de vérification diligente	37	87
Total de la rémunération de BDO Audit (WA) Pty Ltd	356	432
(b) BDO Corporate Tax (WA) Pty Ltd pour :		
(i) Services d'évaluation		
Avis de consultation sur la divulgation	-	2
Total de la rémunération de BDO Corporate Finance (WA) Pty Ltd	-	2
(c) BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour :		
(i) Autres services		
Services linguistiques pour la traduction des états financiers	-	58
Total de la rémunération de BDO Canada s.r.l./S.E.N.C.R.L.	-	58
Total de la rémunération des auditeurs	356	492

La politique du Groupe est d'embaucher BDO sur des affectations complémentaires aux missions d'audit statutaire au cours desquelles l'expertise, et l'expérience de BDO constitue un apport important au Groupe. Ces missions couvrent principalement la vérification diligente dans le cadre d'acquisitions, les services de traduction et les services liés à l'avis de divulgation des assemblées, ainsi que les cas où les services de BDO sont retenus sur une base concurrentielle pour des missions. La politique du Groupe est de faire des appels d'offres concurrentiels pour tous les projets de consultation importants.

34. ÉVENTUALITÉS

L'entité consolidée ne comptait aucun actif ou passif éventuel important à la date de présentation de l'information financière.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013

35. ENGAGEMENTS

Les dépenses en capital contractées à la date de présentation de l'information financière, mais non comptabilisées au passif, s'établissent comme suit :

	Consolidé	
	31 décembre 2013 en milliers de dollars américains	31 décembre 2012 en milliers de dollars américains
Biens pétroliers et gaziers		
À payer :		
Moins de un an	27 588	38 912
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	-	-
Plus de cinq ans	-	-
	27 588	38 912
Immobilisations corporelles		
À payer :		
Moins de un an	3 586	2 484
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	-	-
Plus de cinq ans	-	-
	3 586	2 484
Loyer		
À payer :		
Moins de un an	1 419	845
Après plus d'une année, mais moins de cinq ans	5 173	2 077
Plus de cinq ans	1 093	-
	7 685	2 922
Total des engagements	38 859	44 318

36. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les événements suivants se sont produits après la date de clôture de l'exercice :

- Le 3 février 2013, 2014, Aurora Oil & Gas Limited a communiqué au marché ses réserves en fin d'exercice 2013 qui ont été préparées par des ingénieurs indépendants de Ryder Scott Company LP qui se sont conformés aux exigences du Règlement 51-101. Pour une divulgation et une explication complètes des résultats, le lecteur est invité à consulter l'annonce datée du 3 février 2013.
- Le 7 février 2014, Aurora Oil & Gas Limited a annoncé qu'elle avait conclu un projet de concordat avec Baytex Energy Corp. (« Baytex »). Si le concordat est mis en œuvre, Baytex fera l'acquisition, par le biais d'une filiale en propriété exclusive, de la totalité de Aurora moyennant une contrepartie en trésorerie de 4,10 \$AU l'action. La mise en œuvre du concordat est assujettie au respect d'un certain nombre de conditions habituelles. Les administrateurs ont, à l'unanimité, recommandé aux actionnaires de Aurora de voter pour le concordat et ont l'intention de voter en fonction de toutes les actions dont ils ont le contrôle en faveur du concordat, en l'absence d'une offre supérieure et sujet à un examen d'expert indépendant concluant que le concordat sert au mieux les intérêts des actionnaires.

Exception faite des informations fournies ci-dessus, il n'y a pas eu d'événements depuis le 31 décembre 2013 susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'exploitation, les résultats ou l'état de la situation de l'entité consolidée et qui, autrement, n'est pas présentée dans les états financiers consolidés de l'entité consolidée.

ANNEXE B

ÉTATS FINANCIERS PRO FORMA DE BAYTEX

États financiers consolidés pro forma non audités

Baytex Energy Corp.

*Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour
l'exercice clos le 31 décembre 2013*

Avant-propos

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON AUDITÉS

Les états financiers consolidés pro forma non audités suivants tiennent compte de l'acquisition (l'« acquisition ») d'Aurora Oil & Gas Limited et de ses filiales (collectivement, « Aurora ») par Baytex Energy Corp. (« Baytex » ou la « Société »), laquelle a été comptabilisée en vertu de la méthode de l'acquisition, ainsi que de la restructuration financière (le « financement »). L'état consolidé de la situation financière pro forma non audité tient compte de l'acquisition et du financement comme si ceux-ci avaient été conclus le 31 mars 2014. Les comptes consolidés de résultat et de résultat global pro forma non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2014 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 tiennent compte de l'acquisition et du financement comme si ceux-ci avaient été conclus le 1^{er} janvier 2013.

Les états financiers consolidés pro forma non audités ne sont présentés qu'à titre indicatif. Les ajustements pro forma sont fondés sur l'information disponible et sur certaines hypothèses que nous jugeons raisonnables dans les circonstances, tel qu'il est décrit dans les notes annexes.

Les états financiers consolidés pro forma non audités sont fondés sur les états financiers consolidés de Baytex et d'Aurora au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les états financiers consolidés d'Aurora, qui étaient en dollars américains, ont été convertis en dollars canadiens. Les états financiers consolidés pro forma non audités, y compris les notes annexes, sont assujettis dans leur intégralité par référence aux états financiers consolidés historiques de Baytex et aux notes annexes, et devraient être lus parallèlement à ceux-ci, qui sont disponibles sur SEDAR, et aux états financiers consolidés historiques d'Aurora, y compris les notes annexes, qui sont inclus ailleurs dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

L'information pro forma qui est présentée, y compris la répartition du prix d'achat, est fondée sur les estimations provisoires de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris, sur les renseignements disponibles et des hypothèses, et pourrait faire l'objet d'une révision si des renseignements additionnels deviennent disponibles. Les ajustements réels qui seront apportés aux états financiers consolidés au moment de la clôture de l'acquisition et du financement sont tributaires d'un certain nombre de facteurs, y compris la disponibilité des renseignements additionnels et la valeur de l'actif net d'Aurora à la date de clôture de l'acquisition. Par conséquent, les ajustements réels différeront des ajustements pro forma, et les écarts pourraient être importants. Par exemple, la répartition définitive du prix d'achat dépend notamment de l'achèvement de l'évaluation des actifs et des passifs ainsi que des réserves. La juste valeur définitive de ces éléments reflétera l'évaluation d'un tiers indépendant et sera fondée sur la valeur réelle nette des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des passifs d'Aurora existants à la date de clôture de l'acquisition. Tout ajustement final pourrait modifier la répartition du prix d'achat, ce qui pourrait avoir une incidence sur la juste valeur attribuée aux actifs et aux passifs et donner lieu à des modifications aux états financiers consolidés pro forma non audités. La répartition du prix d'achat ne comprend pas le financement, lequel est présumé survenir immédiatement après l'acquisition.

Les ajustements pro forma sont nécessaires pour refléter le prix d'achat et les ajustements selon la méthode de l'acquisition en fonction des estimations provisoires de la juste valeur des actifs nets acquis d'Aurora. Les états financiers consolidés pro forma non audités ne reflètent pas toutes les efficacités opérationnelles et les économies de coûts qui pourraient être réalisées à l'égard des entreprises regroupées.

Baytex Energy Corp.
État consolidé de la situation financière pro forma
Au 31 mars 2014
(non audité)
(en milliers de dollars canadiens)

	Baytex Energy Corp.	Aurora Oil & Gas Limited	Note	Ajustements pro forma	Données consolidées pro forma
		[4b]			
ACTIF					
Actifs courants					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 340 \$	53 238 \$		—	55 578 \$
Créances clients et autres débiteurs	182 711	89 717		—	272 428
Stocks de pétrole brut	1 977	—		—	1 977
Autres actifs	36 662	—	[4o]	(36 662)	—
Dérivés financiers	33 681	—		—	33 681
Actifs détenus en vue de la vente	75 693	—		—	75 693
	333 064	142 955		(36 662)	439 357
Actifs non courants					
Actifs de prospection et d'évaluation	155 212	—	[4c]	215 953	371 165
Biens pétroliers et gaziers	2 321 187	1 760 673	[4c]	1 119 478	5 201 338
Autres immobilisations corporelles	29 699	—		—	29 699
Autres actifs	—	—	[4h], [4o]	9 800	9 800
Goodwill	37 755	—	[4c]	501 462	539 217
	2 876 917 \$	1 903 628 \$		1 810 031 \$	6 590 576 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES					
Passifs courants					
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	261 782 \$	182 013 \$		—	443 795 \$
Dividendes à payer aux actionnaires	27 817	—		—	27 817
Dérivés financiers	29 076	9 592		—	38 668
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente	12 124	—		—	12 124
	330 799	191 605		—	522 404
Passifs non courants					
Emprunt bancaire	300 564	114 951	[4f]	484 551	900 066
Dette à long terme	458 387	730 852	[4c], [4e], [4f]	151 424	1 340 663
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	224 891	3 516		—	228 407
			[4c], [4d], [4f], [4g], [4i]		
Passif d'impôt différé	270 703	185 619		433 567	889 889
Dérivés financiers	1 469	259		—	1 728
	1 586 813	1 226 801		1 069 542	3 883 156
Capitaux propres					
Capital social	2 046 549	447 718	[4j]	(447 718)	3 471 376
			[4a], [4d], [4o]	1 424 827	
Surplus d'apport	43 563	—		—	43 563
Réserves	—	(4 076)	[4j]	4 076	—
Cumul des autres éléments de perte globale	11 691	—		—	11 691
Déficit	(811 699)	233 185	[4f], [4g], [4j], [4o]	(240 696)	(819 210)
	1 290 104	676 827		740 489	2 707 420
	2 876 917 \$	1 903 628 \$		1 810 031 \$	6 590 576 \$

