

---

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION  
DES ÉTATS-UNIS  
Washington, D.C. 20549

---

**FORMULAIRE 8-K**

---

**RAPPORT COURANT**

Conformément à l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la  
Securities Exchange Act of 1934

Date du rapport (date du premier événement visé) : 1<sup>er</sup> août 2016

---

**Gran Tierra Energy Inc.**

(Dénomination sociale exacte de l'inscrit indiquée dans sa charte)

---

**Nevada**  
(État ou autre territoire  
de constitution)

**001-34018**  
(Numéro de dossier de la commission)

**98-0479924**  
(Numéro d'employeur  
aux fins de l'IRS)

**200, 150-13th Avenue S.W.**  
**Calgary (Alberta), Canada**  
**T2R 0V2**  
(Adresse des principaux bureaux de direction, avec le code ZIP)

**(403) 265-3221**  
(Numéro de téléphone de l'inscrit, avec l'indicatif régional)

---

Cocher la case correspondante ci-dessous si le dépôt du formulaire 8-K vise également à répondre à l'obligation de dépôt de l'inscrit en vertu de l'une des dispositions suivantes :

- Communications écrites aux termes de la règle 425 en vertu de la Securities Act (17 CFR 230.425)
  - Documents de sollicitation aux termes de la règle 14a-12 en vertu de l'Exchange Act (17 CFR 240.14a-12)
  - Communications précédentes aux termes de la règle 14d-2(b) en vertu de l'Exchange Act [17 CFR 240.14d-2(b)]
  - Communications précédentes aux termes de la règle 13e-4(c) en vertu de l'Exchange Act [17 CFR 240.13e-4(c)]
- 
-

## Rubrique 8.01 Autres événements

Comme il a été précédemment annoncé dans le rapport courant sur formulaire 8-K déposé le 7 juillet 2016 auprès de la Securities and Exchange Commission, Gran Tierra Energy International Holdings Ltd., une filiale indirecte entièrement détenue de Gran Tierra Energy Inc. (« **Gran Tierra** »), a conclu le 30 juin 2016 une convention d'achat d'actions (la « **convention d'acquisition** ») avec Tribeca Oil & Gas Inc., Macquarie Bank Limited et Rorick Ventures Group Inc., à titre de vendeurs (les « **vendeurs** »), et Petrolatina Energy Limited (« **PetroLatina** ») prévoyant l'acquisition de PetroLatina pour une contrepartie en espèces de 525 M\$ (l'« **acquisition** »). Le financement de l'acquisition se composera d'un paiement initial de 500 M\$ à la clôture, sous réserve des ajustements de clôture, et d'un paiement différé de 25 M\$ devant être effectué d'ici le 31 décembre 2016. L'acquisition a été approuvée à l'unanimité par le conseil d'administration de Gran Tierra. Ensemble, les vendeurs détiennent plus de 80 % des actions de PetroLatina. Aux termes de la convention d'acquisition, la clôture sera conditionnelle à ce que toutes les actions restantes de PetroLatina soient acquises en vertu des clauses d'entraînement des statuts de PetroLatina, à la clôture de l'acquisition. L'acquisition, qui est assujettie au respect ou à la renonciation des conditions de clôture habituelles, y compris notamment les approbations réglementaires. L'approbation de l'Agencia Nacional de Hidrocarburos (l'agence nationale des hydrocarbures) de la Colombie a été obtenue le 29 juillet 2016 et l'Acquisition devrait se conclure d'ici le 31 août 2016.

Étant donné que la conclusion de l'acquisition est considérée comme probable, les états financiers consolidés audités de PetroLatina et de ses filiales aux 31 décembre 2015 et 2014 et pour les exercices clos à ces dates, y compris les notes annexes, figurent à l'annexe 99.1 et sont intégrés par renvoi. Le rapport des auditeurs indépendants de BDO LLP est également inclus dans l'annexe 99.1.

Les états financiers consolidés pro forma non audités de Gran Tierra au 31 mars 2016 et pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015, y compris les notes annexes, figurent à l'annexe 99.2 et sont intégrés par renvoi.

## Rubrique 9.01 États financiers et annexes

### d) Annexes

Numéro de l'annexe	Description
23.1	Consentement de BDO LLP, comptables indépendants
99.1	États financiers audités de PetroLatina Energy Limited aux 31 décembre 2015 et 2014 et pour chacun des deux exercices clos à ces dates
99.2	États financiers consolidés pro forma non audités au 31 mars 2016 et pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015

## SIGNATURE

Conformément aux exigences de la Securities Exchange Act of 1934, l'inscrit a dûment fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné qui y était dûment autorisé.

Date : 1<sup>er</sup> août 2016

**GRAN TIERRA ENERGY INC.**

Par : /s/ David Hardy

Nom : David Hardy

Titre de poste : Vice-président et directeur des affaires juridiques

## TABLE DES MATIÈRES DES ANNEXES

<b>Numéro de l'annexe</b>	<b>Description</b>
23.1	Consentement de BDO LLP, comptables indépendants
99.1	États financiers audités de PetroLatina Energy Limited aux 31 décembre 2015 et 2014 et pour chacun des deux exercices clos à ces dates
99.2	États financiers consolidés pro forma non audités au 31 mars 2016 et pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015

**CONSETEMENT DES COMPTABLES INDÉPENDANTS**

Gran Tierra Energy Inc.  
Calgary, Canada

Nous consentons par les présentes à l'intégration par renvoi, dans les déclarations d'enregistrement nos 333-140171, 333-153376, 333-156993 et 333-205801 sur formulaire S-3 et dans les déclarations d'enregistrement nos 333-146815, 333-156994, 333-171122 et 333-183029 sur formulaire S-8 de Gran Tierra Energy Inc., de notre rapport daté du 1<sup>er</sup> août 2016 portant sur les états financiers consolidés de PetroLatina Energy Limited, figurant dans le formulaire 8-K de Gran Tierra Energy Inc. daté du 1<sup>er</sup> août 2016.

/s/ BDO LLP

Londres, Royaume-Uni  
Le 1<sup>er</sup> août 2016

---

**PetroLatina Energy Limited**  
**État consolidé du résultat global**  
**Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014**

---

**PetroLatina Energy Limited**  
**États financiers consolidés**  
**Au 31 décembre 2015 et pour la période de deux ans close à cette date**

---

## **Rapport de l'auditeur indépendant**

Au conseil d'administration de  
PetroLatina Energy Limited  
Londres, Royaume-Uni

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de PetroLatina Energy Limited et de ses filiales, qui comprennent l'état consolidé de la situation financière aux 31 décembre 2015 et 2014, et l'état consolidé du résultat global, l'état consolidé des variations des capitaux propres et le tableau consolidé des flux de trésorerie connexes pour les exercices clos à ces dates, ainsi que des notes annexes.

### ***Responsabilité de la direction pour les états financiers***

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière, telles qu'elles sont publiées par l'International Accounting Standards Board, ce qui inclut la conception, la mise en œuvre et le maintien du contrôle interne portant sur la préparation et la présentation fidèle d'états financiers consolidés 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 les états financiers consolidés sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues des États-Unis d'Amérique. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent 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 les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent 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 et la présentation fidèle des états financiers consolidés 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. Par conséquent, nous n'exprimons pas une telle opinion. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

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

### ***Opinion***

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de PetroLatina Energy Limited et de ses filiales aux 31 décembre 2015 et 2014, ainsi que de leurs résultats d'exploitation et de leurs flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates selon les Normes internationales d'information financière, telles qu'elles sont publiées par l'International Accounting Standards Board.

/s/ BDO LLP

Londres, Royaume-Uni  
Le 1<sup>er</sup> août 2016

---

**PetroLatina Energy Limited**  
**État consolidé du résultat global**  
**Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014**

	Note	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
<b>Produits</b>	4	<b>81 682</b>	82 365
Perte de valeur des actifs pétroliers et gaziers	8, 9	<b>47 651</b>	7 516
Amortissement des immobilisations corporelles	8	<b>15 094</b>	15 446
Coût des ventes aux parties liées	22	<b>23 105</b>	13 575
Autre coût des ventes		<b>12 092</b>	11 699
Total du coût des produits vendus		<b>97 942</b>	48 236
<b>(Perte brute) bénéfice brut</b>		<b>(16 260)</b>	34 129
Frais administratifs		<b>(6 928)</b>	(5 722)
<b>(Perte) bénéfice d'exploitation</b>	5	<b>(23 188)</b>	28 407
Autres produits (charges)		<b>30</b>	(4)
Produits financiers	6	<b>124</b>	112
Dérivés		-	(545)
Autres charges financières		<b>(4 237)</b>	(2 797)
Total des charges financières	6	<b>(4 237)</b>	(3 342)
<b>(Perte) bénéfice avant impôt</b>		<b>(27 271)</b>	25 171
Impôt sur le résultat	7	<b>(16 977)</b>	(11 194)
<b>(Perte) bénéfice pour l'exercice</b>		<b>(44 248)</b>	13 977
<b>Total (de la perte) du bénéfice et (de la perte globale) du bénéfice global de l'exercice attribuable aux porteurs d'actions de participation de la société mère</b>		<b>(44 248)</b>	13 977

Les notes complémentaires font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

**PetroLatina Energy Limited**  
**État consolidé de la situation financière**  
**Aux 31 décembre 2015 et 2014**

	Note	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
<b>ACTIF</b>			
<b>Actifs non courants</b>			
Trésorerie soumise à restrictions	14	3 363	4 705
Immobilisations corporelles	8	88 399	136 076
Actifs incorporels de prospection et d'évaluation	9	13 568	14 349
Actif d'impôt différé	17	2 578	571
		<u>107 908</u>	<u>155 701</u>
<b>Actifs courants</b>			
Stocks	11	221	674
Créances clients et autres débiteurs	12	3 483	2 444
Retenues d'impôt à la source	13	2 887	2 858
Autres actifs		128	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie		21 514	13 935
		<u>28 233</u>	<u>19 911</u>
<b>Total de l'actif</b>		<u><u>136 141</u></u>	<u><u>175 612</u></u>
<b>PASSIF</b>			
<b>Passifs non courants</b>			
Provisions	18	5 924	7 047
Emprunts	16	71 011	58 659
Passif d'impôt différé	17	8 363	545
		<u>85 298</u>	<u>66 251</u>
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	15	15 247	28 298
Emprunts à court terme	16	494	802
Impôt sur le résultat		5 785	6 696
		<u>21 526</u>	<u>35 796</u>
<b>Total du passif</b>		<u><u>106 824</u></u>	<u><u>102 047</u></u>
<b>Total de l'actif net</b>		<u><u>29 317</u></u>	<u><u>73 565</u></u>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capital social	19	31 733	31 733
Prime sur actions		94 044	94 044
Réserve pour options sur actions		117	117
Déficit cumulé		(96 577)	(52 329)
<b>Total des capitaux propres</b>		<u><u>29 317</u></u>	<u><u>73 565</u></u>

Les états financiers ont été approuvés par le Conseil d'administration, et leur publication a été autorisée le 1<sup>er</sup> août 2016.

/s/ Juan Carlos Rodriguez  
Administrateur

Les notes complémentaires font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

**PetroLatina Energy Limited**  
**Tableau consolidé des flux de trésorerie**  
**Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014**

	Note	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
<b>(Perte) bénéfice pour l'exercice</b>		<b>(44 248)</b>	13 977
Autres (produits) charges		<b>(30)</b>	4
Réévaluation des dérivés	6	–	(902)
Règlement de dérivés	6	–	1 447
Paiements fondés sur des actions	3	–	156
Amortissement des immobilisations corporelles	8	<b>15 094</b>	15 446
Perte de valeur des actifs pétroliers et gaziers	8, 9	<b>47 651</b>	7 516
Produits financiers	6	<b>(124)</b>	(112)
Charges financières	6	<b>3 555</b>	2 797
Démantèlement		<b>1 110</b>	–
Impôt sur le résultat	7	<b>16 977</b>	11 194
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et les provisions</b>		<b>39 985</b>	51 523
Diminution (augmentation) des stocks	11	<b>453</b>	(391)
(Augmentation) diminution des créances clients et autres débiteurs	12	<b>(1 196)</b>	10 935
(Diminution) augmentation des dettes fournisseurs et autres créditeurs	15	<b>(13 980)</b>	10 260
<b>Flux de trésorerie provenant des activités poursuivies</b>		<b>25 262</b>	72 327
Impôt sur le résultat payé		<b>(9 371)</b>	(334)
<b>Entrée de trésorerie nette provenant des activités d'exploitation</b>		<b>15 891</b>	71 993
<b>Activités d'investissement</b>			
Produits financiers	6	<b>124</b>	112
Acquisition d'immobilisations corporelles	8	<b>(6 465)</b>	(58 576)
Paiements au titre des actifs de prospection et de mise en valeur pétroliers et gaziers	9	<b>(18 555)</b>	(3 274)
Produit de la cession d'intérêt	9	<b>6 787</b>	–
Trésorerie soumise à restrictions	14	<b>262</b>	(1 907)
Vente d'un autre actif		<b>30</b>	(4)
<b>Flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement</b>		<b>(17 816)</b>	(63 649)

Les notes complémentaires font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

**PetroLatina Energy Limited**  
**Tableau consolidé des flux de trésorerie (suite)**  
**Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014**

	Note	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
<b>Activités de financement</b>			
Émission de capital social ordinaire	19	–	128
Rachat d'actions	19	–	(18 000)
Prélèvements sur les emprunts à court et long terme au cours de la période	16	<b>11 628</b>	19 241
Règlement de dérivés	6	–	(1 447)
Intérêts payés	6	<b>(3 204)</b>	(2 797)
<b>Flux de trésorerie nets provenant des (affectés aux) activités de financement</b>		<b>8 424</b>	(2 875)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie excluant la trésorerie soumise à restrictions		<b>6 499</b>	5 469
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		<b>13 935</b>	8 466
(Pertes) profits de change lié(e)s à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie		<b>1 080</b>	–
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>		<b>21 514</b>	13 935

Les notes complémentaires font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

**PetroLatina Energy Limited**  
**État consolidé des variations des capitaux propres**  
**Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014**

	<b>Capital social</b> (en milliers de dollars US)	<b>Prime sur</b> <b>actions</b> (en milliers de dollars US)	<b>Réserve pour</b> <b>options sur</b> <b>actions</b> (en milliers de dollars US)	<b>Déficit</b> <b>cumulé</b> (en milliers de dollars US)	<b>Total des</b> <b>capitaux</b> <b>propres</b> (en milliers de dollars US)
<b>Solde au 1<sup>er</sup> janvier 2014</b>	<b>31 606</b>	<b>111 158</b>	<b>2 116</b>	<b>(68 183)</b>	<b>76 697</b>
Total du résultat global pour l'exercice	–	–	–	13 977	13 977
Émission de capital social – exercice de bons de souscription	800	5 729	–	–	6 529
Capital social – rachat et annulation	(809)	(5 691)	–	–	(6 500)
Émission de capital social – exercice d'options – paiement fondé sur des actions	137	846	(1 999)	1 877	862
Émission de capital social – actions rachetables	18 000	–	–	–	–
Rachat d'actions rachetables	(18 000)	(18 000)	–	–	(18 000)
<b>Solde au 31 décembre 2014</b>	<b>31 733</b>	<b>94 044</b>	<b>117</b>	<b>(52 329)</b>	<b>73 565</b>
Total du résultat global pour l'exercice	–	–	–	(44 248)	(44 248)
<b>Solde au 31 décembre 2015</b>	<b>31 733</b>	<b>94 044</b>	<b>117</b>	<b>(96 577)</b>	<b>29 317</b>

L'information qui suit décrit la nature et l'objet de chaque réserve liée aux capitaux propres :

<b>Réserve</b>	<b>Description et objet</b>
Capital social	Montant souscrit au titre du capital social à la valeur nominale
Prime sur actions	Montant souscrit au titre du capital social en sus de la valeur nominale
Réserve pour options sur actions	Montants à la juste valeur découlant de l'émission d'options sur actions
Déficit cumulé	Profits et pertes nets cumulatifs comptabilisés dans l'état consolidé du résultat global

Les notes complémentaires font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

## **1 Méthodes comptables**

Les méthodes comptables adoptées sont décrites ci-après. Elles ont toutes été appliquées uniformément durant l'exercice considéré et l'exercice précédent.

### **Nature des activités**

La principale activité de PetroLatina Energy Limited, une société constituée en société par actions au Royaume-Uni, et de ses filiales (la « Société » ou le « Groupe ») est la prospection, la mise en valeur et la production d'actifs pétroliers et gaziers en Colombie.