Baytex Energy Corp.
Compte consolidé de résultat et de résultat global pro forma
Pour le trimestre clos le 31 mars 2014
(non audité)
(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Baytex Energy Corp.	Aurora Oil & Gas Limited	Note	Ajustements pro forma	Données consolidées pro forma
	[4b]				
Produits, déduction faite des redevances	310 929 \$	141 952 \$		– \$	452 881 \$
Charges					
Frais de production et charges d'exploitation	68 835	11 694		–	80 529
Frais de transport et de fluidification	44 903	6 372		–	51 275
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	10 610	40		–	10 650
Amortissement pour déplétion	88 593	24 354	[4n]	58 352	171 299
Frais généraux et administratifs	11 899	7 329		–	19 228
Rémunération fondée sur des actions	7 855	1 324		–	9 179
Coûts de financement	12 589	17 759	[4e], [4f]	1 488	31 835
Perte sur les dérivés financiers	(7 078)	–		–	(7 078)
Perte de change	4 518	–		–	4 518
	242 724	68 872		59 840	371 435
Bénéfice net avant impôt	68 205	73 080		(59 840)	81 446
Charge d'impôt sur le résultat					
Charge d'impôt différé	20 364	25 578	[4e], [4f], [4n]	(17 663)	28 279
	20 364	25 578		(17 663)	28 279
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	47 841	47 502		(42 177)	53 167
Autres éléments du résultat global					
Variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres et des couvertures de flux de trésorerie	–	2 389		–	2 389
Écart de change	(10 207)	–		–	(10 207)
Résultat global	58 048 \$	45 113 \$		(42 177) \$	60 985 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation					
De base	125 939		[4k]	38 434	164 373
Dilué	127 250		[4k]	38 434	165 684
Bénéfice par action ordinaire					
De base	0,38 \$		[4k]		0,32 \$
Dilué	0,38 \$		[4k]		0,32 \$

Baytex Energy Corp.
Compte consolidé de résultat et de résultat global pro forma
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(non audité)
(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Baytex Energy Corp.	Aurora Oil & Gas Limited	Note	Ajustements pro forma	Données consolidées pro forma
	[4b]				
Produits, déduction faite des redevances	1 115 410 \$	406 639 \$		– \$	1 522 049 \$
Charges					
Frais de production et charges d'exploitation	275 519	28 154		–	303 673
Frais de transport et de fluidification	158 841	15 202		–	174 043
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	10 286	518		–	10 804
Amortissement pour déplétion	328 953	86 133	[4n]	160 387	575 473
Frais généraux et administratifs	45 461	24 684		–	70 145
Rémunération fondée sur des actions	32 341	5 537		–	37 878
Coûts de financement	50 335	61 272	[4e], [4f]	7 003	118 610
Perte sur les dérivés financiers	13 132	–		–	13 132
Perte de change	3 906	356		–	4 262
Profit au dessaisissement de biens pétroliers et gaziers	(21 011)	–		–	(21 011)
	897 763	221 856		167 389	1 287 008
Bénéfice net avant impôt	217 647	184 783		(167 389)	235 041
Charge d'impôt sur le résultat					
Économie d'impôt exigible	(6 821)	–		–	(6 821)
			[4e], [4f], [4n]		
Charge d'impôt différé	59 623	64 871		(46 193)	78 301
	52 802	64 871		(46 193)	71 480
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	164 845	119 912		(121 196)	163 561
Autres éléments du résultat global					
Variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres et des couvertures de flux de trésorerie	–	3 447		–	3 447
Écart de change	(13 946)	–		–	(13 946)
Résultat global	178 791 \$	116 465 \$		(121 196) \$	174 060 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation					
De base	123 749		[4k]	38 434	162 183
Dilué	125 394		[4k]	38 434	163 828
Bénéfice par action ordinaire					
De base	1,33 \$		[4k]		1,01 \$
Dilué	1,32 \$		[4k]		1,00 \$

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

**Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)**

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints tiennent compte de l'acquisition (l'« acquisition ») d'Aurora Oil & Gas Limited et de ses filiales (collectivement, « Aurora ») par Baytex Energy Corp. (« Baytex » ou la « Société »), telle qu'elle est décrite dans le prospectus simplifié daté du 18 février 2014 (le « prospectus »), ainsi que de la restructuration financière (le « financement »), telle qu'elle est décrite dans la notice d'offre datée du 29 mai 2014 (la « notice d'offre »). Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints ont été préparés par la direction de Baytex et sont tirés des états financiers consolidés non audités et audités de Baytex au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, respectivement, ainsi que des états financiers consolidés non audités et audités d'Aurora au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, respectivement.

Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints sont fondés sur les mêmes méthodes comptables que celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés non audités de Baytex au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et dans les états financiers consolidés audités au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date, et ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, qui sont conformes aux Normes internationales d'information financière telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board.

L'état consolidé de la situation financière pro forma non audité ci-joint reflète l'acquisition et le financement comme s'ils avaient pris effet le 31 mars 2014, tandis que les comptes consolidés de résultat et de résultat global pro forma non audités ci-joints reflètent l'acquisition et le financement comme s'ils avaient pris effet le 1^{er} janvier 2013. Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats qui auraient été obtenus si les opérations reflétées aux présentes avaient été conclues aux dates indiquées ou des résultats qui pourraient être obtenus dans l'avenir. Par exemple, la répartition réelle du prix d'achat reflétera la juste valeur, à la date de l'acquisition, des actifs acquis et des passifs repris, calculée d'après l'évaluation des actifs et des passifs par la Société à la suite de la clôture de l'acquisition. Par conséquent, la répartition définitive du prix d'achat pourrait différer de façon importante de la répartition provisoire reflétée aux présentes. Plus particulièrement, les états financiers consolidés pro forma non audités, le prix d'achat et la répartition du prix d'achat ne reflètent pas les changements apportés au fonds de roulement ou aux emprunts d'Aurora après le 31 mars 2014 ni les fluctuations des taux de change après le 31 mars 2014.

Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints doivent être lus en parallèle avec la description de l'acquisition et du financement connexe ainsi que de la restructuration financière figurant dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, les états financiers consolidés audités et non audités d'Aurora, y compris les notes annexes, inclus dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, de même qu'avec les états financiers consolidés audités et non audités de Baytex, y compris les notes annexes, qui sont disponibles sur SEDAR.

Les hypothèses sous-jacentes aux ajustements pro forma constituent une base raisonnable pour illustrer les principales incidences financières directement attribuables à l'acquisition et au financement. Ces ajustements pro forma sont provisoires et sont fondés sur l'information financière actuellement disponible et sur certaines estimations et hypothèses. Les ajustements réels qui seront apportés aux états financiers consolidés sont tributaires d'un certain nombre de facteurs. Par conséquent, les ajustements réels différeront des ajustements pro forma, et les écarts pourraient être importants.

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

**Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)**

2. DESCRIPTION DE L'ACQUISITION

En vertu d'une entente et d'un plan de fusion entre Baytex, certaines filiales de Baytex et Aurora, Baytex a acquis indirectement toutes les actions ordinaires en circulation d'Aurora à un prix de 4,20 \$ AU l'action. Le coût d'acquisition comprend l'achat de toutes les actions en circulation, y compris les actions émises aux fins des options sur actions et des actions liées au rendement dont les droits seront acquis au moment de l'acquisition; la reprise de la dette existante d'Aurora, qui était évaluée à environ 846 M\$ au 31 mars 2014; ainsi que les coûts directement liés à la transaction qui sont estimés à 41 M\$ après impôt.

Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints indiquent que l'acquisition a été financée au moyen du produit de l'émission d'actions ordinaires d'un montant de 1,5 G\$ et que le solde a été financé par l'émission de titres de créance additionnels de 543 M\$ (tel qu'il est décrit plus en détail ci-dessous).

3. DESCRIPTION DU FINANCEMENT

Le 22 avril 2014, Baytex a lancé des offres publiques d'achat au comptant et a entrepris la sollicitation de consentements visant les billets de premier rang d'une valeur nominale de 665 M\$ US d'Aurora USA Oil & Gas, Inc. (une filiale en propriété exclusive d'Aurora) (les « billets de premier rang d'Aurora ») en vue du remboursement anticipé de ces instruments immédiatement après la conclusion de l'acquisition, qui sera financée par l'émission immédiate par Baytex de billets de premier rang non garantis d'un montant en capital de 800 M\$ US. Baytex a reçu des offres et des consentements valides pour pratiquement tous les billets de premier rang d'Aurora.

Les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints fournissent des renseignements sur le financement, y compris sur l'actif d'impôt différé et les économies d'intérêts et d'impôts additionnelles liés aux billets de remplacement (tel qu'il est décrit plus en détail ci-dessous).

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA*

[a] Prix d'achat et structure de financement

Le tableau suivant présente le prix d'achat et la structure de financement pour l'acquisition et le financement qui ont été reflétés dans les états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints.

Coût d'acquisition

Prix d'achat non ajusté	1 919 173	\$
Dette à long terme d'Aurora reprise (notes 2 et 3)	845 803	
Prix d'achat	2 764 976	\$
Coûts d'acquisition, avant impôt (note 4g)	52 000	
Coûts de financement, avant impôt (note 4h)	9 800	
Coût d'acquisition	2 826 776	\$

Exigences de financement de l'acquisition

Prix d'achat	2 764 976	\$
Dette à long terme d'Aurora reprise (notes 2 et 3)	(845 803)	
Frais d'émission d'actions ordinaires, avant impôt (note 4d)	93 623	
Coûts d'acquisition, avant impôt (note 4g)	52 000	
Coûts de financement, avant impôt (note 4h)	9 800	
Trésorerie acquise	(53 238)	
Exigences de financement nettes	2 021 358	\$

Coûts de financement

Excédent du montant de l'offre publique d'achat par rapport au montant en capital	87 468	\$
Intérêts courus sur les billets de premier rang d'Aurora, avant impôt	17 673	
Coûts de financement des billets de remplacement, avant impôt (note 4h)	19 185	
Coûts de financement	124 326	\$

Exigences de financement de l'opération de financement

Offre d'achat de billets de premier rang non garantis (note 4f)	806 716	\$
Intérêts courus sur les billets de premier rang d'Aurora, avant impôt	17 673	
Coûts de financement des billets de remplacement, avant impôt (note 4h)	19 185	
Exigences de financement nettes	843 574	\$

Structure de financement présumée de l'acquisition et du financement

Dette à long terme d'Aurora reprise, après refinancement (note 4f)	843 574	\$
Dette à long terme d'Aurora reprise, non refinancée	114 951	
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission et avant impôt (note 4d)	1 401 421	
Fonds de roulement de Baytex lié à l'acquisition (note 4o)	36 662	
Accroissement de la dette à long terme (note 4e)	542 889	
	2 939 497	\$

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] États financiers consolidés d'Aurora – monnaie de présentation et reclassement

Les chiffres présentés dans l'état consolidé de la situation financière et dans les comptes consolidés de résultat et de résultat global d'Aurora ont été ajustés par rapport à ceux qui ont été présentés auparavant par Aurora afin de refléter la conversion des dollars américains en dollars canadiens et certains reclassements liés à la présentation. Les ajustements sont décrits plus en détail ci-dessous.

Les actifs et les passifs d'Aurora, dont la monnaie fonctionnelle et de présentation est le dollar américain, ont été convertis en dollars canadiens à des fins de présentation de l'information pro forma, au taux de change en vigueur à la date de l'état consolidé de la situation financière pro forma non audité. Les produits et les charges liés aux activités d'Aurora sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière. Les taux de change suivants ont été utilisés dans les états financiers consolidés pro forma non audités :

État de la situation financière (\$ US/\$ CA)

Cours de change au comptant – 31 mars 2014	1,1053
--	--------

Compte de résultat (\$ US/\$ CA)

Taux moyen – du 1 ^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013	1,0299
--	--------

Taux moyen – du 1 ^{er} janvier 2014 au 31 mars 2014	1,1035
--	--------

Le prix d'achat était libellé en dollars australiens et a été converti en dollars canadiens selon le taux 1 \$ australien = 0,9756 \$ canadien, soit le taux de change au 31 mars 2014.

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] États financiers consolidés d'Aurora – monnaie de présentation et reclassement (suite)

État consolidé de la situation financière pro forma
Au 31 mars 2014
(non audité)

	Données publiées par Aurora Oil & Gas Limited (en \$ US)	Note	Ajustements de reclassement	Écarts de change	Données pro forma d'Aurora Oil & Gas Limited (en \$ CA)
ACTIF					
Actifs courants					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	48 166 \$		–	5 072 \$	53 238 \$
Créances clients et autres débiteurs	80 982	[4m]	188	8 547	89 717
	129 148		188	13 619	142 955
Actifs non courants					
Autres actifs financiers	188	[4m]	(188)	–	–
Immobilisations corporelles	172 263		(172 263)	–	–
Biens pétroliers et gaziers	1 420 674		172 263	167 736	1 760 673
Instruments financiers dérivés	–		–	–	–
	1 722 273 \$		– \$	181 355 \$	1 903 628 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES					
Passifs courants					
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	164 046 \$	[4m]	627 \$	17 340 \$	182 013 \$
Instruments financiers dérivés	8 678		–	914	9 592
Provisions	627	[4m]	(627)	–	–
	173 351		–	18 254	191 605
Passifs non courants					
Emprunts – Facilités	104 000		–	10 951	114 951
Emprunts – Débentures	661 225		–	69 627	730 852
Passifs d'impôt différé	167 935		–	17 684	185 619
Instruments financiers dérivés	234		–	25	259
Provisions	3 181		–	335	3 516
	1 109 926		–	116 876	1 226 802
Capitaux propres					
Capital d'apport	405 065		–	42 653	447 718
Réserves au titre des paiements fondés sur des actions	17 537		–	1 847	19 384
Réserve au titre de la juste valeur	(7 481)		–	(788)	(8 269)
Réserve au titre du change	(7 505)		–	(790)	(8 295)
Réserve au titre des couvertures des flux de trésorerie	(6 239)		–	(658)	(6 897)
Bénéfices non distribués	210 970		–	22 215	233 185
	612 347		–	64 479	676 826
	1 722 273 \$		– \$	181 355 \$	1 903 628 \$

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] États financiers consolidés d'Aurora – monnaie de présentation et reclassement (suite)

Compte consolidé de résultat et de résultat global pro forma
Pour le trimestre clos le 31 mars 2014
(non audité)

	Données publiées par Aurora Oil & Gas Limited	Note	Ajustements de reclassement	Écarts de change	Données consolidées pro forma d'Aurora Oil & Gas Limited
	(en \$ US)				(en \$ CA)
Produits, déduction faite des redevances	182 364 \$	[4m]	(56 862) \$	12 989 \$	138 491 \$
Autres produits	3 136		–	325	3 461
Charges					
Redevances	47 855	[4m]	(47 855)	–	–
Frais de production et charges d'exploitation	25 378	[4m]	(14 781)	1 097	11 694
Frais de transport	–	[4m]	5 774	598	6 372
Frais administratifs	6 642		–	687	7 329
Amortissements pour déplétion	22 070		–	2 284	24 354
Charge au titre du paiement fondé sur des actions	1 200		–	124	1 324
Coûts de financement	16 093		–	1 666	17 759
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	36		–	4	40
	119 274		(56 862)	6 460	68 872
Bénéfice net avant impôt	66 226		–	6 854	73 080
Charge d'impôt sur le résultat	23 179		–	2 399	25 578
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	43 047		–	4 455	47 502
Autres éléments du résultat global					
Variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres	22		–	2	24
Variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	2 143		–	222	2 365
Résultat global	40 882 \$		– \$	4 231 \$	45 113 \$

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] États financiers consolidés d'Aurora – monnaie de présentation et reclassement (suite)

Compte consolidé de résultat et de résultat global pro forma
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(non audité)

	Données publiées par Aurora Oil & Gas Limited	Note	Ajustements de reclassement	Écarts de change	Données consolidées pro forma d'Aurora Oil & Gas Limited
	(en \$ US)				(en \$ CA)
Produits tirés des activités poursuivies	562 766 \$	[4m]	(168 097) \$	11 801 \$	406 470 \$
Autres produits	164			5	169
Charges					
Redevances	149 429	[4m]	(149 429)	–	–
Frais de production et charges d'exploitation	60 766	[4m]	(33 429)	817	28 154
Frais de transport	–	[4m]	14 761	441	15 202
Frais administratifs	23 967		–	717	24 684
Amortissements pour déplétion	83 632		–	2 501	86 133
Charge au titre du paiement fondé sur des actions	5 376		–	161	5 537
Coûts de financement	59 493		–	1 779	61 272
Charge au titre de la prospection et de l'évaluation	503		–	15	518
Perte de change	346		–	10	356
	383 512		(168 097)	6 441	221 856
Bénéfice net avant impôt	179 418		–	5 365	184 783
Charge d'impôt sur le résultat	62 988		–	1 883	64 871
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la Société	116 430		–	3 482	119 912
Autres éléments du résultat global					
Variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres	405		–	12	417
Variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	2 942		–	88	3 030
Résultat global	113 083 \$		– \$	3 382 \$	116 465 \$

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[c] Répartition du prix d'achat net

Le prix d'achat net a été attribué aux justes valeurs estimatives des actifs et des passifs nets d'Aurora au 31 mars 2014, conformément à la méthode de l'acquisition, comme suit :

	Aurora	Ajustements à la juste valeur et autres ajustements	Total, montant net
Actifs acquis :			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	53 238 \$	—	53 238 \$
Débiteurs	89 717	—	89 717
Total des actifs courants	142 955	—	142 955
Actifs de prospection et d'évaluation	—	215 953	215 953
Actifs pétroliers et gaziers et autres actifs	1 760 673	1 119 478	2 880 151
	<u>1 903 628 \$</u>	<u>1 335 431</u>	<u>3 239 059 \$</u>
Passifs repris :			
Créditeurs et autres passifs courants	182 013 \$	—	182 013 \$
Dérivés financiers	9 592	—	9 592
Total des passifs courants	191 605		191 605
Dettes à long terme	845 803	93 085	938 888
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	3 516	—	3 516
Passif d'impôt différé	185 619	501 462	687 081
Dérivés financiers	259	—	259
	<u>1 226 802 \$</u>	<u>594 547</u>	<u>1 821 349 \$</u>
Actifs nets à la juste valeur, au 31 mars 2014			<u>1 417 711</u>
Prix d'achat, avant la dette reprise			<u>1 919 173</u>
Goodwill			<u>501 463 \$</u>

L'ajustement à la juste valeur des actifs pétroliers et gaziers et des actifs de prospection et d'évaluation tient compte de la valeur des ressources acquises en fonction de l'évaluation de la direction à l'égard des prix futurs, de l'échéancier de la mise en valeur, des profils de production et des risques. La juste valeur de la dette à long terme reflète les valeurs de marché des deux tranches des billets d'Aurora et les montants reçus au moment de l'exercice d'options d'Aurora en cas de changement de contrôle. Le goodwill et le passif d'impôt différé découlent de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs acquis. Le goodwill n'est pas déductible aux fins de l'impôt.

La répartition du prix d'achat ne tient pas compte de l'incidence du financement, lequel est survenu immédiatement après l'acquisition.

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[d] Émission d'actions ordinaires

Le financement de l'acquisition consiste en l'émission d'environ 38,4 millions d'actions ordinaires de Baytex au prix de 38,90 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,5 G\$. Le total des coûts de prise ferme est estimé à 4 % du produit brut (ou environ 60 M\$). Ce montant, jumelé à un équivalent de dividendes d'environ 33,8 M\$ sur les actions ordinaires entières liées aux reçus de souscription qui a été payé à l'émission des actions ordinaires, donnera lieu à des économies d'impôt différé connexes d'environ 23,4 M\$ d'après le taux d'imposition prévu par la loi de 25 % pour la Société.

[e] Accroissement de la dette à long terme lié à l'acquisition

Le financement de l'acquisition consiste en l'émission de titres de créance d'environ 543 M\$. Le montant est principalement prélevé sur la nouvelle facilité d'emprunt consortiale prorogeable, qui est passée de 850 M\$ à 1,2 G\$, et sur un nouveau prêt à terme de 200 M\$. Les frais d'émission estimatifs au titre de la dette d'environ 9,8 M\$ seront différés et amortis sur la durée des instruments de créance et inclus dans les coûts de financement (note 4h). Le taux d'intérêt estimatif s'établirait à 4 %, ce qui donnerait lieu à des charges d'intérêts additionnelles de 21,7 M\$ et de 5,4 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement. Ces charges d'intérêts additionnelles donneraient lieu à des économies d'impôt différé connexes de 5,4 M\$ et de 1,4 M\$, respectivement, d'après le taux d'imposition prévu par la loi de 25 % pour la Société.

[f] Accroissement de la dette à long terme lié au financement

Le 22 avril 2014, Baytex a lancé des offres publiques d'achat au comptant et a entrepris la sollicitation de consentements visant le capital non remboursé courant de tous les billets de premier rang à 9,875 % échéant en 2017, d'une valeur de 365 M\$ US (les « billets à 9,875 % »), et le capital non remboursé courant des billets de premier rang à 7,50 % échéant en 2020, d'une valeur de 300 M\$ US (les « billets à 7,50 % »), d'Aurora USA Oil & Gas, Inc. Au 11 juin 2014, Baytex avait reçu des offres et des consentements valides à l'égard de 97,84 % du capital total non remboursé des billets à 9,875 % et de 97,87 % du capital total non remboursé des billets à 7,50 %. Ces remboursements anticipés ont entraîné le versement d'une prime aux porteurs correspondant à 1 107,34 \$ US et 1 138,97 \$ US par tranche de 1 000 \$ US de capital des billets à 9,875 % et des billets à 7,50 %, respectivement. Le coût total engagé pour réaliser les offres publiques d'achat s'est élevé à environ 806,7 M\$. Le remboursement des billets de premier rang d'Aurora a donné lieu à un actif d'impôt différé correspondant d'environ 30,6 M\$ découlant de la prime versée au moment du remboursement des billets de premier rang d'Aurora, selon l'utilisation du taux d'imposition américain prévu par la loi de 35 % pour Aurora.

Le financement consiste en l'émission par Baytex de billets de premier rang non garantis d'un montant en capital de 400 M\$ US, qui portent intérêt au taux de 5,125 %, payables chaque semestre, et dont le capital est remboursable en 2021, ainsi que de billets de premier rang non garantis d'un montant en capital de 400 M\$ US, qui portent intérêt à 5,625 %, payables chaque semestre, et dont le capital est remboursable en 2024 (les « billets de remplacement »). Des frais d'émission de titres de créance estimatifs de 19,2 M\$ ont été engagés pour l'émission des billets de remplacement (note 4h) et Baytex prévoit engager des charges d'intérêts d'environ 43,0 M\$ US par année, ce qui entraînerait des économies d'intérêts d'environ 14,7 M\$ et de 3,9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement, par rapport aux billets de premier rang d'Aurora. Les billets de remplacement entraîneraient également des économies d'impôt additionnelles d'environ 15,4 M\$ et 4,1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement.

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[g] Coûts d'acquisition

Les coûts d'acquisition estimatifs s'élèvent à environ 52 M\$, ou environ 41 M\$, déduction faite de l'impôt différé. Les coûts d'acquisition sont composés des frais estimatifs liés à l'achat de dollars australiens, à la comptabilité, à la fiscalité et aux services juridiques et des autres coûts estimatifs liés à la clôture de l'acquisition.

[h] Coûts de financement

Les coûts de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014 tiennent compte des coûts de financement liés à l'acquisition et au financement. Les coûts de financement liés à l'acquisition seront différés et amortis sur leur durée respective. Les coûts de financement liés au financement sont portés en diminution de la dette à long terme et amortis en résultat net au taux d'intérêt effectif.

Coûts de financement liés à l'acquisition et au financement

Acquisition (note 4e)	9 800 \$
Financement (note 4f)	19 185
Total	28 985 \$

[i] Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat qui s'applique aux ajustements pro forma est calculé d'après les taux d'imposition moyens de Baytex de 25 % (taux canadien) et de 35 % (taux américain) pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014. Les actifs et les passifs d'impôt différé représentent l'impôt cumulatif applicable aux différences temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient s'appliquer lorsque les écarts se résorberont. Aux fins des états financiers consolidés pro forma non audités ci-joints, des taux relatifs à l'impôt différé de 25 % (taux canadien) et de 35 % (taux américain) ont été utilisés.