### **Méthode comptable**

Les présents états financiers consolidés ont été préparés afin d'être intégrés dans un formulaire 8-K qui sera déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Se reporter à la note 25. Les états financiers ne constituent pas des comptes prescrits par la loi au sens du paragraphe 434 de la Companies Act 2006 du Royaume-Uni. La Société a préparé les états financiers prescrits par la loi, conformément aux règles et aux règlements de la Companies Act 2006. Les états financiers ont été préparés en vertu des principes comptables généralement reconnus du Royaume-Uni (les « PCGR du Royaume-Uni ») pour chacun des deux exercices clos le 31 décembre 2015, et ils ont été déposés auprès du directeur du registre des sociétés du Royaume-Uni. Les états financiers prescrits par la loi pour chacun des deux exercices clos le 31 décembre 2015 ont été audités par BDO LLP, l'auditeur indépendant, en vertu des lois applicables et des normes internationales d'audit (Royaume-Uni et Irlande). Les rapports de l'auditeur indépendant visant les rapports annuels et les états financiers pour 2015 et 2014 ne contiennent pas de réserve ni d'énoncés en vertu des paragraphes 498(2) ou 498(3) de la Companies Act 2006.

### **Responsabilités des administrateurs**

Les états financiers consolidés du Groupe ont été préparés par les administrateurs de PetroLatina Energy Limited, qui en ont la responsabilité. Les administrateurs sont responsables de préparer les états financiers conformément aux lois et aux règlements applicables. Les lois visant les sociétés en Angleterre et au pays de Galles, le pays où la Société a été constituée en société par actions, exigent que les administrateurs préparent des états financiers pour chaque exercice. En vertu de ces lois, les administrateurs ont choisi de préparer les états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière, telles qu'elles sont publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Dans le cadre de la préparation des états financiers, les administrateurs doivent choisir les méthodes comptables appropriées et ensuite les appliquer uniformément. Ils doivent en outre poser des jugements et effectuer des estimations comptables qui sont raisonnables et prudentes, et préparer les états financiers selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation, à moins qu'il soit inapproprié de présumer que la Société poursuivra ses activités.

Les administrateurs ont la responsabilité de conserver des documents comptables adéquats qui suffisent à démontrer et à expliquer les transactions de la Société et à communiquer avec une exactitude raisonnable la situation financière de la Société à tout moment, et qui leur permettent de s'assurer que les états financiers sont conformes à la Companies Act 2006. Ils sont en outre responsables de protéger les actifs de la Société et, par le fait même, de prendre des mesures raisonnables pour prévenir et détecter les fraudes et autres irrégularités.

### **Mode de présentation**

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière, aux Normes comptables internationales et aux interprétations (collectivement, les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique. Ils sont libellés en dollars américains (« \$ US »), et toutes les valeurs sont arrondies au millier de dollars près, sauf indication contraire.

L'information financière conforme aux IFRS a été préparée conformément aux normes comptables, aux interprétations et aux modifications en vigueur au début de la période comptable.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

### **Méthode de consolidation**

Les états financiers consolidés comprennent les états financiers de PetroLatina Energy Limited et des entités contrôlées par la Société au 31 décembre de chaque exercice. La société exerce un contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur l'entité émettrice, qu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir de manière à influencer sur ses rendements.

Au moment de l'acquisition, les actifs, les passifs et les passifs éventuels d'une filiale sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Toute participation d'actionnaires ne détenant pas le contrôle est présentée en fonction de leur quote-part de la juste valeur des actifs et des passifs comptabilisés. Tout excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets identifiables est comptabilisé à titre d'écart d'acquisition. Les résultats des filiales acquises ou cédées au cours de l'exercice sont compris dans l'état consolidé du résultat global à compter de la date de prise d'effet de l'acquisition ou jusqu'à la date de prise d'effet de la cession, selon le cas. Lorsque cela est nécessaire, des ajustements sont apportés aux états financiers des filiales afin que les méthodes comptables utilisées soient conformes à celles qu'appliquent les autres membres du Groupe. Tous les soldes et transactions intersociétés des entités du Groupe sont éliminés à la consolidation.

### **Continuité de l'exploitation**

La production du Groupe a augmenté et, bien que les prix soient faibles, le Groupe a maintenu de solides flux de trésorerie. Le Groupe a actuellement accès à des ressources financières suffisantes pour satisfaire ses besoins en fonds de roulement pour les 12 mois suivant la date d'approbation des présents états financiers. À la fin de l'exercice, la trésorerie et les équivalents de trésorerie du Groupe s'élevaient à 21,51 M\$ US (13,94 M\$ US en 2014). Le Groupe dispose d'une facilité de crédit garantie par les réserves de 80 M\$ US consentie par BNP Paribas. À la fin de l'exercice, le montant non prélevé sur cette facilité était de 8 M\$ US. Le Groupe a prélevé ce montant depuis la fin de l'exercice. Se reporter à la note 25, Événements postérieurs à la clôture. Le Groupe a retardé ses engagements contractuels en matière de prospection pour plus de 12 mois par suite de l'approbation d'ANH; par conséquent, ses plans pour le reste de 2016 comprennent le forage d'un puits de mise en valeur et l'ajout de certaines installations à Acordionero.

Le Groupe est conscient de la décision de BNP Paribas d'interrompre le réaménagement de ses activités de prêts garantis par les réserves et sait que BNP Paribas s'engage toujours à offrir des services aux clients, tels que le Groupe, auxquels elle a accordé des prêts garantis par les réserves, et à leur fournir des solutions qui répondent le mieux à leurs besoins. À la date d'approbation des présents états financiers, le Groupe respectait pleinement ses obligations au titre de la facilité de crédit de premier rang consentie par BNP Paribas, y compris toutes les clauses restrictives financières et les autres critères prévus dans la facilité de crédit. Le Groupe fait des prévisions relatives aux clauses restrictives afin de pouvoir évaluer la conformité auxdites clauses.

### **Comptabilisation des produits**

Le produit des ventes de pétrole brut et de gaz est comptabilisé lorsque le client reçoit le produit et il est présenté déduction faite de l'impôt et des droits de redevance. Les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsqu'ils peuvent être évalués de façon fiable et qu'il est probable que l'entité en tirera des avantages économiques.

### **Produits et coûts liés aux essais de production**

Les produits qui sont tirés des essais de production des nouveaux puits de pétrole et de gaz tant que les autorités locales du secteur pétrolier et gazier n'ont pas rendu de décision concernant les activités de mise en valeur sont comptabilisés à titre de produits de façon cohérente avec les produits tirés du pétrole brut et du gaz. Tous les coûts liés aux essais de production sont comptabilisés dans le coût des ventes.

### **Actifs pétroliers et gazières**

Les définitions des méthodes présentées ci-après fournissent les lignes directrices aux fins du traitement comptable des actifs pétroliers et gazières, y compris les propriétés, les puits, les installations, les pipelines et les autres actifs de production de pétrole et de gaz durant toutes les étapes des activités de prospection et de production.

Le Groupe applique la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour comptabiliser ses activités pétrolières et gazières.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

En vertu de la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, les coûts sont inscrits à l'actif s'ils entraînent ou représentent la mise en valeur des actifs pétroliers et gaziers qui doivent être évalués ou qui ont été évalués et pour lesquels la recherche s'est avérée fructueuse. Si l'évaluation d'un actif pétrolier ou gazier mène à la conclusion que cet actif ne présente pas une valeur économique, les coûts engagés pour acquérir cet actif sont comptabilisés en charges à titre de perte de valeur dans l'état du résultat global. Les actifs pétroliers et gaziers sont inscrits à l'actif et évalués aux fins de leur viabilité économique champ par champ.

Dans le cas des propriétés évaluées dont la valeur économique excède les coûts de prospection et de mise en valeur engagés après l'octroi de la licence, ces coûts connexes, qui peuvent comprendre les coûts géologiques et géophysiques, les coûts liés au forage de puits de prospection et de mise en valeur, les coûts liés aux installations de production dans le champ (défini comme la zone de prospection), y compris les coûts de mise en service et les coûts d'infrastructure, sont inscrits à l'actif. Ces dépenses sont combinées dans des groupes d'actifs dotés de flux de trésorerie distincts, et elles sont ensuite amorties sur la durée de vie économique prévue de ces groupes d'actifs. Les dépenses relatives à un groupe d'actifs dont la durée d'utilité est égale à la durée de production du champ sont amorties pour épuisement selon le mode des unités d'œuvre. Les actifs constitués en inscrivant ces coûts à l'actif sont désignés comme les *actifs pétroliers et gaziers*.

Les coûts engagés pour évaluer les actifs potentiels avant l'octroi des licences de prospection et de production sont passés en charges.

Une fois les coûts inscrits à l'actif à titre d'actifs pétroliers et gaziers, ils sont amortis sur la durée de l'actif, selon le mode des unités d'œuvre. Le taux d'amortissement applicable est calculé en fonction des dépenses d'investissement engagées aux fins de la mise en valeur des réserves, plus les dépenses d'investissement futures requises pour mettre en valeur les réserves prouvées non mises en valeur ainsi que les réserves probables, divisé par le nombre de réserves prouvées plus les réserves probables, et indiquées dans le plus récent rapport sur les réserves, qui devrait être publié au moins une fois par année par une société de génie pétrolier indépendante.

Si la direction n'a pas l'intention de mettre en valeur les réserves prouvées et probables qui n'ont pas été mises en valeur, ces réserves, ainsi que les coûts futurs de mise en valeur de celles-ci, ne seront pas prises en compte dans le calcul.

Les travaux de reconditionnement sont inscrits à l'actif à titre d'actifs pétroliers et gaziers prouvés, pourvu que ceux-ci donnent lieu à une augmentation des réserves ou à une réduction des coûts futurs; autrement, ils sont passés en charges.

Les montants reçus au titre du produit découlant d'une cession d'intérêt sont comptabilisés dans l'état de la situation financière sous forme de compensation de l'actif auquel il correspond. Si le produit découlant d'une cession d'intérêt reçu excède la valeur comptable nette de l'actif auquel il correspond, l'excédent est comptabilisé à titre d'autres produits dans l'état du résultat global. Les honoraires liés à la cession d'intérêt reçus sont comptabilisés lorsque le Groupe a contractuellement droit au produit découlant de la cession d'intérêt.

### **Actifs pétroliers et gaziers incorporels – Prospection et évaluation**

Les actifs pétroliers et gaziers incorporels représentent les coûts qui ont été engagés après l'octroi de la licence pour les propriétés qui n'ont pas encore été évaluées et sur lesquelles la production d'hydrocarbures n'a pas commencé. Les coûts liés à ces propriétés non évaluées sont seulement amortis lorsque la propriété connexe a été évaluée et a été mise en production.

Les actifs de prospection et d'évaluation sont considérés comme des immobilisations incorporelles jusqu'au moment où il a été déterminé qu'ils sont associés ou non à des réserves d'hydrocarbures commercialement exploitables. Si les efforts associés aux coûts de ces actifs sont couronnés de succès, ces actifs sont reclassés dans les actifs de mise en valeur ou dans les actifs productifs, qui font l'objet de tests de dépréciation réguliers champ par champ.

### **Test de dépréciation**

Les tests de dépréciation des actifs de prospection et d'évaluation sont effectués champ par champ. Une évaluation est effectuée pour déterminer s'il y a des indices de dépréciation. S'il y en a, un test de dépréciation exhaustif est effectué.

Une fois qu'un puits a été foré, sa performance économique future est évaluée. Si la valeur économique du puits excède les coûts de forage, les coûts liés au puits sont reclassés du poste Actifs de prospection et d'évaluation au poste Actifs pétroliers et gaziers prouvés. Si la valeur économique du puits est inférieure à son coût, une perte de valeur est comptabilisée dans l'état du résultat global avant que les coûts liés au puits soient reclassés du poste Actifs de prospection et d'évaluation au poste Actifs pétroliers et gaziers prouvés.

## 1 Méthodes comptables (suite)

Les tests de dépréciation des actifs pétroliers et gaziers prouvés sont effectués champ par champ. Un test de dépréciation est effectué chaque date de clôture; ce test consiste à comparer la valeur comptable des actifs pétroliers et gaziers prouvés et la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente du champ pertinent. Si la valeur comptable nette est supérieure à la valeur économique sous-jacente de l'actif, telle qu'elle est définie par la valeur d'utilité ou la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'écart est alors radié à titre de perte de valeur dans l'état du résultat global. Les flux de trésorerie futurs attendus sont calculés en fonction des profils de production, et les coûts sont déterminés champ par champ par des ingénieurs internes et par des sociétés de génie pétrolier indépendantes, à l'aide de techniques de génie pétrolier appropriées, de même que de prévisions concernant le prix du pétrole, qui sont établies par le Groupe à des fins de planification des activités.

### Démantèlement

Lorsque le retrait d'installations de production et la restauration d'un site à la fin de la durée de production d'un champ entraînent un passif significatif, une provision pour démantèlement est comptabilisée. Le montant comptabilisé représente la valeur actualisée des dépenses futures estimées, qui sont déterminées en fonction des conditions et des exigences locales. L'augmentation due à la désactualisation qui découle de la comptabilisation de la provision est présentée dans l'état du résultat global et comprise dans les charges financières. Un actif pétrolier et gazier d'un montant équivalent à la provision est également compris dans le coût de l'actif et amorti selon le mode des unités d'œuvre. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées sur une base prospective, et des ajustements correspondants sont apportés à la provision et à l'immobilisation corporelle connexe. Tout profit ou toute perte résultant de l'utilisation de la provision est comptabilisé dans le coût des ventes au moment où il est engagé.

### Partenariats

Les partenariats sont des arrangements en vertu desquels le Groupe partage le contrôle conjoint avec une ou plusieurs parties. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle relatif à un partenariat en vertu d'un accord contractuel. Il n'existe que lorsque les décisions relatives aux activités ayant une incidence importante sur les rendements découlant de l'accord requièrent le consentement unanime des parties se partageant le contrôle.

Les partenariats sont classés soit comme des entreprises communes, soit comme des coentreprises, en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Dans le cas des entreprises communes, les parties ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à l'entreprise, tandis que dans le cas des coentreprises, les parties ont des droits sur l'actif net de l'entreprise.

Les partenariats qui ne sont pas structurés sous forme de véhicule distinct sont dans tous les cas des entreprises communes. Les partenariats qui sont structurés sous forme de véhicule distinct peuvent être soit des entreprises communes soit des coentreprises, selon la substance de l'accord. Dans ces cas, il faut tenir compte de la forme juridique du véhicule distinct, des stipulations de l'accord contractuel et, s'il y a lieu, d'autres faits et circonstances. Le fait que les activités d'une entreprise ont été conçues dans le but de fournir une production aux parties, et que les parties sont pour ainsi dire la seule source de flux de trésorerie contribuant à la poursuite des activités de l'entreprise, indiquent que les parties à une telle entreprise ont des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs.

Le Groupe comptabilise tous ses partenariats comme des entreprises communes et il comptabilise les actifs, les passifs et les charges relativement auxquels il a des droits ou des obligations, y compris sa quote-part de ces éléments détenus ou assumés conjointement.

### Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* comprennent ce qui suit :

- les agencements et le matériel (amortissement selon le mode linéaire, 3 à 5 ans);
- les immobilisations de production sur le terrain (amortissement selon le mode linéaire, 3 à 5 ans);
- les actifs pétroliers et gaziers prouvés – mode des unités d'œuvre sur la durée d'utilité des actifs – selon les réserves P1 et P2 et en tenant compte des dépenses d'investissement futures attendues aux fins de la mise en valeur des réserves P2.

Si des immobilisations corporelles font l'objet d'une cession, elles sont décomptabilisées dans l'état de la situation financière à la date de la cession.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

### **Impôt sur le résultat**

La charge d'impôt correspond à la somme de l'impôt exigible et des variations de l'impôt différé.

Une provision au titre de l'impôt exigible, y compris l'impôt des sociétés au Royaume-Uni et tous les autres impôts à l'étranger, est constituée; cette provision représente les montants que la société prévoit payer (ou recouvrer), établis en fonction des taux d'imposition et des lois qui sont en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture.

L'impôt différé représente l'impôt que l'on prévoit payer ou recouvrer au titre des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs compris dans l'information financière et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. Il est comptabilisé au moyen de la méthode du report variable. Des passifs d'impôt différé sont en règle générale comptabilisés pour toutes les différences temporaires imposables, et des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'un bénéfice imposable auquel ces différences temporaires déductibles pourront être imputées sera disponible. De tels actifs et passifs ne sont pas comptabilisés si la différence temporaire découle d'un écart d'acquisition ou de la comptabilisation initiale d'autres actifs ou passifs liés à une transaction (autre que dans le cas d'un regroupement d'entreprises) qui n'a d'incidence ni sur le bénéfice imposable ni sur le bénéfice comptable.