[j] Soldes historiques des capitaux propres d'Aurora

Les soldes historiques des capitaux propres d'Aurora, qui comprennent les bénéfices non distribués, les réserves au titre du paiement fondé sur des actions, certaines autres réserves et le capital d'apport, ont été éliminés.

[k] Bénéfice par action ordinaire

Le calcul du bénéfice par action ordinaire pro forma pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014 reflète l'émission d'environ 38,4 millions d'actions ordinaires de Baytex comme si elle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2013.

[l] Plan incitatif à long terme d'Aurora

Le prix d'achat d'Aurora comprend le versement d'un montant d'environ 17,5 M\$ lié aux options sur actions et aux droits fondés sur la performance détenus par les administrateurs et les employés d'Aurora.

BAYTEX ENERGY CORP.

Notes annexes

Au 31 mars 2014 et pour le trimestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013
(en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

4. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[m] Reclassements à des fins de conformité de la présentation

Certains montants du compte de résultat d'Aurora ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à celle de Baytex. Des redevances de 149,4 M\$ US et de 47,9 M\$ US ont été reclassées des redevances aux produits, déduction faite des redevances, pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement. Des redevances de 18,7 M\$ US et de 9,0 M\$ US ont été reclassées des frais de production et charges opérationnelles aux produits, déduction faite des redevances, pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement. Des frais de transport de 14,8 M\$ US et de 5,8 M\$ US ont été reclassés des frais de production et charges opérationnelles aux frais de transport et de fluidification pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le trimestre clos le 31 mars 2014, respectivement. L'état de la situation financière d'Aurora a été ajusté afin de reclasser les autres actifs financiers, dont une participation en titres de capitaux propres dans une société ouverte, dans les créances clients et autres débiteurs, et les Provisions – Passifs courants dans les dettes fournisseurs et autres créditeurs. Des immobilisations corporelles ont été reclassées dans les biens pétroliers et gaziers.

[n] Amortissement pour déplétion

Contrairement à Aurora, Baytex inclut les frais de mise en valeur futurs, relativement à la base non renouvelable, dans la charge d'amortissement estimative. Les deux pratiques sont acceptables en vertu des IFRS, et l'ajustement a été apporté afin de favoriser la cohérence et la comparabilité.

[o] Coûts de prise ferme et coûts de financement

Certains coûts de prise ferme et de financement ont été engagés avant le 31 mars 2014. Les coûts de prise ferme ont été reclassés pour contrebalancer le produit de l'émission des actions dans le capital social (voir la note 4d), et les coûts de financement seront différés et amortis sur leur durée respective (voir la note 4h).

ANNEXE C

INFORMATION CONCERNANT AURORA

Généralités

Aurora est une société pétrolière et gazière qui exerce ses activités exclusivement aux États-Unis. Son principal actif consiste en 22 200 acres nettes (80 200 acres brutes) de terrains dans le champ Sugarkane situé dans le Sud du Texas, au cœur d'Eagle Ford riche en liquides. La production brute au premier trimestre de 2014 d'Aurora s'est établie en moyenne à 28 671 bep/j (81 % de pétrole et de LGN). Le champ Sugarkane est un champ qui a été largement délimité dont l'infrastructure en place devrait faciliter une éventuelle croissance de la production annuelle. Aurora détient en outre environ 14 000 acres nettes dans la zone pétrolière Eaglebine en direction régionale du bassin Eagle Ford.

Description des principaux terrains

Le champ Sugarkane

La principale activité d'Aurora a consisté en la mise en valeurs de ses participations dans le champ Sugarkane. Le champ Sugarkane a été découvert en 2006 et couvre une zone délimitée de plus de 200 000 acres. Le champ Sugarkane s'étend sur plusieurs comtés, à savoir les comtés de Karnes, de Live Oak, d'Atascosa, de Bee, de De Witt, de Dimmit, de Frio, de Gonzales, de LaSalle, de McMullen, de Wilson et de Zavala dans le Sud du Texas et comprend les désignations de champs Sugarkane et Eagleville établies par la *Railroad Commission of Texas*. Le gisement est situé entre la formation Austin Chalk et la formation Buda prédominantes le long de la côte du golfe du Mexique, au Texas et dans le Sud du Texas.

La production de gaz de schiste non conventionnelle est généralement caractérisée par des taux de production centrale initialement élevés, puis par une baisse marquée des taux de production et par des périodes de production de résidus prolongées. La majeure partie des terrains d'Aurora sont situés dans la zone centrale de l'axe schisteux d'Eagle Ford. Les terrains d'Aurora se trouvent principalement dans la zone riche en condensats, et s'étendent de jusqu'à la zone de pétrole volatil vers le nord-ouest à de moindres profondeurs. Le champ Sugarkane est soumis à des surpressions (gradient barométrique de 0,8 psi/f), ce qui accroît les taux de production initiaux et le taux de récupération des réserves finales estimatives par puits. La forte teneur en liquides et les taux de production élevés donnent un attrait économique intéressant aux puits de développement. Selon le prix des produits de base réalisés par Aurora pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, environ 94 % des produits des activités ordinaires d'Aurora provenaient des ventes de pétrole et de liquides de gaz naturel, le reste provenant des ventes de gaz naturel.

Actifs non exploités

Aurora détient des PD dans environ 77 400 acres brutes sur quatre ZIC dans le champ Sugarkane, ainsi que des participations dans des puits, des infrastructures de chantier et des biens connexes dans ces ZIC. Marathon est l'exploitant de la totalité des terrains et des autres biens dans ces ZIC du champ Sugarkane. Environ 97 % de ces terrains non exploités sont détenus aux termes d'une entente de production.

Actifs exploités

Le 29 mars 2013, Aurora a acquis l'actif acquis en 2013, qui chevauche un terrain d'environ 2 800 acres brutes composé de deux blocs consolidés (soit Heard Ranch et Axle Tree Ranch), situés dans la zone de l'axe schisteux d'Eagle Ford riche en liquides et qui sont adjacents ou presque adjacents aux ZIC du champ Sugarkane existant d'Aurora exploitées par Marathon. Ce terrain est entièrement détenu aux termes d'une entente de production. Aurora est l'exploitant de l'actif acquis en 2013.

Avoirs fonciers

Aurora détient différentes PD dans quatre ZIC dans le champ Sugarkane : i) Sugarloaf; ii) Longhorn; iii) Ipanema; et iv) Excelsior. Aurora détient une PD exclusive dans l'actif acquis en 2013. Le tableau suivant fait état de ces PD et de la superficie en acres brutes et en acres nettes estimative au 31 décembre 2013 :

	Participation directe	Acres brutes	Acres nettes
ZIC Sugarloaf	28,1 %	24 000	6 750
ZIC Longhorn	31,9 %	28 500	9 100
ZIC Ipanema	36,4 %	4 800	1 750
ZIC Excelsior.....	9,1 %	20 100	1 800
Superficie exploitée	100,0 %	2 800	2 800
Total de la superficie du champ Sugarkane.....		80 200	22 200

Accords d'exploitation visant les principaux terrains d'Aurora

Les activités menées dans chacune des ZIC du champ Sugarkane sont régies par un AEC, les participations d'Aurora dans les ZIC Sugarloaf, Longhorn et Ipanema sont également assujetties à des conventions d'amodiation. Les participations et activités d'Aurora visant l'actif acquis en 2013 ne sont pas assujetties à des AEC ni à des conventions d'amodiation.

Les conventions d'amodiation incitent les exploitants à forer des puits producteurs en échange d'une PD dans ceux-ci et, en règle générale, dans cette ZIC. Aux termes des conventions d'amodiation d'Aurora, Aurora ne détient aucune PD dans les puits amodiés tant que chaque programme d'amodiation n'atteint pas le seuil de recouvrement, ce qui n'a toutefois aucune incidence sur ses PD après amodiation dans d'autres puits faisant partie de la zone visée par la même convention. Le recouvrement est atteint lorsque l'amodiataire perçoit les revenus de la PD, déduction faite des coûts d'exploitation, dont le montant correspond aux coûts engagés par l'amodiataire pour chaque programme d'amodiation distinct. L'amodiataire a le droit de recevoir le rendement prioritaire tiré de chaque programme d'amodiation jusqu'au remboursement intégral des coûts, majorés d'une somme équivalente à un taux de rendement interne de 12 %. Les PD d'Aurora sont présentées ci-dessus selon les participations dans la zone visée par la convention (après paiement) et non par puits. Lorsque le seuil de recouvrement est atteint, Aurora commence à toucher une participation dans la production du puits faisant partie du programme d'amodiation conformément à ce qui est prévu dans les conventions d'amodiation. En date du 31 décembre 2013, trois puits dans la ZIC Longhorn et un puits dans la ZIC Ipanema n'avaient pas encore atteint le seuil de recouvrement. Le seuil de recouvrement a été atteint pour l'ensemble des puits amodiés dans Sugarloaf, et Aurora touche maintenant des revenus en fonction de ses PD dans trois puits qui faisaient l'objet d'une convention d'amodiation.