Des actifs et passifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, des entreprises associées et des coentreprises, sauf si le Groupe est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

La valeur comptable des actifs d'impôt différé est revue chaque date de clôture et réduite dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible pour permettre de recouvrer la totalité ou une partie de l'actif.

L'impôt différé est calculé aux taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle le passif est réglé ou l'actif est réalisé. L'impôt différé est passé à titre de charges ou de produits dans l'état du résultat global, sauf s'il concerne des éléments passés à titre de charges ou de produits directement dans les capitaux propres, auquel cas il est également inscrit dans les capitaux propres.

### **Impôt sur la fortune**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le congrès de la Colombie a introduit un impôt sur la fortune, qui est calculé sur une assiette fiscale (avoir net) en sus de 1 milliard de pesos colombiens (0,4 M\$) au 1<sup>er</sup> janvier de l'année d'imposition applicable. Les taux applicables aux 1<sup>er</sup> janvier 2015, 2016 et 2017 sont 1,15 %, 1,00 % et 0,40 %, respectivement. La charge est calculée annuellement et comptabilisée dans l'impôt sur le résultat dans le compte de résultat pour l'exercice au cours duquel l'impôt est exigible. Aucune provision n'est constituée pour l'impôt sur la fortune futur exigible.

### **Dépenses d'entretien**

Les dépenses au titre des travaux majeurs d'entretien, de rénovations et de réparations sont inscrites à l'actif lorsqu'elles satisfont à l'une des conditions suivantes :

- elles améliorent la durée d'utilité ou la performance d'un actif au-delà de la norme de performance initialement prévue;
- elles remplacent un actif, ou une partie de celui-ci, qui avait été amorti séparément et qui est alors radié;
- elles restaurent les avantages économiques d'un actif qui a été entièrement amorti.

Toutes les autres dépenses d'entretien sont passées en charges dans l'état du résultat global au moment où les dépenses sont engagées.

### **Stocks**

Les stocks sont présentés au plus faible du coût et de la valeur nette de réalisation.

## 1 Méthodes comptables (suite)

### Instruments financiers

#### Actifs financiers

Le Groupe classe ses actifs financiers dans la catégorie dont il est fait mention ci-dessous. Le Groupe n'a classé aucun de ses actifs financiers comme étant détenu jusqu'à l'échéance.

La méthode comptable qu'utilise le Groupe pour ses prêts et créances est la suivante :

**Prêts et créances :** Ces actifs sont des actifs financiers non dérivés à paiements déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils découlent principalement de la prestation de biens et de services aux clients (p. ex., les créances client), mais ils comprennent également d'autres types d'actifs monétaires contractuels. Ils sont initialement comptabilisés à la juste valeur majorée des coûts de transaction qui sont directement attribuables à leur acquisition ou émission et ils sont ensuite comptabilisés au coût amorti, à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de la provision pour moins-value.

Une provision pour moins-value est comptabilisée lorsqu'il existe une indication objective (p. ex., lorsque la contrepartie éprouve des difficultés financières importantes ou qu'il y a un défaut de paiement ou un retard de paiement important) que le Groupe ne sera pas en mesure de percevoir tous les montants qui lui sont dus en vertu des modalités des créances; le montant d'une telle provision représente l'écart entre la valeur comptable nette et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus qui sont associés à la créance ayant subi une moins-value.

De temps à autre, le Groupe pourrait décider de renégocier les modalités relatives aux créances de clients avec lesquels il a dans le passé eu de bonnes relations commerciales. De telles renégociations pourraient donner lieu à des changements touchant le calendrier des paiements, plutôt qu'à des changements touchant les montants dus, ce qui ferait en sorte que les flux de trésorerie attendus seraient actualisés au taux d'intérêt effectif initial.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les dépôts ayant une échéance d'au plus trois mois, ainsi que les autres placements très liquides à court terme qui sont facilement convertibles en un montant de trésorerie connu. Les dépôts à terme sont des certificats de dépôt libellés en dollars américains présentant un accès restreint et diverses dates d'échéance, qui servent de garantie aux lettres de crédit requises aux fins de la bonne exécution et de l'assurance à l'égard des contrats visant les champs de pétrole et de gaz.

#### Passifs financiers

Les méthodes comptables qu'utilise le Groupe pour chaque catégorie sont les suivantes :

**Passifs inscrits au coût amorti :** Les dettes fournisseurs et les autres passifs monétaires à court et à long terme sont initialement comptabilisés à la juste valeur, et ensuite inscrits au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

**Emprunts bancaires et autres emprunts :** Ces instruments sont initialement comptabilisés à la juste valeur, déduction faite de tous les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'émission de l'instrument. Les passifs portant intérêt sont ultérieurement évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, qui permet de s'assurer que toutes les charges d'intérêts au cours de la période de remboursement sont assorties d'un taux constant sur le solde du passif inscrit dans l'état consolidé de la situation financière. Les charges d'intérêts compte tenu de ce contexte comprennent l'amortissement, sur la durée de vie de l'instrument, des coûts de transaction initiaux et de la prime payable au rachat, ainsi que tous intérêts ou coupons payables sur l'encours de la composante passif. Au règlement des emprunts, le passif est décomptabilisé et tout écart entre la valeur comptable du passif à la date de règlement et la juste valeur du règlement est comptabilisé comme un profit ou une perte.

**Dérivés :** Cette catégorie comprend uniquement les dérivés hors du cours. Ceux-ci sont inscrits à la juste valeur dans l'état consolidé de la situation financière, et les variations de la juste valeur et les règlements sont comptabilisés dans l'état consolidé du résultat global au titre du financement. Le Groupe ne détient ni n'émet aucun instrument dérivé à des fins de spéculation; il émet de tels instruments à des fins de couverture. Sauf en ce qui a trait à ces instruments financiers dérivés, le Groupe ne détient aucun passif à des fins de transaction et il n'a désigné aucun autre passif financier comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Lorsque le dérivé est réglé ou annulé, il est décomptabilisé, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

### **Capital social**

Les instruments financiers émis par le Groupe sont traités à titre de capitaux propres uniquement dans la mesure où ils ne satisfont pas à la définition d'un passif financier. Les actions ordinaires du Groupe sont classées comme des instruments de capitaux propres.

### **Provisions**

Des provisions au titre des coûts de règlement anticipés et des charges connexes découlant de tout litige ou autre différend sont constituées lorsque le montant découlant de l'issue probable du différend peut être estimé de manière fiable. Lorsqu'une telle estimation s'avère impossible, aucune provision n'est constituée si l'effet de la valeur temps de l'argent est significatif; les provisions sont actualisées au moyen d'un taux avant impôt courant qui reflète, le cas échéant, les risques propres au passif. Lorsqu'une provision est actualisée, l'augmentation de la provision tenant au passage du temps est comptabilisée à titre de charge financière. Se reporter également à la méthode comptable utilisée pour comptabiliser les provisions au titre du démantèlement présentée ci-dessus.

### **Paiements fondés sur des actions et bons de souscription**

Le Groupe reflète le coût économique lié à l'attribution d'actions et d'options sur actions aux employés et aux administrateurs en comptabilisant dans l'état du résultat global une charge égale à la juste valeur de l'avantage attribué. La charge est comptabilisée dans l'état du résultat global sur la période d'acquisition des droits liés à l'attribution.

La juste valeur est évaluée au moyen du modèle de Black et Scholes, qui tient compte des conditions liées à l'acquisition des droits et à l'exercice des instruments de capitaux propres. La durée attendue utilisée dans le modèle est ajustée en fonction des meilleures estimations de la direction quant à l'incidence de l'incessibilité, des restrictions relatives à l'exercice et de considérations comportementales.

Lorsque les modalités des options sont modifiées avant que les droits relatifs à ces options ne soient acquis, l'augmentation de la juste valeur des options, évaluée immédiatement avant et après leur modification, est soit inscrite au passif dans l'état de la situation financière, soit comptabilisée en charges dans l'état consolidé du résultat global et amortie sur la période résiduelle d'acquisition des droits, selon la nature du service rendu.

Lorsqu'une option ou un bon de souscription est émis à un tiers, les administrateurs évaluent le service reçu à la juste valeur. Lorsque le service n'est pas identifiable, les administrateurs l'évaluent en se basant sur la juste valeur des instruments émis, comme il est décrit ci-dessus.

### **Avantages postérieurs au départ à la retraite**

Le Groupe contribue à un régime à cotisations définies. Les cotisations sont comptabilisées en charges dans l'état du résultat global au moment où elles sont payables.

### **Devises**

Les états financiers consolidés du Groupe sont libellés en dollars américains, qui constituent également la monnaie fonctionnelle de la société mère. Pour chaque entité, le Groupe détermine la monnaie fonctionnelle, et les éléments figurant aux états financiers de chaque entité sont évalués à l'aide de cette monnaie fonctionnelle. À la cession d'un établissement à l'étranger, tous profits ou pertes de change se trouvant dans les réserves liées à l'établissement à l'étranger ayant fait l'objet de la cession sont reclassés en résultat net.

Les transactions libellées en devises sont comptabilisées au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les éléments non monétaires qui sont évalués en devises au coût historique sont convertis aux taux de change en vigueur aux dates des transactions initiales. Les profits ou pertes de change à la conversion sont inscrits dans l'état du résultat global.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

### **Contrats de location**

Les contrats de location simple et les frais de location connexes sont comptabilisés en charges dans l'état du résultat global selon une formule linéaire sur la durée du contrat de location.

### **Jugements comptables critiques et sources principales d'incertitude relative aux estimations**

Aux fins de la préparation des états financiers consolidés du Groupe, la direction doit exercer un jugement, faire des estimations et formuler des hypothèses qui influent sur les montants présentés des produits, des charges, des actifs et des passifs, ainsi que sur les informations à fournir connexes et sur la présentation des passifs éventuels. La nature incertaine de ces hypothèses et de ces estimations pourrait se traduire par des résultats requérant un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs ou des passifs au cours de périodes ultérieures.

Une analyse des estimations et des hypothèses qui sont hautement susceptibles d'entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs au cours du prochain exercice est présentée ci-dessous.

### **Réserves de pétrole et de gaz**

L'évaluation de l'amortissement pour dépréciation et épuisement, de la perte de valeur et des obligations liées aux coûts d'abandon est déterminée en partie selon les réserves de pétrole et de gaz estimées du Groupe. Les réserves commerciales sont déterminées par des spécialistes externes au moyen d'estimations de la quantité de pétrole se trouvant sur le lieu de production ou de commercialisation, des facteurs de récupération et des prix futurs du pétrole. Les coûts de mise en valeur futurs sont estimés à l'aide d'hypothèses portant sur le nombre de puits requis pour produire les réserves commerciales, sur le coût de ces puits et des installations de production connexes, ainsi que sur d'autres coûts en capital.

Les estimations des réserves de pétrole et de gaz sont assujetties à de nombreuses incertitudes liées à l'estimation de la quantité des réserves prouvées. L'exactitude de ces estimations est fonction de la qualité des données, de l'interprétation technique et géologique de cette information et des connaissances techniques appliquées aux fins de l'interprétation. Bien que les réserves utilisées pour préparer les états financiers ci-joints représentent celles produites dans les puits et dans les installations existantes, de même que les réserves probables, les résultats découlant des forages ultérieurs, le cas échéant, des essais et des activités de production pourraient donner lieu à une révision à la baisse ou à la hausse des estimations précédentes. De plus, les volumes qui sont considérés comme étant commercialement recouvrables fluctuent en fonction des variations des prix de vente et des coûts d'exploitation.

Les estimations des réserves sont intrinsèquement imprécises. Par ailleurs, les estimations des réserves associées à de nouvelles découvertes sont moins précises que celles concernant les propriétés qui produisent actuellement du pétrole et du gaz. Par conséquent, on s'attend à ce que les estimations des réserves effectuées par la Société varient en fonction des informations supplémentaires obtenues à l'avenir. Les soldes présentés dans les états financiers sur lesquels les variations des estimations sont susceptibles d'avoir une incidence importante concernent les propriétés pétrolières et gazières, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les montants correspondants de l'amortissement, de l'épuisement et de perte de valeur.

### **Valeur comptable des actifs pétroliers et gaziers**

Les actifs utilisés aux fins des activités d'extraction et de prospection de pétrole et de gaz sont amortis selon le mode des unités d'œuvre, en fonction des réserves prouvées et probables. Le calcul du taux d'amortissement de l'unité d'œuvre pourrait être touché dans la mesure où la production réelle future diffère de la production actuelle prévue basée sur les réserves prouvées et probables. Cela tient habituellement aux variations importantes des facteurs ou des hypothèses utilisés pour estimer les réserves. Ces facteurs pourraient inclure la volatilité du prix du pétrole, le classement des réserves prouvées et probables, ainsi que des aspects opérationnels imprévus.

Recouvrement des coûts de prospection et d'évaluation :

Le Groupe inscrit à l'actif les coûts de prospection et d'évaluation conformément à l'IFRS 6 jusqu'à ce qu'il soit en mesure de déterminer si les activités de prospection sont couronnées de succès, auquel cas il vérifie s'il existe des indices de dépréciation qui font en sorte que des ajustements doivent être apportés à la valeur des actifs avant que ceux-ci ne soient reclassés à titre d'actifs en cours de mise en valeur et de production.

## **1 Méthodes comptables (suite)**

Indices de dépréciation :

Les montants recouvrables au titre des unités génératrices de trésorerie et des actifs individuels ont été déterminés en se basant sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Ces calculs nécessitent le recours à des estimations et à des hypothèses. Il est raisonnable de penser que les hypothèses concernant le prix du pétrole pourraient changer, ce qui aura une incidence sur la durée d'utilité estimée du champ et pourrait nécessiter un ajustement significatif de la valeur comptable des immobilisations corporelles. La Société surveille les indices de dépréciation internes et externes qui sont liés à ses actifs de mise en valeur et de prospection. En raison de la baisse des prix des marchandises, le Groupe a effectué un test de dépréciation de ses actifs pétroliers et gaziers prouvés, et il a comptabilisé une perte de valeur de 39,8 M\$ US, ainsi qu'une perte de valeur de 7,9 M\$ US au titre de ses actifs d'évaluation et de prospection. Pour obtenir des renseignements plus détaillés sur les pertes de valeur comptabilisées au cours de l'exercice, se reporter à la note 8, Immobilisations corporelles, et à la note 9, Actifs de prospection et d'évaluation incorporels.

Abandon de champs et d'autres installations :

Conformément aux règlements concernant le secteur pétrolier et l'environnement, le Groupe doit comptabiliser les coûts d'abandon des installations d'extraction de pétrole, qui comprennent les coûts relatifs à l'obturation et à l'abandon des puits ainsi qu'aux activités de démantèlement et de restauration de l'environnement des régions touchées.

Le coût estimé des activités d'abandon et de démantèlement de ces installations est comptabilisé dans la devise utilisée au moment de l'installation de ces actifs. L'obligation estimée au titre des activités de démantèlement et d'abandon est revue annuellement et ajustée afin de refléter la meilleure estimation, en raison de changements technologiques ainsi que de questions d'ordre politique, économique et environnemental ainsi que de questions en matière de sécurité et de relations avec les parties prenantes.

Le calcul de ces estimations est complexe et nécessite des jugements importants de la part de la direction, notamment en ce qui a trait aux projections des coûts internes, aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation. Des variations importantes des facteurs externes pris en compte aux fins des estimations pourraient également avoir une incidence importante sur les états financiers.

### **Éventualités :**

De par leur nature, les éventualités ne seront résolues qu'après la concrétisation, ou non, d'un ou de plusieurs événements futurs. L'évaluation des éventualités implique intrinsèquement l'exercice d'un jugement important et la formulation d'estimations concernant l'issue d'événements futurs.

### **Impôt sur le résultat**

Le calcul de la charge d'impôt nécessite une interprétation des règles locales des pays où les sociétés du Groupe exercent des activités. Un jugement important doit être exercé pour estimer l'impôt sur le résultat et pour évaluer la recouvrabilité des actifs d'impôt, qui sont basés sur des estimations du rendement financier futur et sur la capacité à générer des résultats suffisants pour les périodes au cours desquelles des impôts différés sont déductibles. Les passifs d'impôt différé sont comptabilisés selon les estimations de l'actif net qui ne sera pas déductible d'impôt à l'avenir.

Dans la mesure où les flux de trésorerie et le bénéfice futurs diffèrent considérablement des estimations, cela pourrait influencer sur la capacité du Groupe à utiliser les pertes fiscales à la date de clôture. De plus, les modifications apportées aux lois fiscales pourraient limiter la capacité du Groupe à obtenir des déductions fiscales au cours des prochains exercices.

### **Adoption de nouvelles normes comptables et de normes comptables modifiées**

#### **i) Nouvelles normes, modifications et interprétations en vigueur**

L'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a publié diverses modifications et révisions des Normes internationales d'information financière et des interprétations de l'IFRIC. Les modifications et les révisions s'appliquent, mais elles n'ont donné lieu à aucune variation significative des états financiers du Groupe.

## 1 Méthodes comptables (suite)

### ii) Nouvelles normes, modifications et interprétations qui ne sont pas encore en vigueur

Les nouvelles normes, interprétations et modifications décrites ci-dessous, qui n'ont pas été appliquées aux présents états financiers, auront ou pourraient avoir une incidence sur les états financiers futurs de la Société.

IFRS 9, *Instruments financiers*, porte sur le classement, l'évaluation et la comptabilisation des actifs financiers et des passifs financiers et établit de nouvelles règles pour la comptabilité de couverture. La date d'entrée en vigueur est le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Le Groupe évalue l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 et n'a pas déterminé quelle sera la méthode de transition utilisée.

IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits*, et les interprétations connexes, et établit les principes que doivent appliquer les entités pour évaluer et comptabiliser les produits. Cette nouvelle norme repose sur le principe voulant que les produits soient comptabilisés lorsque le contrôle d'un bien ou d'un service est transféré au client; la notion de contrôle remplace celle des risques et avantages. La norme permet une approche rétrospective modifiée pour l'adoption, aux termes de laquelle les entités pourront comptabiliser des ajustements transitoires dans les bénéfices non distribués à la date de première application (1<sup>er</sup> janvier 2017), sans avoir à retraiter les données de la période comparative. Les sociétés devront uniquement appliquer les nouvelles règles aux contrats qui ne sont pas achevés à la date de première application. La date d'entrée en vigueur est le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Le Groupe évalue l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 et n'a pas déterminé quelle sera la méthode de transition utilisée.

IFRS 16, *Contrats de location*, remplace la norme existante sur les contrats de location, IAS 7, *Contrats de location*, et les interprétations connexes, et établit les principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet pour les deux parties à un contrat, soit le client (le preneur) et le fournisseur (le bailleur). Les preneurs doivent comptabiliser une obligation locative liée aux paiements futurs au titre de la location et au « droit d'utilisation d'un actif » pour presque tous les contrats de location, sauf certains contrats de location à court terme ou visant des actifs pour un montant minime. Pour les bailleurs, le traitement comptable demeure pratiquement inchangé; les contrats de location sont classés comme des contrats de location simple ou des contrats de location-financement, et ces deux types de contrats sont comptabilisés de façon différente. La norme entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Les sociétés peuvent appliquer IFRS 16 avant cette date, mais seulement si IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, est également appliquée. Le Groupe évalue l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 et n'a pas déterminé quelle sera la méthode de transition utilisée.

Aucune autre norme IFRS ou interprétation IFRIC n'étant pas encore en vigueur ne devrait avoir d'incidence significative sur les états financiers du Groupe.

**2 Instruments financiers – gestion des risques**

Une analyse des actifs et des passifs financiers du Groupe est présentée ci-après :

<b>Actifs financiers</b>	<b>Prêts et créances</b>	
	<b>2015</b> (en milliers de dollars US)	<b>2014</b> (en milliers de dollars US)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 514	13 935
Trésorerie soumise à restrictions	3 363	4 705
Prêts et créances	3 389	2 444
	<b>28 266</b>	<b>21 084</b>
<b>Passifs financiers au coût amorti</b>	<b>2015</b> (en milliers de dollars US)	<b>2014</b> (en milliers de dollars US)
Emprunts – courants et non courants	71 505	59 031
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	13 193	27 325
	<b>84 698</b>	<b>86 356</b>

Analyse des échéances des actifs et passifs financiers (se reporter à la note portant sur les emprunts pour de plus amples informations)

<b>Actifs financiers</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)
Jusqu'à 3 mois	24 903	16 228
De 3 à 6 mois	–	4 856
Plus de 6 mois	3 363	–
	<b>28 266</b>	<b>21 084</b>
<b>Passifs financiers</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)
Jusqu'à 3 mois	13 193	21 231
De 3 à 6 mois	–	4 136
Plus de 6 mois	71 505	60 989
	<b>84 698</b>	<b>86 356</b>

## **2 Instruments financiers – gestion des risques (suite)**

### *Objectifs généraux, politiques et processus*

L'ensemble des responsabilités liées à l'établissement des objectifs et politiques du Groupe en matière de gestion des risques incombe au Conseil d'administration. Bien que le Conseil demeure responsable de ces objectifs et politiques, il a délégué à la fonction Finance du Groupe le pouvoir relatif à la conception et à l'application des processus qui visent à assurer la mise en œuvre efficace des objectifs et des politiques. L'objectif général du Conseil est l'établissement de politiques qui ont pour objet de réduire au maximum les risques auxquels le Groupe est exposé sans compromettre indûment le caractère concurrentiel et la souplesse du Groupe. De plus amples détails concernant ces politiques sont présentés ci-après :

### *Risque de crédit*

Le risque de crédit représente le risque de perte financière que le Groupe pourrait subir si un client ou une contrepartie à un instrument financier ne s'acquitte pas de ses obligations contractuelles. Le Groupe est principalement exposé au risque de crédit en raison des ventes à crédit. La politique mise en œuvre par le Groupe à une échelle locale consiste à évaluer le risque de crédit que présentent de nouveaux clients avant de conclure des contrats avec ceux-ci. Le Groupe examine notamment les notations de crédit externes attribuées, lorsque celles-ci sont disponibles. Les clients potentiels qui ne satisfont pas aux critères de référence du Groupe en matière de solvabilité peuvent uniquement effectuer des transactions selon des modalités de paiement anticipé. En date de décembre 2015, le Groupe était dépendant de Ecopetrol S.A., de Shell Colombia S.A. et de Trafigura Petroleum Colombia SAS. Le Groupe surveille ses transactions avec les clients et s'assure que les paiements sont effectués régulièrement. Ecopetrol S.A. est une société détenue en partie par l'État. Shell Colombia S.A., Trafigura Petroleum Colombia SAS et Trenaco S.A. sont des sociétés locales d'opérations sur marchandises qui effectuent notamment des transactions commerciales sur le pétrole brut. Chaque date de clôture, le Groupe évalue s'il existe une indication objective qu'un actif financier ou un groupe d'actifs financiers a subi une perte de valeur. En date de décembre 2015, le solde de 961 389 \$ US dû par Trenaco S.A. avait subi une perte de valeur, et une provision à ce titre a été constituée puisque le solde est considéré comme étant en souffrance et que son recouvrement est jugé improbable.

Le risque de crédit découle également de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des dépôts auprès de banques et d'institutions financières. Le Groupe effectue un examen des banques et des institutions financières avec lesquelles il effectue des transactions afin de s'assurer du maintien des normes de solvabilité mises en place. Le Groupe n'a aucun dépôt auprès d'institutions financières auxquelles au moins deux agences de notation ont attribué une notation inférieure à celle de l'indice IBB, à savoir la notation F1 de Fitch Ratings Ltd. et la notation BAA3 de Moody's Investor Services Limited en ce qui a trait à ses instruments à court terme, et à savoir au minimum la notation A de Fitch Ratings Ltd. et la notation A1 de Moody's Investor Services en ce qui a trait à ses instruments à long terme. Cette exigence ne s'applique pas à la trésorerie soumise à restrictions détenue relativement aux contrats conclus avec Agencia Nacional de Hidrocarburos (« ANH »).

Le Groupe surveille, au besoin, l'utilisation des notations de crédit et l'information disponible concernant les évaluations du crédit; à la date de clôture, il ne s'attendait à aucune perte découlant de la non-exécution par les contreparties.

### *Risque de liquidité*

Un risque de liquidité découle de la gestion, par le Groupe, du fonds de roulement ainsi que des charges financières et des remboursements du capital sur ses instruments de créance. Il s'agit du risque selon lequel le Groupe éprouve des difficultés à respecter ses obligations financières lorsqu'elles viennent à échéance. La plus importante composante du risque de liquidité pour le Groupe est une variation défavorable possible du prix du pétrole brut sur le marché.

La politique du Groupe a pour objectif de s'assurer qu'il dispose toujours d'une trésorerie suffisante pour respecter ses obligations lorsqu'elles viennent à échéance. À cette fin, le Groupe s'efforce de maintenir des soldes de trésorerie (ou des facilités consenties) pour satisfaire aux exigences prévues pour une période d'au moins 90 jours. Le Groupe cherche à réduire le risque de liquidité et il fixe à cette fin les taux d'intérêt (et, par conséquent, les flux de trésorerie) sur ses emprunts à long terme.

Les administrateurs reçoivent mensuellement des prévisions des flux de trésorerie sur 12 mois, ainsi que des informations sur les soldes de trésorerie. Dès qu'un manque de fonds est mis en évidence, les administrateurs prennent des mesures pour trouver et obtenir les fonds nécessaires; à cette fin, ils s'adressent à des investisseurs existants ou à de nouveaux investisseurs, ou ils obtiennent des emprunts à court et à long terme. De plus amples renseignements sur les liquidités sont présentés à la note 1 (Continuité de l'exploitation et Passifs non courants).

## **2 Instruments financiers – gestion des risques (suite)**

Les passifs non courants comprennent un montant de 71 M\$ US (59 M\$ US en 2014) lié à la facilité de crédit consentie au Groupe par BNP Paribas. La Société a prélevé une tranche initiale de 60 M\$ US et a remboursé en totalité le solde résiduel de la facilité précédente, et il a utilisé la tranche résiduelle aux fins des projets effectués en 2014. La Société a prélevé une tranche supplémentaire de 12 M\$ US au cours de l'exercice, et elle a prélevé la tranche résiduelle de 8 M\$ US après la fin de l'exercice.

Aux 31 décembre 2015 et 2014, toutes les clauses restrictives étaient respectées.

### **Politiques de gestion du capital**

Le Groupe définit son capital comme étant composé du capital social ordinaire, des primes sur actions, des autres réserves, du déficit cumulé et des emprunts externes. Le Conseil d'administration a mis en place des principes aux fins de la gestion des ressources en capital du Groupe, lesquels sont fondés sur une stratégie à long terme qui vise à continuellement évaluer et surveiller l'atteinte des objectifs de la Société et l'accroissement du portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers du Groupe en Colombie. Les politiques de gestion du capital sont les suivantes :

- Disposer de ressources suffisantes pour maintenir et accroître les engagements relatifs aux licences et pour maximiser les dépenses discrétionnaires liées à la mise en valeur des actifs pétroliers et gaziers.
- Réinvestir les profits dans de nouveaux actifs et dans les actifs existants d'une manière qui concorde avec les objectifs de la Société.
- Déterminer la composition appropriée de titres de créance, de capitaux propres et d'occasions de partenariat pour respecter les engagements relatifs aux licences et s'y conformer, et accroître davantage le portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, l'objectif étant de générer les rendements les plus élevés qui soient pour les actionnaires et d'assurer les flux d'investissements les plus avantageux qui soient.
- Maintenir une souplesse maximale afin de répartir les ressources en capital entre les projets de prospection et d'évaluation et les projets de production et de mise en valeur, en fonction des fonds disponibles et de la qualité des occasions qui se présentent.

La direction reçoit régulièrement des rapports concernant le rendement financier et d'exploitation, ce qui lui permet d'assurer la gestion continue des actifs, des passifs et des liquidités.

### *Risque de marché*

La principale composante du risque de marché à laquelle le Groupe est exposé est le prix du pétrole brut sur le marché.

### **Analyse de sensibilité du prix du pétrole brut**

La direction utilise une analyse de sensibilité basée sur une volatilité hypothétique du prix de 47 % (45 % en 2014) pour estimer l'incidence possible de variations raisonnablement possibles des prix du pétrole brut sur le marché, selon les tendances récentes. Au 31 décembre 2015, une augmentation de 47 % (45 % en 2014) du prix de vente moyen obtenu au cours de l'exercice aurait donné lieu à une hausse des produits de 37 648 892 \$ US (37 064 000 \$ US en 2014) et à une réduction de la perte, qui se serait chiffrée à 6 598 986 \$ US (51 041 369 \$ US en 2014). En revanche, une diminution de 47 % (45 % en 2014) du prix de vente moyen aurait entraîné une réduction des produits de 37 648 892 \$ US (37 064 000 \$ US) et une hausse de la perte, qui se serait élevée à 81 896 770 \$ US (23 086 631 \$ US en 2014). Cela aurait également eu une incidence correspondante sur l'actif net.

### **Risque de taux d'intérêt**

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie découlant de ses dépôts de trésorerie et d'équivalents de trésorerie auprès de banques. Le Groupe gère ses soldes de trésorerie de façon proactive afin de s'assurer qu'il maximise les intérêts touchés sur les fonds disponibles, sans toutefois compromettre la souplesse dont le Groupe a besoin à l'égard de son fonds de roulement.

## 2 Instruments financiers – gestion des risques (suite)

Le Groupe a des emprunts à court et long terme, lesquels sont assortis de taux d'intérêt fixes et variables, conformément aux modalités des accords. Le Groupe ne considère pas qu'il est exposé de manière significative au risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie associé à ses emprunts. En vertu des modalités de la convention d'emprunt conclue avec BNP Paribas, le Groupe peut fixer la marge applicable en choisissant la marge convenue en fonction d'un emprunt portant intérêt à un taux de base de remplacement ou au taux de l'eurodollar. La marge convenue est de 2,75 % en ce qui a trait aux emprunts portant intérêt à un taux de base de remplacement, et de 3,75 % en ce qui a trait à ceux qui portent intérêt au taux de l'eurodollar. En choisissant la marge fixe, la Société considère qu'elle a réduit au minimum le risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie auquel le Groupe est exposé, et que les variations du taux LIBOR ne représentent pas un risque important pour le Groupe. Aucune filiale du Groupe ne peut obtenir une facilité d'emprunt ou conclure un contrat de location sans avoir au préalable obtenu le consentement du Conseil d'administration.

Le risque de taux d'intérêt du Groupe relativement aux actifs et passifs financiers est présenté en détail ci-dessous.

**Passifs financiers** – Le Groupe a examiné la sensibilité aux taux d'intérêt des soldes du passif à la fin de l'exercice et déterminé qu'une augmentation ou une diminution de un pour cent du produit d'intérêts sur les créditeurs à taux variable n'aurait pas occasionné une augmentation ou une diminution importante des obligations nettes.

**Actifs financiers** – Le Groupe a examiné la sensibilité aux taux d'intérêt de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (y compris la trésorerie soumise à restrictions) à la fin de l'exercice et déterminé qu'une augmentation ou une diminution de un pour cent du produit d'intérêts sur les dépôts à taux variable n'aurait pas donné lieu à une augmentation ou à une diminution importante du bénéfice net.

### Taux d'intérêt sur les actifs et passifs financiers

Les taux d'intérêt sur les actifs et passifs financiers du Groupe au 31 décembre 2015 s'établissaient comme suit :

ACTIFS	Actifs financiers générant un produit d'intérêts à taux variable (en milliers de dollars US)	Actifs financiers ne générant aucun produit d'intérêts (en milliers de dollars US)	Total 2015 (en milliers de dollars US)
Devise			
Peso colombien	3 363	1 762	5 125
Dollar américain	–	23 078	23 078
Livre sterling	–	63	63
<b>Total</b>	<b>3 363</b>	<b>24 903</b>	<b>28 266</b>
PASSIFS	Passifs financiers pour lesquels des intérêts sont payés (en milliers de dollars US)	Passifs financiers pour lesquels aucun intérêt n'est payé (en milliers de dollars US)	Total 2015 (en milliers de dollars US)
Devise			
Peso colombien	–	7 981	7 981
Dollar américain	71 505	5 212	76 717
<b>Total</b>	<b>71 505</b>	<b>13 193</b>	<b>84 698</b>

## 2 Instruments financiers – gestion des risques (suite)

Les résultats au 31 décembre 2014 à des fins de comparaison s'établissent comme suit :

ACTIFS	Actifs financiers	Actifs financiers	Total 2014
	généralisant un produit d'intérêts à taux variable (en milliers de dollars US)	ne généralisant aucun produit d'intérêts (en milliers de dollars US)	
Devise			
Peso colombien	4 705	478	5 183
Dollar américain	–	15 856	15 856
Livre sterling	–	45	45
<b>Total</b>	<b>4 705</b>	<b>16 379</b>	<b>21 084</b>
PASSIFS	Passifs financiers	Passifs financiers	Total 2014
	pour lesquels des intérêts sont payés (en milliers de dollars US)	pour lesquels aucun intérêt n'est payé (en milliers de dollars US)	
Devise			
Peso colombien	372	20 872	21 244
Dollar américain	58 659	6 453	65 112
<b>Total</b>	<b>59 031</b>	<b>27 325</b>	<b>86 356</b>

La trésorerie en banque portant intérêt à des taux variables se compose de dépôts à vue assujettis à des taux variables, qui portent intérêt au taux moyen de 3,71 % (2,38 % en 2014).