L'AEC établit le pouvoir de l'associé qui agit à titre d'exploitant de la ZIC et définit les responsabilités de chacune des parties. Il précise notamment les droits des détenteurs de la PD, à savoir la participation dans les puits, l'accès aux concessions nouvellement acquises dans une zone donnée, la part des produits des activités ordinaires distribués et l'accès à l'information. Marathon est l'exploitant aux termes de chaque AEC régissant les quatre ZIC du champ Sugarkane. Les AEC relatifs à chacune des ZIC d'Aurora comportent essentiellement des modalités similaires qui sont exposées plus en détail ci-après.

Partage des coûts et de la production

En règle générale, aux termes de chaque AEC, l'exploitant, prend en charge les coûts initiaux associés aux activités de forage et les coûts connexes, y compris les dépenses liées à l'équipement, les charges liées à la main-d'œuvre, les redevances, les dépenses liées à l'examen des titres, les frais juridiques, les taxes et les frais d'assurance. Il a le droit d'être remboursé par les autres parties à l'AEC concerné, et qui ont choisi de participer à l'exploitation, en proportion de leur PD respective et peut demander à ce que certaines dépenses et certains coûts en capital estimatifs lui soient payés d'avance. De la même manière, la production de pétrole et de gaz naturel provenant de la ZIC concernée est partagée entre les participants de la ZIC en fonction de leur PD respective dans cette même ZIC, sous réserve de toute convention notamment d'amodiation ou de redevances ayant une incidence sur la PD du participant. La PD que détient actuellement Aurora s'élève à 28,1 % dans Sugarloaf, 31,9 % dans Longhorn, 36,4 % dans Ipanema et 9,1 % dans Excelsior.

Aux termes de l'AEC, l'exploitant n'est nullement tenu de fournir un calendrier de ses activités ou de ses dépenses futures à long terme. L'exploitant a toutefois établi et fourni à Aurora un programme et un budget de forage 2014 et Aurora s'attend à recevoir un avis de quelque modification importante apportée au programme.

Participation des parties et renonciation à la PD

En règle générale, l'exploitant établit le programme de forage; toutefois, chaque partie à un AEC peut, en tout temps, proposer le forage d'un nouveau puits ou le réaménagement de puits existants faisant partie de la ZIC à laquelle il participe. La partie qui fait la proposition doit consulter les autres parties à l'AEC au moins 30 jours avant la remise de l'avis de cette proposition aux autres parties, lequel doit comprendre ou être accompagné d'un rapport présentant de façon détaillée, entre autres, le coût estimatif des opérations proposées. Après avoir reçu cet avis, les autres parties à l'AEC ont 30 jours (ou 24 heures, si un appareil de forage est déjà sur place) pour accepter de prendre en charge une partie des coûts associés à l'opération proposée. Si une partie refuse ou ne donne pas sa réponse dans les délais prévus, elle n'aura pas à prendre en charge une partie des coûts associés à l'opération proposée. Toutefois, elle renoncera du même coup à ses droits à la production de pétrole et de gaz résultant des opérations proposées. Aux termes de l'AEC, et sous réserve du paragraphe qui suit, la partie qui n'a pas donné son consentement renoncera à sa participation dans la production jusqu'à ce que les parties consentantes se voient rembourser les coûts et les dépenses qu'elles ont engagées dans le cadre des opérations proposées, y compris les coûts liés à l'équipement, majorés d'une somme qui se situe habituellement entre 1,5 fois et 4 fois le total des coûts et des dépenses associés aux opérations. Une fois ces remboursements effectués, la partie non consentante récupère sa PD.

Toutefois, malgré les dispositions du paragraphe précédent, dans certains cas, toute partie non consentante renonce à l'ensemble de ses droits à la production de pétrole et de gaz résultant des opérations proposées :

- aux termes des AEC visant Sugarloaf et Longhorn, la partie non consentante perdra la totalité des droits d'exploitation et de sa PD dans le nouveau puits proposé et dans les 1 920 acres qui entourent ce puits et qui ne sont pas autrement détenus par les parties grâce à la production;
- aux termes de l'AEC visant Excelsior, la partie non consentante perdra la totalité des droits d'exploitation et de sa PD dans le nouveau puits proposé qui est foré à l'extérieur d'une unité déjà forée ou sur un terrain non détenu grâce à la production et dans les 1 920 acres qui entourent ce puits et qui ne sont pas autrement détenus par les parties grâce à la production;
- aux termes de chaque AEC, la partie non consentante perdra la totalité de ses intérêts dans les droits d'amodiation ou les contrats de location si les opérations proposées sont « obligatoires », c'est-à-dire qu'elles constituent des opérations (comme le forage d'un nouveau puits) entreprises pour éviter l'expiration d'un ou de plus d'un contrat de location qui arriverait autrement à échéance dans les six mois;
- aux termes des accords d'exploitation conjointe visant Excelsior et Sugarloaf, si une partie choisit de ne pas participer à l'acquisition de données sismiques 3D dans une ZIC (ou omet de payer en temps voulu sa part des frais d'acquisition de ces données après avoir choisi de participer à leur acquisition), les parties participantes auront le droit de choisir 1 920 acres dans la ZIC qui ne sont pas déjà détenus en production, mais qui sont couverts par les données sismiques. La partie non participante ne pourra prendre part aux opérations de forage tant que les parties participantes détiendront des droits de tenure à bail dans cette zone de 1 920 acres et, une fois les données sismiques acquises, elle doit céder la totalité de ses droits d'exploitation et de sa PD dans cette zone de 1 920 acres aux parties participantes.

L'exploitant doit effectuer tous les travaux proposés pour les parties consentantes si moins de la totalité d'entre elles prennent part aux opérations; toutefois, si l'exploitant est une partie non consentante et qu'aucun appareil de forage n'est déjà sur le site proposé des opérations, les parties consentantes doivent demander officiellement à ce que l'exploitant entreprenne les opérations ou désigner l'une des parties consentantes comme exploitant des travaux proposés.

Vice de titre

Aux termes de chaque AEC, les pertes subies résultant de vices de titre sont assumées conjointement par les parties à l'AEC selon leur PD respective. En quelque sorte, selon ces dispositions, même si Aurora n'était pas une partie aux contrats de location initiaux sous-jacents à une ZIC en particulier, elle assumera une partie de toute perte éventuelle découlant d'un vice de titre pouvant être liée à ces contrats de location.

Acquisition d'intérêts additionnels dans une ZIC

Si une partie à un AEC acquiert ou obtient le droit d'acquérir d'une personne qui n'est pas une partie à l'AEC une tenure à bail supplémentaire ou un intérêt additionnel dans du pétrole et du gaz se trouvant dans la ZIC, elle doit en aviser les autres parties, qui peuvent mutuellement convenir d'acquérir ces intérêts en proportion de leur PD respective. Si toutes les parties à l'AEC acceptent de participer à l'acquisition, en proportion de leur PD respective dans les ZIC, ces intérêts deviendront assujettis aux modalités de l'AEC. De plus, si toutes les parties à l'AEC acquièrent des intérêts supplémentaires qui deviennent assujettis à l'AEC, les parties ont convenu d'accorder ou de réserver à l'intention de la partie à l'AEC qui en était l'exploitant initial une redevance dérogatoire à l'égard des intérêts acquis (sous réserve d'un plafond se situant entre 4 % et 6 %).

Dessaisissements

En règle générale, Aurora est en mesure de se dessaisir de ses PD dans les AEC; toutefois, aux termes des AEC visant Sugarloaf, Ipanema et Longhorn, toute cession est subordonnée à l'obtention du consentement écrit de la partie à l'AEC qui était l'exploitant initial de la PD cédée, lequel ne peut être refusé sans motif raisonnable sur réception d'une preuve que le cessionnaire proposé est financièrement en mesure de remplir ses obligations à l'égard de la PD. De plus, aux termes de chacun des AEC visant Longhorn et Ipanema, Aurora doit remettre à l'exploitant un avis de toute cession de PD proposée et l'exploitant aura le droit préférentiel d'acquérir ces intérêts selon les mêmes modalités que celles proposées, sauf dans le cas des cessions effectuées par voie d'hypothèque et sauf dans le cas de dessaisissements effectués par voie de fusion ou de réorganisation ou dans le cadre de la vente de la totalité ou de la quasi-totalité de l'actif d'Aurora à une société appartenant à son groupe ou à un tiers qui a un actionnaire majoritaire.