### Risque de change

Le risque de change est lié aux établissements à l'étranger du Groupe, qui effectuent des transactions libellées dans des devises autres que la monnaie fonctionnelle de la Société et de ses filiales. Bien que le risque opérationnel auquel le Groupe est exposé soit réduit en raison de sa plus vaste pénétration du marché, l'actif net du Groupe découlant de ces établissements à l'étranger est exposé au risque de change découlant des profits et pertes à la conversion en dollars américains. Le Groupe envisage de couvrir ses placements nets dans des établissements à l'étranger uniquement dans des circonstances exceptionnelles, car il n'estime généralement pas que la réduction du risque de change justifie le risque lié aux flux de trésorerie créé par l'utilisation de telles techniques de couverture en vue d'atténuer l'incidence du change. Lorsque cela est possible et afin de surveiller l'efficacité continue de cette politique, le Conseil, par le biais de son approbation des budgets de dépenses d'investissement et de son examen des comptes de gestion mensuels, évalue l'efficacité de la politique sur une base continue.

Le tableau suivant illustre les taux de change liés aux devises qu'utilise le Groupe :

Devise par rapport à 1,00 \$ US	Peso colombien	Livre sterling
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>3 149</b>	<b>0,6755</b>
Au 31 décembre 2014	2 392	0,6437

**2 Instruments financiers – gestion des risques (suite)****Exposition aux fluctuations des devises**

Les actifs et passifs financiers du Groupe qui ne sont pas libellés en dollars américains et qui sont par conséquent exposés aux fluctuations des devises sont illustrés ci-dessous. Les montants présentés représentent l'équivalent en dollars américains des soldes libellés en monnaie locale.

**Équivalent en dollars américains  
du montant net des actifs et  
passifs monétaires exposés  
au risque de change**

	<b>Peso colombien (en milliers de dollars US)</b>	<b>Livre sterling (en milliers de dollars US)</b>	<b>Total (en milliers de dollars US)</b>
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>(4 909)</b>	<b>63</b>	<b>(4 846)</b>
Au 31 décembre 2014	(16 380)	45	(16 335)

**Analyse de sensibilité aux taux de change**

Le Groupe est principalement exposé aux fluctuations du peso colombien par rapport au dollar américain; il évalue le risque de change auquel il est exposé au moyen d'une analyse de sensibilité dans le cadre de laquelle il tient compte de variations favorables et défavorables de 37,1 % des taux du marché relativement aux actifs et passifs monétaires libellés en pesos colombiens qui sont exposés au risque de change. Au 31 décembre 2015, une appréciation de 37,1 % du peso par rapport au dollar aurait donné lieu à une augmentation/diminution de 2 896 680 \$ US (diminution de 2 097 818 \$ US en 2014) de l'actif net du Groupe. Une dépréciation de 37,1 % du peso par rapport au dollar se serait traduite par une augmentation/diminution de 6 320 626 \$ US (augmentation de 2 564 000 \$ US en 2014) de l'actif net du Groupe. La direction se réunit régulièrement avec le Conseil d'administration afin d'assurer la communication régulière d'informations et de données et de faire en sorte que l'atteinte des objectifs est évaluée.

Les politiques et pratiques dont il est fait mention ci-dessus sont conformes aux stratégies et aux objectifs utilisés aux exercices précédents, et elles devraient demeurer inchangées en ce qui a trait aux objectifs visant l'affectation future des ressources.

**3 Coûts liés à l'effectif (y compris la rémunération des administrateurs et des principaux dirigeants)**

Le nombre moyen d'employés du Groupe au cours de l'exercice, y compris les administrateurs dirigeants, s'établit comme suit :

	<b>2015 (nombre)</b>	<b>2014 (nombre)</b>
Personnel administratif	53	52
Personnel technique	152	144
	<b>205</b>	<b>196</b>
	<b>2015 (en milliers de dollars US)</b>	<b>2014 (en milliers de dollars US)</b>
Salaires	6 520	8 076
Paiements fondés sur des actions	–	156
Autres charges liées à l'effectif	254	307
Cotisations sociales	307	375
Cotisations de retraite	489	564
	<b>7 570</b>	<b>9 478</b>

**3 Coûts liés à l'effectif (y compris la rémunération des administrateurs et des principaux dirigeants) (suite)**

La Société n'administre pas son propre régime de retraite; elle effectue plutôt des paiements au nom de ses administrateurs et de ses employés, qu'elle verse à leurs régimes de retraite personnels.

Les administrateurs sont d'avis que les administrateurs (y compris ceux qui ne sont pas des administrateurs dirigeants) représentent les principaux dirigeants et que, par conséquent, les jetons de présence, les avantages et la rétribution des administrateurs représentent la rémunération des principaux dirigeants.

La rémunération des administrateurs se compose des éléments suivants :

	<b>2015</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>	<b>2014</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>
Salaires	672	782
Paiements fondés sur des actions	–	156
Cotisations de retraite	<u>50</u>	<u>56</u>
	<u><u>722</u></u>	<u><u>994</u></u>

**4 Produits**

	<b>2015</b> <b>Unités</b> <b>(bep)</b>	<b>2015</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>	<b>2014</b> <b>Unités</b> <b>(bep)</b>	<b>2014</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>
Total – pétrole brut	2 041 152	81 589	1 038 038	81 524
Total – gaz	3 336	<u>93</u>	29 440	<u>841</u>
Total des produits		<u><u>81 682</u></u>		<u><u>82 365</u></u>

Tous les produits comptabilisés en 2015 et en 2014 ont été générés en Colombie.

**5 (Perte) bénéficié d'exploitation**

Les (pertes) bénéficiés lié(e)s aux activités d'exploitation sont présentés après avoir passé les éléments suivants à titre de charges ou de produits :

	<b>2015</b> (en milliers de dollars US)	<b>2014</b> (en milliers de dollars US)
Amortissement et épuisement		
– Actifs pétroliers et gaziers	<b>13 634</b>	13 802
– Autres immobilisations corporelles	<b>1 460</b>	1 643
Pertes de valeur		
– Actifs pétroliers et gaziers	<b>39 775</b>	3 829
– Actifs incorporels de prospection et d'évaluation	<b>7 876</b>	3 687
Locations aux termes de contrats de location simple		
– Terrains et bâtiments	<b>325</b>	596
Paiements fondés sur des actions :	–	156
Perte (profit) de change	<b>266</b>	(365)

**6 Produits financiers et charges financières**

	<b>2015</b> (en milliers de dollars US)	<b>2014</b> (en milliers de dollars US)
<i>Produits financiers</i>		
Intérêts reçus sur les dépôts bancaires	<b>124</b>	112
<b>Total des produits d'intérêts calculés au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif</b>	<b>124</b>	112
Total des produits financiers	<b>124</b>	112
<i>Charges financières</i>		
Intérêts sur les passifs financiers	<b>3 202</b>	2 332
Évaluation des dérivés*	–	(902)
Règlements en trésorerie au titre de la couverture des dérivés	–	1 447
Commissions bancaires	<b>1 035</b>	465
	<b>4 237</b>	3 342

\* L'évaluation des dérivés effectuée en 2014 tient compte du solde de reprise de l'évaluation de l'instrument financier du Groupe auprès de la banque Wells Fargo. Le dérivé a été annulé en septembre 2014.

## 7 Impôt sur le résultat

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Impôt exigible	11 165	9 245
Impôt différé (note 17)	5 812	1 949
	<u>16 977</u>	<u>11 194</u>

Le tableau ci-dessous illustre les principales composantes de la charge d'impôt et le rapprochement de la charge d'impôt prévue, en fonction d'un taux d'imposition effectif au Royaume-Uni de 20,25 % (21,5 % en 2014) et de la charge d'impôt présentée en résultat net des sociétés colombiennes :

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
<b>Rapprochement du total de la charge d'impôt</b>		
(Perte) bénéfice avant impôt pour l'exercice	<u>(27 271)</u>	25 171
<b>(Perte) bénéfice imposable</b>	<u>(27 271)</u>	25 171
(Économie) charge d'impôt prévue basée sur le taux d'imposition standard des sociétés au Royaume-Uni de 20,25 % (21,5 % en 2014)	(5 522)	5 411
Incidence des éléments suivants :		
Charges non déductibles aux fins de l'impôt	7	58
Report en avant de pertes fiscales	1 018	1 246
Actif d'impôt différé non comptabilisé	9 286	3 541
Variation de l'actif d'impôt différé (note 17)	(2 578)	2 902
Variation du passif d'impôt différé (note 17)	8 523	(725)
Variation des différences temporaires sur les impôts locaux	-	214
Décomptabilisation (Utilisation) des pertes imposables ayant fait l'objet d'un report en avant (note 17)	982	(1 549)
Charge d'impôt des périodes précédentes	522	-
Incidence des différences dans les taux d'imposition des territoires étrangers (20,25 % au R.-U., 25 % plus un impôt CREE de 9 % et une surcharge CREE de 5 % en Colombie (21,5 % au R.-U. et 25 % plus un impôt CREE de 9 % en Colombie en 2014)	4 739	96
Total de l'impôt pour l'exercice	<u>16 977</u>	<u>11 194</u>

Les sociétés colombiennes calculent leur charge d'impôt au moyen de deux méthodes : 1) impôt sur le bénéfice imposable ou sur le bénéfice régulier (produits déduction faite des coûts et des charges admissibles) selon un taux de 25 %, un taux d'impôt CREE de 9 % et une surcharge CREE de 5 % (2015) en vertu des règles d'imposition locales; 2) montant minimum d'impôt sur le résultat, qui est déterminé au moyen de la méthode du bénéfice présumé. En vertu de cette méthode, le bénéfice imposable présumé calculé correspond à 3 % de l'actif net (ou de la masse fiscale) au 31 décembre de l'année fiscale précédente, conformément au montant déclaré par le contribuable sur la déclaration fiscale correspondante. Le taux d'imposition est ensuite appliqué au plus élevé du bénéfice imposable régulier ou du bénéfice imposable présumé (certaines activités commerciales étant exemptées). Chaque année, les contribuables doivent comparer les valeurs découlant de l'application de ces deux méthodes. La charge d'impôt pour l'année d'imposition sera calculée en fonction de la plus élevée des valeurs comparées.

## **7 Impôt sur le résultat (suite)**

### **Impôt CREE – loi fiscale 1607 de la Colombie**

En décembre 2012, le congrès de la Colombie a promulgué une loi fiscale qui a réduit le taux d'imposition des sociétés applicable aux entités colombiennes et aux succursales des sociétés non colombiennes, le ramenant de 33 pour cent à 25 pour cent avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette diminution du taux d'imposition a effectivement été contrebalancée par un nouvel impôt sur le résultat, appelé l'« impôt CREE », dont le taux s'établit à 9 pour cent pour 2013 à 2015, et à 8 pour cent par la suite. L'impôt CREE constitue un impôt sur le résultat, sauf en ce qui concerne certaines limitations quant à la capacité à déduire des coûts et des charges. Les reports de perte en avant ne peuvent pas être utilisés pour compenser le montant imposable en vertu de l'impôt CREE. De plus, le bénéfice imposable en vertu de l'impôt CREE ne peut pas être inférieur à trois pour cent de l'avoir net du contribuable au 31 décembre de l'année fiscale précédente. Depuis 2013, la Société calcule sa charge d'impôt exigible conformément à la loi fiscale 1607.

### **Surcharge CREE – loi fiscale 1739 de la Colombie**

Le 23 décembre 2014, le congrès de la Colombie a mis en place la surcharge CREE en vertu de loi 1739, qui constitue une augmentation de taux absolue valide pour quatre ans, soit de 2015 à 2018, qui est calculée sur le bénéfice imposable supérieur à 335 000 \$ auquel s'applique l'impôt CREE. Les taux de surcharge applicables sont les suivants : 5 % pour 2015, 6 % pour 2016, 8 % pour 2017 et 9 % pour 2018. La surcharge sera abandonnée en 2019.

Un examen du total des pertes non comptabilisées du Groupe, qui se chiffrent à environ 22 M\$ US (32 M\$ US en 2014), sera effectué au cours des périodes ultérieures, en raison de la probabilité croissante que ces pertes puissent être utilisées.

### **Impôt sur la fortune**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le congrès de la Colombie a introduit un impôt sur la fortune, qui est calculé sur une assiette fiscale (avoir net) en sus de 1 milliard de pesos colombiens (0,4 M\$ US) au 1<sup>er</sup> janvier de l'année d'imposition applicable. Les taux applicables aux 1<sup>er</sup> janvier 2015, 2016 et 2017 sont 1,15 %, 1,00 % et 0,40 %, respectivement. En se basant sur l'assiette fiscale des sociétés colombiennes, l'impôt sur la fortune pour 2015 s'est élevé à 276 050 \$ US; il a été comptabilisé à titre de charge dans le compte de résultat, et il a été payé en deux versements en mai et septembre 2015.

## 8 Immobilisations corporelles

	Agencements et matériel (en milliers de dollars US)	Immobilisations de production sur le terrain (en milliers de dollars US)	Actifs pétroliers et gaziers prouvés (en milliers de dollars US)	Total (en milliers de dollars US)
<b>Coût</b>				
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	810	4 816	146 220	151 846
Ajouts	1 341	6 460	16 790	24 591
Transferts d'immobilisations incorporelles	–	–	30 268	30 268
Autres transferts	–	4 322	(4 322)	–
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>2 151</b>	<b>15 598</b>	<b>188 956</b>	<b>206 705</b>
Ajouts	474	369	1 244	2 087
Provision au titre du démantèlement	–	–	(1 111)	(1 111)
Transferts d'immobilisations incorporelles	–	–	6 216	6 216
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>2 625</b>	<b>15 967</b>	<b>195 305</b>	<b>213 897</b>
<b>Amortissement, épuisement et perte de valeur</b>				
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	514	3 439	47 402	51 355
Charge pour l'exercice	197	1 446	17 631	19 274
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>711</b>	<b>4 885</b>	<b>65 033</b>	<b>70 629</b>
Charge pour l'exercice	203	1 257	13 634	15 094
Perte de valeur	–	563	39 212	39 775
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>914</b>	<b>6 705</b>	<b>117 879</b>	<b>125 498</b>
<b>Valeur comptable nette</b>	<b>1 711</b>	<b>9 262</b>	<b>77 426</b>	<b>88 399</b>
<b>Au 31 décembre 2015</b>				
Au 31 décembre 2014	1 440	10 713	123 923	136 076

En raison de la baisse des prix des marchandises, le Groupe a effectué un test de dépréciation de ses actifs pétroliers et gaziers prouvés, et les administrateurs ont, compte tenu du fait que la valeur comptable excède la juste valeur économique de certains actifs pétroliers et gaziers, déterminé qu'il était approprié de comptabiliser, conformément aux méthodes comptables du Groupe, une perte de valeur de 39,8 M\$ US (3,8 M\$ US en 2014) au titre des actifs : i) du champ Santa Lucia (2,7 M\$ US), ii) du champ Angeles (10,6 M\$ US), iii) du champ Serafin (0,1 M\$ US), iv) du champ Tronos (0,3 M\$ US), v) du champ Colon (10,4 M\$ US), vi) du champ Juglar (9,1 M\$ US), vii) du champ Gaitero (6,2 M\$ US) et viii) du champ Zoe (0,023 M\$ US) après avoir tenu compte du fait que ce puits a été utilisé aux fins de l'obtention des activités de production du projet de déviation Chuirá 1. En se fondant sur le test de dépréciation effectué et sur les estimations du prix futur du Brent pour le pétrole et le gaz confirmées par Ryder Scott, le Groupe a formulé l'hypothèse selon laquelle le prix de vente brut sera de 41 \$ US/b en 2016, de 51,5 \$ US/b en 2017, et atteindra 110,43 \$ US/b en 2030 (2014 – 55 \$ US/b en 2015, 75 \$ US/b en 2016 et 113 \$ US/b en 2029). Le Groupe a estimé les coûts champ par champ, tels qu'ils ont été authentifiés par Ryder Scott dans le rapport de 2015, y compris les coûts de transport. Le taux d'actualisation après impôt s'est établi à 10,3 % (13 % en 2014).