Défaut

Aux termes des AEC, l'exploitant et les autres parties associées à chaque AEC ont un privilège de premier rang sur les droits d'Aurora à l'égard du pétrole et du gaz se trouvant dans la ZIC concernée et une sûreté à l'égard de sa part du pétrole et du gaz extrait et de l'équipement acheté aux termes de l'AEC pertinent. Si Aurora fait défaut de s'acquitter entièrement de ses obligations financières, notamment le versement des paiements devant être faits d'avance à l'exploitant tel qu'il est énoncé plus haut, Aurora sera en défaut aux termes des AEC. Sous réserve de certaines périodes de remédiation, en cas de défaut, Aurora pourrait faire l'objet de poursuites en dommages intérêts, ses revenus de production pourraient être remis à l'exploitant et Aurora pourrait être réputé une partie non consentante à l'égard de certains puits.

Démission ou destitution de l'exploitant

Aux termes de chaque AEC, l'exploitant peut démissionner en tout temps moyennant un avis écrit et sera réputé avoir démissionné s'il met fin à son existence juridique, s'il n'est plus en mesure de remplir ses fonctions d'exploitant ou s'il n'est plus propriétaire d'une participation dans la zone visée par l'AEC. Cette démission effective ou réputée prend effet le premier jour du mois civil qui suit l'expiration d'un délai de 90 jours après la date de l'avis écrit ou la date de la démission réputée, selon le cas, à moins que les participants ne choisissent un exploitant remplaçant avant cette date. L'exploitant peut être destitué s'il omet ou refuse de s'acquitter de ses obligations aux termes de l'AEC ou s'il devient insolvable et si au moins deux participants non exploitants détenant une majorité des PD dans la zone visée votent pour la destitution de l'exploitant.

Si l'exploitant a démissionné ou a été destitué dans les circonstances susmentionnées, l'exploitant remplaçant doit être choisi parmi tous les participants détenant des PD dans la zone visée, à la majorité des voix d'au moins

deux personnes détenant une majorité des PD. L'exploitant qui a démissionné, et non l'exploitant qui a été destitué par les autres parties, peut participer au vote pour le choix d'un remplaçant.

Droits de concession et redevances

Au Texas, les droits miniers peuvent appartenir à des intérêts privés ou au gouvernement. Pour forer des puits ou produire du pétrole et du gaz, une société doit détenir des droits miniers ou les louer auprès de la personne qui les détient. Les baux d'Aurora sont généralement d'une durée de cinq ans. Marathon, à titre d'exploitant, est chargé de la gestion de l'administration des baux visant les ZIC du champ Sugarkane d'Aurora, tandis qu'Aurora gère l'administration des baux visant les terrains qu'elle exploite.

Aurora possède un intérêt dans de nombreux baux conclus avec des locataires privés qui visent ses quatre ZIC du champ Sugarkane et l'actif acquis en 2013 dans le champ Sugarkane, chacun d'eux arrivant à échéance dans moins de un an (en règle générale, Aurora a payé une prime au comptant et une redevance d'ajournement à la signature du bail et n'a aucun autre paiement supplémentaire à effectuer pendant la durée initiale du bail). Les baux visant la partie non développée des concessions arrivent généralement à échéance entre 2014 et 2015. Les baux renferment des clauses stipulant que la superficie doit être mise en valeur dans un délai prescrit à défaut de quoi elle doit être relouée. Les dispositions de développement de ces baux exigent généralement qu'un ou plusieurs puits soient forés aux fins de production d'hydrocarbures desquels les propriétaires miniers tirent des redevances. Chaque puits se rattache à une partie du terrain pendant qu'il est productif, le terrain étant ainsi « détenu grâce à la production ». Chaque bail a des modalités et des taux de redevances différents étant donné qu'ils sont négociés individuellement, mais, en règle générale, la participation aux produits des activités ordinaires nets à laquelle ont droit les détenteurs d'une PD dans les terrains d'Aurora, y compris Aurora, se trouve dans la fourchette de 70 % à 75 %, la moyenne pour les terrains actuels d'Aurora étant d'environ 74 %.

Avec le temps, chaque champ désigné par la *Railroad Commission of Texas* (l'organisme régissant les activités pétrolières et gazières au Texas) sera assujéti à des règles propres en fonction de ses caractéristiques. Environ la moitié du champ Sugarkane est désignée comme champ gazier et le reste, comme champ pétrolier. Ainsi, les exploitants peuvent détenir un certain nombre d'acres autour de chaque puits productif foré (selon la longueur du puits) en fonction des règles régissant chaque champ. Selon les règles actuellement en vigueur pour les puits de gaz naturel du champ Sugarkane, chaque puits peut se rattacher à un maximum de 320 acres, plus 200 acres par tranche de 1 000 pieds du puits horizontal. Par exemple, l'exploitant d'un puits horizontal type de 5 000 pieds peut détenir jusqu'à 1 320 acres, même si chaque unité compte habituellement de 600 à 900 acres. La moitié nord du champ Sugarkane se trouve dans deux champs désignés par la Railroad Commission, soit : le champ Eagleville I et le champ Eagleville II. Ces champs ont été désignés comme des champs pétroliers. Aux termes des règles régissant le champ visé, les exploitants peuvent détenir en moyenne 320 acres pour des puits à canalisations latérales de 5 000 pieds et des acres supplémentaires pour des canalisations plus longues.

Puits

Les puits d'Aurora produisent du pétrole léger et moyen, des LGN (y compris des condensats) et du gaz naturel, le ratio de production de gaz et de liquides variant d'un puits à l'autre. Le ratio gaz-liquides observé jusqu'à présent pour l'ensemble des puits de gaz et de condensats s'établit entre 60 et 400 barils par Mpi³. Les puits de pétrole volatils produisent environ 1 kpi³/b.

Le tableau suivant présente le nombre net de puits exploités et inexploités, compte tenu et compte non tenu des redevances, situés dans le champ Sugarkane dans lesquels Aurora détient une PD.

Puits nets d'Aurora au 31 décembre 2013	Avant redevances	Après redevances
Producteurs	103,2	76,1
Forés, non producteurs.....	7,7	5,7
Total des puits nets	110,9	81,8

Le tableau suivant décrit sommairement l'état des puits dans lesquels Aurora détenait une PD (sauf les puits amodiés), par emplacement dans le champ Sugarkane, au 31 décembre 2013 :

	Sugarloaf	Longhorn	Ipanema	Excelsior	Axle Tree	Heard ranch	Total
Producteurs	97	178	7	86	11	8	387
Reconditionnement	-	-	-	-	-	-	-
Fracturation.....	-	-	-	-	-	2	2
Complétion	3	13	-	10	-	1	27
Forage	2	4	-	2	-	1	9
Total.....	102	195	7	98	11	12	425

Production

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, le taux de production quotidienne moyenne d'Aurora s'est établi à environ 21 300 bep/j bruts. Au cours de la période de trois mois terminée le 31 mars 2014, la production quotidienne moyenne d'Aurora s'est établie à environ 28 671 bep/j bruts.

Le tableau suivant décrit sommairement la part de la production quotidienne moyenne d'Aurora pour chacune des périodes indiquées.

Type de produit	Exercice terminé le 31 décembre 2013			
	Trimestre terminé le 31 mars 2013	Trimestre terminé le 30 juin 2013	Trimestre terminé le 30 septembre 2013	Trimestre terminé le 31 décembre 2013
Pétrole léger et moyen				
Production quotidienne moyenne (b/j).....	6 385	7 974	8 718	10 905
Prix reçus (\$ US/b)	105,29	94,33	102,30	94,62
Redevances payées (\$ US/b).....	28,05	25,99	27,58	24,49
Frais de production (\$ US/b) ¹⁾	11,61	9,97	11,94	11,68
Rentrées nettes (\$ US\$/b) ²⁾	65,63	63,37	62,77	58,44
Liquides de gaz naturel				
Production quotidienne moyenne (b/j).....	3 003	3 434	4 139	4 499
Prix reçus (\$ US/b)	33,00	31,50	30,21	33,58
Redevances payées (\$ US/b).....	8,78	8,35	8,06	8,74
Frais de production (\$ US/b).....	3,77	3,17	3,36	2,92
Rentrées nettes (\$ US\$/b) ²⁾	20,45	19,98	18,78	21,92
Liquides de condensats				
Production quotidienne moyenne (b/j).....	5 556	4 824	4 356	4 716
Prix reçus (\$ US/b)	101,52	98,23	102,75	90,27
Redevances payées (\$ US/b).....	27,44	26,93	27,86	23,51
Frais de production (\$ US/b) ¹⁾	11,09	8,85	10,69	9,78
Rentrées nettes (\$ US\$/b) ²⁾	62,99	62,45	64,20	56,97
Gaz naturel				
Production quotidienne moyenne (Mpi ³ /j).....	22,26	24,87	25,35	27,35
Prix reçus (\$ US/Mpi ³).....	3 670	4 040	3 810	3 730
Redevances payées (\$ US/Mpi ³).....	970	1 060	1 010	980
Frais de production (\$ US/Mpi ³) ¹⁾	360	360	360	300
Rentrées nettes (\$ US\$/Mpi ³) ²⁾	2 340	2 620	2 450	2 450

Nota :

- 1) Le calcul des frais de production réparti de façon proportionnelle les frais d'exploitation associés aux volumes de production en bep.
- 2) Les rentrées nettes correspondent au prix reçu moins les redevances et les frais de production.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, les ZIC Sugarloaf, Ipanema, Excelsior et Longhorn comptaient 391 puits producteurs; toutefois, aux termes de ses accords d'amodiation, Aurora ne détenait pas de participation dans la production de quatre de ces puits au cours de cette période entière.

Le tableau suivant présente les volumes de production nette d'Aurora dans le champ Sugarkane pour l'exercice de 365 jours terminé le 31 décembre 2013, par type de produit.

	Pétrole léger et moyen (b)	Liquides de gaz naturel (b)	Gaz naturel (kpi ³)	Mélangés (bep)
Total	3 596 337	1 016 396	6 733 234	5 734 938

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente sommairement les résultats des activités d'exploration et de développement au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013.

	Nombre de puits de développement*		Nombre de puits d'exploration	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole léger et moyen	127	41,9	-	-
Gaz naturel	44	10,7	-	-
Puits de service.....	-	-	-	-
Puits de forage stratigraphique	-	-	1	0,4
Puits sec	-	-	-	-
Total	171	52,6	1	0,4

* Ces puits ont été mis en production au cours de l'exercice 2013 ou ont terminé leur période de paiement d'amodiation.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente la superficie brute et la superficie nette en acres des terrains non prouvés que détenait Aurora au 31 décembre 2013 ainsi que la superficie nette des terrains non prouvés à l'égard desquels Aurora prévoit que ses droits expireront au cours de la prochaine année.

Emplacement	Superficie en acres brutes	Superficie en acres nettes	Superficie en acres nettes expirant en 2014*
Sud du Texas, champ Flour Bluff	1 400	280	-
Californie, North Belridge	125	40	-
Sud du Texas, Pan de Azucar et Brioché	87	8	-
Est du Texas, Trinity West.....	15 000	14 000	6 920
TOTAL	16 612	14 328	6 920

* La superficie en acres nettes dont les droits expireront comprend une superficie à l'égard de laquelle les droits peuvent être prolongés aux termes d'options existantes ou de clauses de développement continu prévues dans certains baux et accords.

À l'exception de coûts d'abandon négligeables à payer relativement à deux puits situés à North Belridge, Aurora n'a pas d'engagement de travail à l'égard des terrains indiqués ci-dessus.

Infrastructure

Des travaux considérables ont été consacrés à l'installation de l'infrastructure nécessaire au développement complet du champ Sugarkane. Sur la superficie qu'Aurora n'exploite pas, elle a participé à l'installation et à l'acquisition dans le champ Sugarkane de neuf installations de traitement centralisées (« ITC ») qui offrent, notamment :

- un système de collecte dans le champ reliant les puits aux ITC;
- un équipement de traitement du gaz naturel et de compression permettant d'injecter le gaz dans le système de transport en vue de son acheminement vers les raffineries aux fins d'extraction des LGN;

- un équipement de traitement et de stockage du pétrole sur le site en vue de l'injection du pétrole dans les pipelines servant au transport de volumes contractuels qui traversent le champ ou en vue de son transport par camion vers les raffineries locales;
- des puits d'eau saline, des bassins centralisés, des puits de refoulement et un réseau de distribution souterrain permettant de transporter l'eau vers les sites de fracturation pour l'ensemble des intérêts à bail d'Aurora dans le champ Sugarkane et de récupérer l'eau de fracturation en vue de sa réutilisation dans des puits futurs; et
- un système d'extraction au gaz naturel pour maintenir à plus long terme la production des puits peu profonds se trouvant dans la zone de pétrole volatil.

Au cours de 2012, Aurora a surtout travaillé à l'installation de l'infrastructure nécessaire au plein développement du champ, et le système de collecte dans le champ correspondant a été en grande partie installé (plus de 300 milles de conduites).

Le système d'exportation du gaz en aval des ITC a été en grande partie érigé en 2011, les dernières ITC y étant maintenant raccordées. À la fin de 2012, un autre réseau interconnecté a permis des exportations de gaz vers une troisième installation de traitement, portant la capacité de transport du champ à plus de 100 Mbtu/j. Au cours de 2012, l'oléoduc Three Rivers qui traverse les ZIC Excelsior et Longhorn a été mis en service.

Sur les terrains Heard Ranch et Axle Tree Ranch composant la superficie qu'Aurora exploite, Aurora est à installer des ITC et des réseaux de collecte en vue de gérer la production prévue dans les plans de développement de ces actifs. Le développement d'Axle Tree Ranch comprend notamment deux usines de traitement aux amines visant à retirer le sulfure d'hydrogène (jusqu'à 6 000 parties par million pour certains puits) du gaz naturel afin de le rendre propre à la revente et à une utilisation sur place. Le gaz naturel non traité est acheminé en vue de sa revente par la conduite de gaz corrosif Regency mise en service en novembre 2013.

Commercialisation et vente de la production

La production provenant des installations de test des puits et visée par les baux d'Aurora est acheminée par pipelines de transfert interchamps vers les ITC, où le pétrole, les condensats, les LGN et le gaz naturel sont traités en vue de leur préparation à la vente, les produits sont mesurés et le gaz est compressé jusqu'à ce qu'ils atteignent le niveau de pression d'entrée en pipeline déterminé. Par la suite, la production traitée est vendue aux termes de contrats de location ou transportée par camion ou par pipeline vers les marchés où elle sera vendue.

Actuellement, la part d'Aurora de la production provenant du champ Sugarkane est commercialisée et vendue pour son compte par Marathon, à titre d'exploitant. Aux termes des AEC d'Aurora, elle a le droit de céder séparément sa part de la production d'hydrocarbures provenant de ses ZIC aux termes de divers accords, notamment par l'entremise de divers agents. Aurora est responsable de la commercialisation et de la vente de la production d'hydrocarbures de ses terrains exploités.

Le pétrole, les condensats, les LGN et le gaz naturel d'Aurora sont vendus aux termes d'une variété d'accords dont le prix réalisé est fixé en tenant compte d'une fourchette de prix locaux en vigueur, ajustés en fonction de la densité ou de la qualité, des conditions locales et des coûts pertinents engagés.

Réserves

Le tableau suivant présente sommairement les réserves prouvées et probables d'Aurora au 31 décembre 2013, estimées par l'évaluateur de réserves qualifié non indépendant interne de Baytex conformément aux normes canadiennes de présentation de l'information sur les réserves et aux définitions de réserve au sens du Règlement 51-101.

Aurora au 31 décembre 2013 (estimation interne de Baytex)		
Catégorie de réserves	Brutes (Kbep)	Nettes (Kbep)
Prouvées :		
Développées exploitées.....	30 000	22 200
Développées inexploitées.....	-	-
Non développées	76 694	56 754
Total des réserves prouvées	106 694	78 954
Probables.....	59 876	44 308
Total des réserves prouvées et probables	166 570	123 262

L'information sur les réserves présentée dans le tableau qui précède est tirée d'estimations établies par l'évaluateur de réserve qualifié non indépendant interne de Baytex en vue de faire une offre visant l'acquisition d'Aurora et, par conséquent, ne comprend pas la plupart de l'information comprise dans l'annexe 51-101A1 du Règlement 51-101. Voir « *Présentation des réserves de pétrole et de gaz naturel* » pour de plus amples renseignements concernant le mode de calcul et les hypothèses posées aux fins du calcul de ces réserves. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de concept comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterminées et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves. L'information sur les réserves n'a pas été mise à jour compte tenu de l'épuisement depuis le 31 décembre 2013 ou compte tenu de nouvelles hypothèses de prix en regard des variations des prix du pétrole et du gaz naturel depuis cette date. Voir « *Mise en garde concernant les énoncés prospectifs* ».