## 9 Actifs incorporels de prospection et d'évaluation

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Coût et valeur comptable nette		
Aux 1 <sup>er</sup> janvier	14 349	11 075
Ajouts	20 098	37 229
Perte de valeur des actifs <sup>1</sup>	(7 876)	(3 687)
Transfert au poste Actifs pétroliers et gaziers (se reporter à la note 8)	(6 216)	(30 268)
Cession d'intérêt relative à Putumayo-04 <sup>2</sup>	(6 787)	—
	<u>13 568</u>	<u>14 349</u>
<i>Coût et valeur comptable nette aux 31 décembre</i>		

Les montants relatifs aux actifs incorporels de prospection et d'évaluation représentent les coûts engagés dans le cadre des projets de prospection de pétrole et de gaz actifs.

- Conformément à la méthode comptable applicable aux actifs pétroliers et gaziers décrite à la note 1, les actifs de prospection et d'évaluation sont évalués lorsque des circonstances laissent suggérer que des faits et circonstances pourraient entraîner une perte de valeur, et lorsque ces actifs sont reclassés dans les actifs de mise en valeur et de production. L'issue des travaux de prospection continus et, par conséquent, la probabilité que la valeur comptable des actifs soit recouvrée, sont intrinsèquement incertaines. Le Groupe a donc comptabilisé une perte de valeur de 7,9 M\$ US (3,69 M\$ US en 2014) : 1,5 M\$ US pour le champ Juglar, 4,7 M\$ US pour le puits Mochuelo-01, 1,5 M\$ US pour le puits Angeles-20 et 0,2 M\$ US pour le champ Zoe.

Au 31 décembre 2015, les coûts au titre des actifs pétroliers et gaziers non évalués du Groupe étaient les suivants : coûts de prospection différés de 2,6 M\$ US relatifs à Putumayo, coûts de 2,05 M\$ US relatifs aux études sismiques et géophysiques à Llanos, coûts de forage et d'achèvement de 8,1 M\$ US à Chuirá-02, et coûts de 0,5 M\$ US relatifs à d'autres projets mineurs. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur comptable des actifs de prospection et d'évaluation à la date de clôture, les administrateurs ont déterminé qu'aucune autre perte de valeur ne devait être comptabilisée relativement aux actifs pétroliers et gaziers non évalués du Groupe au 31 décembre 2015.

- Au cours de l'exercice, le Groupe a conclu un accord de cession d'intérêt avec Gran Tierra Energy Colombia, en vertu duquel la filiale en exploitation colombienne de PetroLatina conserve un intérêt juridique de 30 % dans Putumayo-4. Sous réserve de l'approbation d'ANH concernant la cession de ce bloc, Gran Tierra a acquis une participation indivise de 70 % dans le bloc et est devenue l'exploitant de ce bloc.

Se reporter à la note 24 pour obtenir des renseignements détaillés sur les engagements en capital.

**10 Placements**

Au 31 décembre 2015, le Groupe se composait de la Société et des filiales et participations directes et indirectes suivantes :

	Pourcentage de participation		Pays de constitution	Actionnaire	Principale activité
	2015	2014			
PetroLatina (CA) Limited	100 %	100 %	Royaume-Uni	PetroLatina Energy Limited	Société de portefeuille intermédiaire
Taghmen Argentina Limited	100 %	100 %	Royaume-Uni	PetroLatina Energy Limited	Société inactive
Taghmen Colombia S.L.	100 %	100 %	Espagne	PetroLatina (CA) Limited	Société de portefeuille intermédiaire
Petróleos Del Norte SA (se reporter à * et à la note 21)	100 %	100 %	Colombie	Taghmen Colombia S.L.	La société en exploitation détient une participation de 5 % dans le bloc La Paloma
Rend Lake Corporation	100 %	100 %	Panama	PetroLatina (CA) Limited	Société de portefeuille intermédiaire
Rend Lake Sucursal Colombia	100 %	100 %	Succursale colombienne de Rend Lake Corporation	Rend Lake Corporation	Actionnaire détenant une participation de 95 % dans PetroCaribe Temporary Union, le propriétaire du bloc La Paloma
PetroLatina Energy Sucursal Colombia	100 %	100 %	Succursale colombienne de PELE	PELE	Actionnaire détenant une participation de 85 % dans Midas Temporary Union, le propriétaire du bloc Midas
North Riding Inc.	100 %	100 %	Panama	PetroLatina (CA) Limited	Société de portefeuille intermédiaire
North Riding Sucursal Colombia	100 %	100 %	Succursale colombienne de North Riding Inc.	North Riding Inc.	Actionnaire détenant une participation de 15 % dans le bloc Midas
Transporte Del Norte SA**	0,04 %	4 %	Colombie	Petróleos Del Norte SA	Société en exploitation

\* En juin 2006, le Groupe a acquis, et détient toujours, une participation donnant le contrôle de 92,42 % dans le capital social émis et en circulation de PDN. La tranche résiduelle de 7,58 % des actions émises et en circulation de PDN était détenue en fiducie en Colombie, et le déblocage de ces actions était assujéti au règlement définitif du litige en cours. Les jugements de première et de deuxième instances ont été rendus en faveur de PDN. PELE détenait une participation exclusive (100 %) à la fin de l'exercice (96,09 % en 2014). Par suite du jugement définitif concernant ce litige, les actions détenues en fiducie ont été remises à PDN à la fin de l'exercice aux fins de leur annulation. Par conséquent, le capital social faisant l'objet du litige a été dilué et s'est établi à 0 % (3,91 % en 2014).

\*\* Cette participation résiduelle a été vendue après la fin de l'exercice.

**11 Stocks**

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Stocks de pétrole brut	<u>221</u>	<u>674</u>

**12 Créances clients et autres débiteurs**

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Créances clients et autres débiteurs	3 340	2 253
Paiements anticipés	13	86
Paiements par anticipation versés aux entrepreneurs	<u>70</u>	<u>105</u>
	<u>3 483</u>	<u>2 444</u>

Au 31 décembre 2015, les débiteurs considérés comme étant en souffrance se chiffraient à 961 389 \$ US; une perte de valeur a été comptabilisée et une provision a été constituée à leur égard (néant en 2014). Le Conseil d'administration a déterminé que la valeur comptable représentait de manière adéquate la juste valeur de toutes les autres créances clients et autres débiteurs. Le risque de crédit maximal à la date de clôture représente la juste valeur de chaque catégorie de débiteur, y compris la trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions dont il est fait mention ci-dessous.

**13 Retenues d'impôt à la source**

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Retenues d'impôt à la source	807	691
Impôt payé d'avance	<u>2 080</u>	<u>2 167</u>
	<u>2 887</u>	<u>2 858</u>

Les filiales colombiennes du Groupe doivent, chaque exercice, payer d'avance une tranche de l'impôt sur le résultat de l'exercice suivant. Au 31 décembre 2015, les filiales du Groupe avaient payé à l'avance un montant de 2,08 M\$ US (2,1 M\$ US en 2014). Trois des filiales du Groupe en Colombie versent des impôts. Le Groupe prévoit compenser les montants payés d'avance au moyen de l'impôt exigible au cours de l'exercice (comme il est décrit à la note 7).

**14 Trésorerie soumise à restrictions**

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Placements libellés en pesos colombiens	<u>3 363</u>	<u>4 705</u>

Au 31 décembre 2015, la trésorerie soumise à restrictions du Groupe s'élevait à 3,36 M\$ US; une tranche de 2 653 691 \$ US de ce montant concernait les fonds au titre des passifs relatifs au démantèlement liés aux actifs colombiens, conformément aux modalités des accords de prospection et de production conclus avec Ecopetrol et ANH, et une tranche de 709 564 \$ US concernait les dépôts à terme garantissant le contrat lié à la Phase 1 conclu par Midas avec ANH. Les durées à l'échéance relatives à la trésorerie soumise à restrictions du Groupe sont de plus de six mois.

**15 Dettes fournisseurs et autres créditeurs****Créditeurs courants**

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Dettes fournisseurs	6 457	17 526
Actions de rachat payables	109	248
Impôt retenu et coûts liés aux cotisations sociales	771	1 106
Taxe à la valeur ajoutée	1 283	297
Charges à payer	6 262	9 420
Autres créditeurs	<u>859</u>	<u>131</u>
	<u>15 741</u>	<u>28 728</u>

Les dettes fournisseurs sont classées comme des passifs financiers au coût amorti et elles sont exigibles au cours des trois prochains mois. La Société a vendu une partie de sa production à un nouveau client; en raison de l'endroit où se situe ce client, elle a été assujettie à des obligations supplémentaires en matière de taxe à la valeur ajoutée au cours de l'exercice; aucune taxe à valeur ajoutée n'a été comptabilisée dans le passé.

**16 Emprunts**

La valeur comptable et la juste valeur des emprunts s'établissent comme suit :

	Valeur comptable 2015 (en milliers de dollars US)	Valeur comptable 2014 (en milliers de dollars US)
<b>Emprunts non courants</b>		
Helm Bank	–	372
BNP Paribas	<u>71 011</u>	<u>58 659</u>
<b>Total des emprunts non courants</b>	<u>71 011</u>	<u>59 031</u>
<b>Total des emprunts non courants</b>	<u>71 011</u>	<u>59 031</u>

**16 Emprunts (suite)**

La juste valeur des emprunts était de 72 M\$ et de 60,3 M\$ en 2015 et en 2014, respectivement.

Le tableau suivant illustre les principales modalités et le calendrier de remboursement des emprunts du Groupe aux 31 décembre 2015 et 2014 :

	<b>Devise</b>	<b>Taux nominal</b>	<b>Durée à l'échéance</b>
Helm Bank	Peso colombien	5,5 % majoré du taux DTF*	Remboursable à vue
BNP – Facilité de crédit garantie de premier rang	Dollar américain	3,75 % majoré du taux LIBOR	2018

\* Le taux DTF est le taux que les banques versent aux détenteurs de dépôts à terme fixe de 90 jours, et il est établi par la National Republic Bank.

L'analyse des échéances illustre les échéances contractuelles résiduelles liées aux emprunts du Groupe, compte tenu des intérêts :

	<b>Taux variable (en milliers de dollars US)</b>	<b>Taux fixe (en milliers de dollars US)</b>	<b>Total (en milliers de dollars US)</b>
<b>2015</b>			
Échéant dans moins de un an	3 247	–	3 247
Échéant dans un an à deux ans	3 244	–	3 244
Échéant dans plus de deux ans mais dans moins de cinq ans	74 241	–	74 241
	<b>80 732</b>	<b>–</b>	<b>80 732</b>
	<b>Taux variable (en milliers de dollars US)</b>	<b>Taux fixe (en milliers de dollars US)</b>	<b>Total (en milliers de dollars US)</b>
<b>2014</b>			
Échéant dans moins de un an	2 869	372	3 241
Échéant dans un an à deux ans	2 948	–	2 948
Échéant dans plus de deux ans mais dans moins de cinq ans	64 530	–	64 530
	<b>70 347</b>	<b>372</b>	<b>70 719</b>

Les passifs non courants en 2015 comprennent un montant de 71 M\$ US (58,66 M\$ US en 2014) lié à la facilité de crédit consentie par BNP Paribas (déduction faite de frais juridiques différés de 1,34 M\$ US engagés relativement à l'emprunt, qui ont été inscrits à l'actif sur la durée de la facilité de crédit; au cours de l'exercice, un montant de 0,35 M\$ US a été amorti dans l'état du résultat global, et le solde résiduel s'est établi à 0,99 M\$ US), qui est basé sur la capacité d'emprunt approuvée de 80 M\$ US, et des passifs courants de néant (0,4 M\$ US en 2014) auprès de Helm Bank.

**16 Emprunts (suite)****Facilité de crédit garantie de premier rang**

Le Groupe dispose d'une facilité de crédit garantie de premier rang d'un montant maximal de 200 M\$ US consentie par BNP Paribas. La facilité est garantie par tous les actifs du Groupe. Le 17 octobre 2014, la capacité d'emprunt a été établie à 80 M\$ US, et un montant initial de 60 M\$ US a été prélevé afin de rembourser l'intégralité de la facilité de crédit précédente consentie par Wells Fargo et de financer certains projets du programme de forage et d'exploitation.

Le 29 avril 2015, le Groupe a décidé de prélever un montant supplémentaire de 12 M\$ US sur le montant de 20 M\$ US disponible aux termes de la facilité de crédit consentie par BNP Paribas, aux fins de son plan de mise en valeur et pour permettre au Groupe de poursuivre les nouveaux projets décrits dans son plan stratégique afin de poursuivre la mise en valeur de ses réserves non mises en valeur de manière à ce qu'elles deviennent des réserves prouvées exploitées.

À la fin de l'exercice, le Groupe avait un engagement non utilisé de 8 M\$ US pouvant être utilisé au besoin, et il paie et comptabilise un taux de commission d'engagement de 2 % sur ce montant. Depuis la fin de l'exercice, le Groupe a prélevé ce montant non utilisé de 8 M\$ US.

Les modalités de la facilité de crédit garantie de premier rang s'établissent comme suit :

- La facilité prévoit une durée initiale de quatre ans et ne prévoit aucun remboursement du capital avant la date d'échéance. Les intérêts sont payés sur une base trimestrielle.
- Le taux d'intérêt payable est de 3,75 %, majoré (du taux LIBOR en dollars américains sur un mois, deux mois ou trois mois, au choix du Groupe).
- Le Groupe doit se conformer à certaines clauses restrictives concernant le ratio de liquidité générale (d'au moins 1:1), le ratio dette/BAIIA (d'au plus 3,5:1) et le ratio de couverture des intérêts (d'au moins 2,5:1).

**17 Actif et passif d'impôt différé****Actif d'impôt différé**

Le Groupe a comptabilisé des actifs d'impôt différé au titre du montant d'impôt sur le résultat pouvant être recouvré au cours des périodes ultérieures à l'égard des différences temporaires liées aux charges à payer et aux autres provisions.

Le Groupe a des reports de perte en avant d'environ 22 M\$ US (24 M\$ US en 2014). Ces pertes ont trait à ses filiales colombiennes qui ont subi des pertes dans le passé, elles n'ont aucune date d'expiration et elles ne peuvent pas être utilisées pour compenser le bénéfice imposable d'une autre entité du Groupe. Les filiales ne disposent d'aucune différence temporaire imposable ni d'aucune occasion de planification fiscale qui pourrait en partie favoriser la comptabilisation de ces pertes à titre d'actifs d'impôt différé. En conséquence, le Groupe a déterminé qu'il ne peut pas comptabiliser des actifs d'impôt différé au titre des reports de perte en avant.

Le tableau suivant illustre les variations de l'impôt différé :

	<b>2015</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>	<b>2014</b> <b>(en milliers de</b> <b>dollars US)</b>
Aux 1 <sup>er</sup> janvier	571	3 884
Comptabilisation de l'actif différé découlant des pertes fiscales récupérables ayant fait l'objet d'un report en avant	–	982
Reprise ou utilisation des pertes imposables ayant fait l'objet d'un report en avant	(982)	(3 884)
Comptabilisation de l'actif différé lié aux différences temporaires déductibles	2 578	–
Passif d'impôt différé devant faire l'objet d'une reprise concurrentement avec le passif d'impôt différé	<u>411</u>	<u>(411)</u>
Aux 31 décembre	<u>2 578</u>	<u>571</u>

**17 Actif et passif d'impôt différé (suite)**

Un examen du total des pertes non comptabilisées du Groupe, qui se chiffrent à environ 22 M\$ US (24 M\$ US en 2014), sera effectué au cours des périodes ultérieures, en raison de la probabilité croissante que ces pertes puissent être utilisées.

**Passif d'impôt différé**

Un passif d'impôt différé est calculé relativement à l'impôt sur le résultat payable au cours des périodes ultérieures, au titre des différences temporaires découlant des variations du taux de change de l'assiette fiscale des actifs non monétaires libellés dans une devise différente, et des différences liées à la valeur comptable des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles. L'impôt différé est calculé au moyen d'un taux de 40 %, soit le taux d'imposition courant pour 2016. Le tableau suivant illustre la variation du compte d'actif différé :

	2015 (en milliers de dollars US)	2014 (en milliers de dollars US)
Aux 1 <sup>er</sup> janvier	545	1 681
État du résultat global	7 407	(725)
Passif d'impôt différé devant faire l'objet d'une reprise concurremment avec l'actif d'impôt différé	<u>411</u>	<u>(411)</u>
Aux 31 décembre	<u><u>8 363</u></u>	<u><u>545</u></u>

**18 Provisions**

	Provision pour obturation et abandon (en milliers de dollars US)
Aux 1 <sup>er</sup> janvier 2014	6 457
Provision constituée au cours de l'exercice	1 587
Montants inutilisés ayant fait l'objet d'une reprise au cours de l'exercice	<u>(997)</u>
Aux 31 décembre 2014 et au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	<u>7 047</u>
Provision constituée au cours de l'exercice	773
Montants inutilisés ayant fait l'objet d'une reprise au cours de l'exercice	(362)
Réduction de la provision au cours de la période	<u>(1 534)</u>
<b>Solde au 31 décembre 2015</b>	<u><u>5 924</u></u>

Comme pour les autres sociétés pétrolières exerçant des activités en Colombie, le Groupe reconnaît ses obligations en matière d'environnement et de démantèlement. Par conséquent, lorsqu'un passif significatif résulte de la remise en état d'un site après qu'un puits a été foré, le Groupe comptabilise une provision pour obturation et abandon.

Le montant comptabilisé représente la valeur actualisée des dépenses futures estimées, qui sont déterminées en fonction des conditions et des exigences locales.

19 Capital social

	2015	2015	2015	2014	2014	2014
	Actions ordinaires (en milliers)	Actions différées (en milliers)	Actions de catégorie B différées (en milliers)	Actions ordinaires (en milliers)	Actions différées (en milliers)	Actions de catégorie B différées (en milliers)
<i>Autorisées</i>						
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune	224 446	–	–	224 446	–	–
Actions différées de 0,0011 £ (0,0021 \$ US) chacune	–	–	–	–	–	–
Actions de catégorie B différées de 0,10 \$ US chacune	–	–	–	–	–	–
	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)
<i>Valeur nominale totale</i>						
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune	22 444	–	–	22 444	–	–
Actions différées de 0,0011 £ (0,0021 \$ US) chacune	–	–	–	–	–	–
Actions de catégorie B différées de 0,10 \$ US chacune	–	–	–	–	–	–
	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)
<i>Émises – attribuées, appelées et libérées</i>						
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune	140 318	–	–	140 318	–	–
Actions différées de 0,0011 £ (0,0021 \$ US) chacune	–	–	–	–	–	–
Actions de catégorie B différées de 0,10 \$ US chacune	–	–	–	–	–	–
	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)	(en milliers de dollars US)
<i>Valeur nominale totale</i>						
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune	14 032	–	–	14 032	–	–
Actions différées de 0,0011 £ (0,0021 \$ US) chacune	–	–	–	–	–	–
Actions de catégorie B différées de 0,10 \$ US chacune	–	–	–	–	–	–

19 Capital social (suite)

Le tableau ci-dessous illustre le rapprochement du capital social émis :

	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)	Nombre (en milliers)
Solde au début de l'exercice	140 318	–	–	139 040	47 773	175 554
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune émise	–	–	–	9 370	–	–
Actions ordinaires de 0,10 \$ US chacune rachetée	–	–	–	(8 092)	–	–
Actions différées de 0,0011 £ chacune annulée	–	–	–	–	(47 773)	–
Actions différées de (0,0021 \$ US) chacune annulée	–	–	–	–	–	(175 554)
Solde à la fin de l'exercice	<b>140 318</b>	–	–	<b>140 318</b>	–	–

Aucune action n'a été émise au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Le tableau suivant illustre les variations importantes du capital social au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

Exercice clos le 31 décembre 2014

Description	Date d'émission	Actionnaire	Prix d'émission par action (en dollars)	Nombre d'actions ordinaires émises
Exercice de bons de souscription	Septembre 2014	Macquarie	0,10	8 000 000
Exercice d'options sur actions	Septembre 2014	Administrateur	0,10	250 000
Exercice d'options sur actions	Octobre 2014	Administrateurs	0,10	1 120 000
Total des actions émises au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014				9 370 000

Les actions ordinaires de 0,10 \$ US l'action sont chacune assorties de un droit de vote. Elles donnent au porteur le droit de partager, à parts égales, la distribution des bénéfices ou des actifs de la Société sous forme de dividendes avec tous les autres porteurs d'actions ordinaires, proportionnellement au nombre total d'actions ordinaires détenues par les porteurs.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a, dans le cadre d'assemblées des actionnaires visant respectivement les actions différées et les actions de catégorie B différées, demandé et obtenu l'approbation des actionnaires afin d'annuler, respectivement, toutes les actions différées et toutes les actions de catégorie B différées émises et en circulation. Ces actions ont été annulées au moyen d'une réduction du capital social et de la prime sur actions.

Les actions de catégorie B différées représentaient des actions ordinaires différées libérées de 0,10 \$ US chacune. Elles n'avaient aucune valeur d'utilité, car elles étaient sans droit de vote, et elles n'étaient assorties d'aucun droit, y compris aucun droit de recevoir des avis, de voter lors des assemblées générales et de participer aux dividendes ou au remboursement de capital à la liquidation de la Société.

Les actions différées représentaient des actions ordinaires différées libérées de 0,0011 £ (0,0021 \$ US). Les actions différées ont été émises avant la constitution en société par actions en 2004, elles n'avaient aucune valeur d'utilité, car elles étaient sans droit de vote, et elles n'étaient assorties d'aucun droit, y compris aucun droit de recevoir des avis, de voter lors des assemblées générales et de participer aux dividendes ou au remboursement de capital à la liquidation de la Société.

**19 Capital social (suite)**

Par ailleurs, la Société a demandé l'approbation de tous les actionnaires, sauf Tribeca Oil and Gas Inc. (« TOGI ») et Tribeca Oil and Gas Financing Inc. (« TOGF »), afin de procéder au rachat convenu antérieurement de certaines actions de la Société détenues par TOGI. La Société a procédé au rachat de 8 092 660 actions détenues par TOGI au moyen du prêt de 6,5 M\$ US consenti précédemment à TOGI, et les actions ont été annulées.

La Société a également créé une nouvelle catégorie d'actions rachetables et, après avoir obtenu l'approbation des actionnaires, ces actions ont été émises, attribuées et rachetées auprès de tous les actionnaires à raison de une action rachetable pour chaque action ordinaire détenue. Les actions rachetables ont été rachetées au taux de 0,128 \$ US par action de rachat.

Le capital social ordinaire n'a connu aucune variation au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

**Variations du capital social ordinaire au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014**

Description	Date d'émission	Actionnaire	Prix d'émission par action (en dollars)	Montant de capital social (en milliers de dollars US)
Rachats	Décembre 2014	TOGI	0,10	809
Bons de souscription exercés	Septembre 2014	Macquarie B.	0,10	(800)
Exercice d'options sur actions	Septembre 2014	Administrateur	0,10	(25)
Exercice d'options sur actions	Octobre 2014	Administrateurs	0,10	(112)
<b>Total des variations du capital social au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014</b>				<b>128</b>

**Rachat d'actions rachetables**

En 2014, la Société a créé une nouvelle catégorie d'actions rachetables, qu'elle a octroyées sous forme de prime aux actionnaires à raison de une action rachetable pour chaque action ordinaire détenue. Les actions rachetables ont été émises, attribuées et rachetées pour un paiement en trésorerie de 0,128 \$ US par action rachetable détenue. Au total, un montant de 18 M\$ US a été distribué aux actionnaires dans le cadre du rachat des actions rachetables.

**20 Paiements fondés sur des actions***Options sur actions*

Au 31 décembre 2015, le Groupe avait des options sur 900 000 actions ordinaires (900 000 actions ordinaires en 2014) en circulation de 0,10 \$ US chacune. Les options ont été attribuées à certains administrateurs et employés en vertu des modalités d'un régime d'options sur actions non approuvé existant. Les options attribuées aux administrateurs ont été comptabilisées dans les comptes de la société mère, et les options attribuées aux employés ont été comptabilisées dans les comptes de la filiale où les salaires s'accumulent et sont versés. Les droits des options sont acquis sur une période de deux ans à compter de la date d'attribution et, lorsqu'ils sont acquis, ils peuvent être exercés immédiatement, en tout ou en partie, jusqu'au cinquième anniversaire de la date d'attribution, au prix d'exercice de 44,5 pence l'action (44,5 pence en 2014).

	<b>2015</b>		2014	
	<b>Prix d'exercice</b>		Prix d'exercice	
	<b>moyen pondéré</b>	<b>2015</b>	moyen pondéré	2014
	<b>(en pence)</b>	<b>Nombre</b>	<b>(en pence)</b>	<b>Nombre</b>
Options en circulation aux 1 <sup>er</sup> janvier	44,5	900 000	44,5	2 270 000
Options octroyées au cours de l'exercice	44,5	–	44,5	900 000
Options frappées d'extinction au cours de l'exercice	–	–	–	–
Options exercées au cours de l'exercice	44,5	–	44,5	(1 370 000)
Options ayant pris fin au cours de l'exercice	44,5	–	44,5	(900 000)
<b>Options en circulation aux 31 décembre</b>	<b>44,5</b>	<b>900 000</b>	44,5	900 000

Au 31 décembre 2015, 900 000 options demeuraient en circulation (900 000 actions ordinaires en 2014), à un prix d'exercice de 0,445 £ (0,445 £ en 2014) l'option, la période d'exercice se terminant le 31 décembre 2016. Aux fins de la comptabilité, la juste valeur de ces options a été comptabilisée dans le résultat global et calculée au moyen du modèle de Black et Scholes. Le prix moyen pondéré (à la date d'exercice) des options exercées au cours de l'exercice s'est établi à 0,445 £ l'action.

Les options mentionnées ci-dessus sont détenues par certains membres du conseil d'administration et de la haute direction qui se sont vus attribuer des options et des bons de souscription en octobre 2009. Deux administrateurs, Luc Gerard et Ciro Mendez, détiennent 600 000 et 250 000 bons de souscription qui peuvent être exercés contre 600 000 et 250 000 actions, respectivement. Ces options expireront le 31 décembre 2016 et sont assorties d'un prix d'exercice de 0,445 £ l'action. En vertu des modalités des options, ces dernières sont librement cessibles. Après la fin de l'exercice, Luc Gerard et Ciro Mendez, qui sont associés à Tribeca Oil and Gas Inc. (« TOGI »), le principal actionnaire de la Société, ont attribué leurs options à TOGI et, par conséquent, TOGI détient désormais 850 000 bons de souscription qui peuvent être exercés contre 850 000 actions, à un prix d'exercice de 0,445 £ le bon de souscription jusqu'au 31 décembre 2016. Après dilution, TOGI détiendra 50,23 % du capital social entièrement dilué de la Société.

**Bons de souscription**

Au 31 décembre 2015, aucun bon de souscription d'actions ordinaires n'avait été attribué et n'était en circulation.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2014, 60 000 bons de souscription étaient en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, ces 60 000 bons de souscription ont pris fin. Également au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 8 000 000 de bons de souscription d'actions ont été émis et exercés, ce qui a donné lieu à l'émission de 8 000 000 d'actions ordinaires. La juste valeur de ces bons de souscription a été passée en charges dans les périodes antérieures.

## **21 Passifs éventuels et litiges**

### **PDN**

Les résultats du Groupe comprennent l'intégralité des activités de PDN. En juin 2006, le Groupe a acquis, et détient toujours, une participation donnant le contrôle de 92,42 % dans le capital social émis et en circulation de PDN. La tranche résiduelle de 7,58 % des actions émises et en circulation de PDN était détenue en fiducie en Colombie, et le déblocage de ces actions était assujéti au règlement définitif du litige en cours. Les jugements de première et de deuxième instances ont été rendus en faveur de PDN. PELE détenait une participation de 100 % à la fin de l'exercice (96,09 % en 2014). Par suite du jugement définitif concernant ce litige, les actions détenues en fiducie ont été remises à PDN à la fin de l'exercice aux fins de leur annulation. En conséquence, le capital social faisant l'objet du litige a été dilué et s'est établi à 0 % (3,91 % en 2014).

### **Demande en dommages-intérêts de PDN : « Affaire Bellavista »**

Des poursuites administratives visant à obtenir une réparation directe ont été intentées. PDN a intenté une poursuite contre le ministère de la Défense en décembre 2004. PDN demande à être indemnisé relativement aux dommages-intérêts subis en raison de l'attaque terroriste perpétrée par la guérilla des FARC en décembre 2002, qui a entièrement détruit la station de pompage « Bellavista ». PDN fait valoir que l'attaque était censée être dirigée contre le gouvernement au pouvoir, mais qu'elle a touché la propriété privée de PDN. PDN fait également valoir que l'armée ne protégeait pas la station au moment de l'attaque, ayant cessé de la protéger en 1999, malgré les troubles à ordre public qui sévissaient dans la région. PDN demande le paiement de dommages-intérêts réels et pertes subies de plus de 7 M\$ US. Situation actuelle : PDN a interjeté appel du premier jugement et attend la décision définitive du tribunal étatique administratif.

### **Arbitrage : « Source »**

Le 29 août 2013, Source South American One S de RL (« Source ») a conclu un accord de prise d'intérêt relativement aux contrats de prospection et de production des blocs La Paloma et Midas (l'« accord de prise d'intérêt »). Les faits nouveaux et les changements défavorables de la réglementation ont compromis le fondement de l'accord de prise d'intérêt de Source. Source est d'avis que, malgré ces changements défavorables, elle est toujours capable de mener des discussions de bonne foi avec Petróleos Del Norte SA (« PDN ») pour permettre à Source de faire avancer le projet et de réagir aux changements imprévus. Le point de vue de PDN est différent. Selon PDN, les changements défavorables ont compromis de façon importante la valeur et le fondement de l'accord de prise d'intérêt de Source, dans la mesure où il est désormais impossible de respecter le fondement de l'accord. À ce stade-ci, Source estime que toutes les divergences d'opinion entre les parties sont irréconciliables et, par conséquent, Source a annoncé son intention d'entamer une procédure d'arbitrage en vertu de la clause 22.1 de l'accord de prise d'intérêt de Source. Source demande réparation pour la totalité de ses investissements et dépenses engagés à ce jour en vertu de l'accord de prise d'intérêt de Source, ce qui correspond à un montant de 12 000 000 \$ US. Le Groupe n'a pas constitué de provision pour ce montant, car, suivant des conseils juridiques, il considère que la réclamation n'est pas probable, compte tenu de l'information disponible à ce moment. Cependant, le Groupe a fait état de cette poursuite, car il considère qu'une réclamation est possible.

## **22 Transactions entre parties liées**

Des renseignements détaillés sur la rémunération des principaux dirigeants sont présentés à la note 3.

Transportes del Norte S.A. (« TDN »), une société contrôlée par Juan Carlos Rodriguez, un administrateur et actionnaire important de PELE, fournit des services de transport à la Société. Au cours de l'exercice, un montant de 23 014 973 \$ US (13 575 246 \$ US en 2014) a été engagé relativement aux services fournis par TDN. À la fin de l'exercice, un montant de néant (1 228 112 \$ US en 2014) était dû et payable à TDN. Toutes les transactions effectuées constituent des transactions conclues dans des conditions de concurrence normale.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a demandé l'approbation de tous les actionnaires, sauf Tribeca Oil and Gas Inc. (« TOGI ») et Tribeca Oil and Gas Financing Inc. (« TOGF »), afin de procéder au rachat convenu antérieurement de certaines actions de la Société détenues par TOGI. La Société a conclu le rachat de 8 092 660 actions détenues par TOGI au moyen du prêt de 6,5 M\$ US consenti précédemment à TOGI. Aucune transaction n'a eu lieu au cours de 2015.

### 23 Engagements au titre des contrats de location simple

Au 31 décembre 2015, le Groupe avait des engagements au titre de contrats de location simple non annulables, comme l'illustre le tableau suivant :

	<b>Terrains et bâtiments</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>
	<b>(en milliers de dollars US)</b>	<b>(en milliers de dollars US)</b>
Engagements au titre des contrats de location simple échéant :		
Dans moins de un an	<b>194</b>	175
Dans deux à cinq ans	–	140
	<hr/>	<hr/>
Total	<b>194</b>	315
	<hr/>	<hr/>

### 24 Engagements en capital

Au 31 décembre 2015, le Groupe avait des engagements nets de néant pour les 12 prochains mois. Le Groupe a des engagements d'environ 80,2 M\$ US à compter de 2017 pour les trois prochains exercices, qui concernent six forages d'exploration, à savoir un puits dans chacun des champs de Paloma, Midas, Lla-53, Lla-70, Lla-1 et Put-25, ainsi que quatre programmes de sondage sismique dans les champs Llanos et Putumayo.

### 25 Événements postérieurs à la clôture

Le 27 janvier 2016, la Société a accru ses emprunts aux termes de la facilité de prêt consentie par BNP Paribas et prélevé un montant supplémentaire de 8 M\$ US, portant ainsi le total des emprunts à 80 M\$ US.

En mars 2016, TDN a changé sa dénomination sociale pour Petro Trade and Logistics S.A. – PTL S.A. Le 30 mars 2016, le Groupe a vendu sa participation résiduelle de 0,04 % dans TDN.

Le forage du puits Chuirra-2ST a été mené à terme le 28 décembre 2015; il a atteint une profondeur totale de 9 365 pieds (PM) et a donné lieu à la découverte d'une zone productrice nette de 255 pieds sur les fractures naturelles ouvertes de la formation La Luna. Cette unité géologique a été complétée à l'aide d'une colonne perdue préperforée, et le test préliminaire a débuté le 6 janvier 2016. Ce test a donné une production intermittente moyenne de 35 barils de pétrole par jour d'une densité de 21 degrés API en ce qui concerne le débit naturel. Un test de nettoyage et de stimulation a été effectué par la suite au moyen d'un tube de production concentrique afin d'éliminer les engorgements possibles causés par des solides et de dissoudre les carbonates naturels et les matières organiques, de manière à accroître la productivité; les résultats finaux ont montré une production stabilisée moyenne de 47 barils de pétrole par jour d'une densité de 22,4 degrés API en ce qui concerne le débit naturel, et la production cumulée au 31 mars 2016 est de 3 169 barils de pétrole.

Le 30 juin 2016, Gran Tierra Energy International Holdings Ltd., une filiale indirecte entièrement détenue de Gran Tierra, une société constituée en société par actions au Nevada et inscrite à la cote de la NYSE MKT, a conclu une convention d'achat d'actions (la « convention d'acquisition ») avec Tribeca Oil & Gas Inc., Macquarie Bank Limited et Rorick Ventures Group Inc., à titre de vendeurs (les « vendeurs ») et PetroLatina Energy Limited (« PetroLatina ») prévoyant l'acquisition de PetroLatina pour une contrepartie en espèces de 525 M\$ (l'« acquisition »). Le financement de l'acquisition se composera d'un paiement initial de 500 M\$ à la clôture, sous réserve des ajustements de clôture, et d'un paiement différé de 25 M\$ devant être effectué d'ici le 31 décembre 2016. Après la signature de la convention d'acquisition, Gran Tierra a versé un montant de 5 M\$ à Macquarie Bank Limited, et ces fonds seront détenus en mains tierces et appliqués contre le paiement initial lors de la conclusion de l'acquisition (les « fonds détenus en mains tierces »).

## ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON AUDITÉS

Le 30 juin 2016, Gran Tierra Energy International Holdings Ltd., une filiale en propriété exclusive de Gran Tierra Energy Inc. (« Gran Tierra »), une société par actions du Nevada, a conclu une convention d'achat d'actions (la « Convention d'acquisition ») aux fins de l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de PetroLatina Energy Ltd. (« PetroLatina ») pour une contrepartie en trésorerie de 525 M\$ (l'« Acquisition »), sous réserve des ajustements au fonds de roulement et autres ajustements d'usage. L'Acquisition est également assujettie aux conditions de conclusion habituelles, y compris toute approbation réglementaire requise. L'approbation de l'Agencia Nacional de Hidrocarburos (l'agence nationale des hydrocarbures) de la Colombie a été obtenue le 29 juillet 2016 et l'Acquisition devrait se conclure d'ici le 31 août 2016.

Le bilan consolidé pro forma non audité ci-joint au 31 mars 2016 et les comptes de résultat consolidés pro forma non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015 (les « états pro forma ») ont été préparés conformément aux exigences du règlement S-X de la SEC selon des méthodes comptables conformes aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des É.-U. »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états pro forma sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités de Gran Tierra au 31 décembre 2015 et pour l'exercice clos à cette date. PetroLatina prépare ses états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board (« IFRS »). Les états financiers conformes aux IFRS de PetroLatina ont été ajustés afin de les rendre conformes aux PCGR des É.-U., et certains montants historiques présentés par PetroLatina ont été combinés aux fins de leur conformité avec le mode de présentation qu'utilise Gran Tierra.

Les ajustements pro forma sont fondés sur des estimations préliminaires et de l'information actuellement disponible ainsi que sur des hypothèses jugées raisonnables par la direction. Les notes annexes présentent une analyse expliquant comment ces ajustements ont été déterminés et présentés dans les états financiers pro forma. Des changements de faits et circonstances ou la découverte de nouvelles informations pourraient donner lieu à la révision des estimations. En conséquence, il se pourrait que des ajustements importants soient apportés, principalement en ce qui concerne les biens pétroliers et gaziers et l'impôt différé. Se reporter à la note 2a) des états pro forma.

Les exigences relatives aux informations à fournir dans les états financiers consolidés annuels prévoient des informations supplémentaires par rapport à celles présentées dans les états financiers consolidés pro forma. Les états pro forma ont été préparés à partir des documents suivants :

- les états financiers consolidés intermédiaires non audités de Gran Tierra (les « états financiers intermédiaires de GTE ») et les comptes de gestion internes de PetroLatina au 31 mars 2016 et pour le trimestre clos à cette date;
- les états financiers consolidés audités de Gran Tierra et ceux de PetroLatina pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 (collectivement, les « états financiers annuels »).

Les états pro forma devraient être lus parallèlement aux états financiers intermédiaires de GTE et aux états financiers annuels. Les états pro forma non audités tiennent compte de l'Acquisition proposée comme si celle-ci avait eu lieu au 31 mars 2016 aux fins du bilan consolidé pro forma non audité, et au 1<sup>er</sup> janvier 2015 aux fins des comptes consolidés de résultat pro forma non audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 et le trimestre clos le 31 mars 2016. Selon la direction de Gran Tierra, ces états pro forma comprennent tous les ajustements importants nécessaires pour assurer leur conformité aux PCGR des É.-U.

Les états pro forma sont présentés à titre indicatif uniquement et pourraient ne pas être représentatifs des résultats d'exploitation qui auraient été obtenus si les événements pris en compte dans les présentes avaient eu prise d'effet aux dates indiquées, ou des résultats qui pourraient être obtenus dans l'avenir. Dans le cadre de la préparation des états pro forma, aucun ajustement n'a été apporté afin de tenir compte de possibles synergies opérationnelles et économies au titre des frais administratifs susceptibles de découler du regroupement des activités de Gran Tierra et de PetroLatina. Les montants réels qui seront comptabilisés à la réalisation de l'Acquisition proposée différeront de ceux présentés dans les états pro forma, et ces différences pourraient être importantes.

**Gran Tierra Energy Inc.**  
**Bilans consolidés pro forma (non audités)**  
**Au 31 mars 2016**  
**(En milliers de dollars américains)**

	Gran Tierra (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (IFRS)	Ajustements (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (PCGR des É.-U.)	Ajustements pro forma (PCGR des É.-U.)	Notes	Données consolidées pro forma (PCGR des É.-U.)
<b>ACTIF</b>							
Actifs courants							
Trésorerie et équivalents de trésorerie	51 308 \$	21 595 \$	– \$	21 595 \$	(173 227) \$	2a), b), e)	(100 324) \$
Trésorerie soumise à restrictions	18 474	–	–	–	–		18 474
Débiteurs	35 573	3 085	–	3 085	–		38 658
Titres négociables	5 362	–	–	–	–		5 362
Stocks	10 690	192	–	192	–		10 882
Impôt à recevoir	34 712	4 470	–	4 470	–		39 182
Autres actifs courants	5 992	20	–	20	–		6 012
<b>Total des actifs courants</b>	<b>162 111</b>	<b>29 362</b>	<b>–</b>	<b>29 362</b>	<b>(173 227)</b>		<b>18 246</b>
Biens pétroliers et gaziers	–	98 232	(98 232)	–	–	2c), d)	–
Prouvés	472 062	–	140 965	140 965	222 558	2a), c), d)	835 585
Non prouvés	373 899	–	14 062	14 062	437 232	2a), c), d)	825 193
<b>Total des biens pétroliers et gaziers</b>	<b>845 961</b>	<b>98 232</b>	<b>56 795</b>	<b>155 027</b>	<b>659 790</b>		<b>1 660 778</b>
Autres immobilisations	8 229	1 661	–	1 661	–		9 890
<b>Total des immobilisations corporelles</b>	<b>854 190</b>	<b>99 893</b>	<b>56 795</b>	<b>156 688</b>	<b>659 790</b>		<b>1 670 668</b>
Autres actifs non courants							
Trésorerie soumise à restrictions	6 414	3 490	–	3 490	–		9 904
Actifs d'impôt différé	–	99	(99)	–	–	2f)	–
Impôt à recevoir	8 978	–	–	–	–		8 978
Autres actifs non courants	13 998	–	–	–	–		13 998
Goodwill	102 581	–	–	–	–		102 581
<b>Total des autres actifs non courants</b>	<b>131 971</b>	<b>3 589</b>	<b>(99)</b>	<b>3 490</b>	<b>–</b>		<b>135 461</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>1 148 272 \$</b>	<b>132 844 \$</b>	<b>56 696 \$</b>	<b>189 540 \$</b>	<b>486 563 \$</b>		<b>1 824 375 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>							
Passifs courants							
Créditeurs et charges à payer	77 303 \$	7 272 \$	– \$	7 272 \$	– \$		84 574 \$
Dette à court terme	–	–	–	–	126 500	2e)	126 500
Impôt à payer	943	7 802	–	7 802	–		8 745
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	3 255	–	–	–	–		3 255
<b>Total des passifs courants</b>	<b>81 501</b>	<b>15 074</b>	<b>–</b>	<b>15 074</b>	<b>126 500</b>		<b>223 074</b>
Passifs non courants							
Passifs d'impôt différé	30 880	6 192	6 170	12 362	281 237	2f)	324 479
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	43 205	6 000	(2 545)	3 455	–	2d)	46 660
Dette à long terme	–	79 069	–	79 069	–	2e)	79 069
Autres passifs non courants	8 096	–	–	–	–		8 096
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>82 181</b>	<b>91 261</b>	<b>3 625</b>	<b>94 886</b>	<b>281 237</b>		<b>458 304</b>
Capitaux propres							
Actions ordinaires	10 199	31 733	–	31 733	(31 675)	2g), h)	10 257
Surplus d'apport	1 047 830	94 161	–	94 161	72 387	2e)	1 214 378
(Déficit) bénéfiques non distribués	(73 439)	(99 385)	53 072	(46 313)	38 114	2b)	(81 638)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>984 590</b>	<b>26 509</b>	<b>53 072</b>	<b>79 581</b>	<b>78 826</b>		<b>1 142 997</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>1 148 272 \$</b>	<b>132 844 \$</b>	<b>56 696 \$</b>	<b>189 540 \$</b>	<b>486 563 \$</b>		<b>1 824 375 \$</b>

*Se reporter aux notes annexes aux états pro forma.*

**Gran Tierra Energy Inc.**  
**Comptes consolidés de résultat pro forma (non audités)**  
**Pour le trimestre clos le 31 mars 2016**  
**(En milliers de dollars américains, sauf les montants par action)**

	Gran Tierra (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (IFRS)	Ajustements (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (PCGR des É.-U.)	Ajustements pro forma (PCGR des É.-U.)	Notes	Données consolidées pro forma (PCGR des É.-U.)
<b>PRODUITS ET AUTRES PRODUITS</b>							
Ventes de pétrole et de gaz naturel	57 403 \$	10 103 \$	– \$	10 103 \$	– \$		67 506 \$
Produits d'intérêts	449	14	–	14	–		463
	<u>57 852</u>	<u>10 117</u>	<u>–</u>	<u>10 117</u>	<u>–</u>		<u>67 969</u>
<b>CHARGES</b>							
Charges d'exploitation	31 395	5 316	–	5 316	–		36 711
Épuisement, amortissement et désactualisation	36 912	2 935	2 573	5 508	1 412	2c)	43 833
Perte de valeur au titre des actifs	56 898	–	–	–	–		56 898
Frais généraux et administratifs	8 805	1 455	–	1 455	–		10 260
Coûts de départ	1 018	–	–	–	–		1 018
Charge d'impôt sur les capitaux propres	3 051	276	–	276	–		3 327
Profit de change	785	8	912	920	–	2f)	1 705
Charges d'intérêts et charges financières	–	939	–	939	2 100	2e)	3 039
Perte sur les instruments financiers	845	–	–	–	–		845
Profit à l'acquisition	(11 712)	–	–	–	–		(11 712)
	<u>127 997</u>	<u>10 929</u>	<u>3 485</u>	<u>14 414</u>	<u>3 512</u>		<u>145 924</u>
<b>PERTE AVANT IMPÔT SUR LE RÉSULTAT</b>							
	<u>(70 145)</u>	<u>(812)</u>	<u>(3 485)</u>	<u>(4 297)</u>	<u>(3 512)</u>		<u>(77 955)</u>
Impôt exigible	(2 023)	(1 688)	–	(1 688)	–		(3 711)
Économie (charge) d'impôt différé	27 136	(308)	223	(85)	551	2f)	27 602
<b>PERTE NETTE</b>	<u><u>(45 032) \$</u></u>	<u><u>(2 808) \$</u></u>	<u><u>(3 262) \$</u></u>	<u><u>(6 070) \$</u></u>	<u><u>(2 962) \$</u></u>		<u><u>(54 064) \$</u></u>
<b>Perte nette par action – de base et diluée</b>	(0,15) \$						(0,15) \$

*Se reporter aux notes annexes aux états pro forma.*

**Gran Tierra Energy Inc.**  
**Comptes consolidés de résultat pro forma (non audités)**  
**Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015**  
**(En milliers de dollars américains, sauf les montants par action)**

	Gran Tierra (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (IFRS)	Ajustements (PCGR des É.-U.)	PetroLatina (PCGR des É.-U.)	Ajustements pro forma (PCGR des É.-U.)	Notes	Données consolidées pro forma (PCGR des É.-U.)
<b>PRODUITS ET AUTRES PRODUITS</b>							
Ventes de pétrole et de gaz naturel	276 011 \$	81 682 \$	– \$	81 682 \$	– \$		357 693 \$
Produits d'intérêts	1 369	154	–	154	–		1 523
	<u>277 380</u>	<u>81 836</u>	<u>–</u>	<u>81 836</u>	<u>–</u>		<u>359 216</u>
<b>CHARGES</b>							
Charges d'exploitation	115 769	34 921	–	34 921	–		150 690
Épuisement, amortissement et désactualisation	176 386	15 094	7 782	22 876	(7 163)	2c)	192 099
Perte de valeur au titre des actifs	323 918	47 651	(47 651)	–	53 108	2c)	377 026
Frais généraux et administratifs	32 353	6 662	–	6 662	–		39 015
Coûts de départ	8 990	–	–	–	–		8 990
Charge d'impôt sur les capitaux propres	3 769	276	–	276	–		4 045
(Profit) perte de change	(17 242)	266	(4 931)	(4 665)	–	2f)	(21 907)
Charges d'intérêts et charges financières	–	4 237	–	–	13 100	2e)	13 100
Autres profits	(502)	–	–	4 237	–		3 735
Perte sur les instruments financiers	2 027	–	–	–	–		2 027
	<u>645 468</u>	<u>109 107</u>	<u>(44 800)</u>	<u>64 307</u>	<u>59 045</u>		<u>768 820</u>
<b>BÉNÉFICE (PERTE) AVANT IMPÔT SUR LE RÉSULTAT</b>							
	(368 088)	(27 271)	44 800	17 529	(59 045)		(409 604)
Impôt exigible	(15 383)	(11 165)	–	(11 165)	–		(26 548)
Économie (charge) d'impôt différé	115 442	(5 812)	9 907	4 095	17 919	2f)	137 456
<b>BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)</b>	<u>(268 029) \$</u>	<u>(44 248) \$</u>	<u>54 707 \$</u>	<u>10 459 \$</u>	<u>(41 127) \$</u>		<u>(298 696) \$</u>
<b>Perte nette par action – de base et diluée</b>	(0,94) \$						(0,87) \$

*Se reporter aux notes annexes aux états pro forma.*

**Gran Tierra Energy Inc.**  
**Notes annexes (non auditées)**  
**(En dollars américains, sauf indication contraire)**

## **1. Description de la transaction**

Gran Tierra acquerra toutes les actions émises et en circulation de PetroLatina en vertu des modalités de la Convention d'acquisition. PetroLatina est une société fermée indépendante de prospection et de production constituée en sociétés par actions en Angleterre et au pays de Galles, et ses actifs sont principalement situés dans le bassin Middle Magdalena, en Colombie. À la conclusion de l'Acquisition, PetroLatina deviendra une filiale indirecte en propriété exclusive de Gran Tierra. L'Acquisition n'a pas encore été réalisée, et il se pourrait qu'elle ne soit pas conclue et, si elle est conclue, qu'elle le sera selon ces modalités.

La contrepartie de l'Acquisition se composera d'un paiement initial de 500 M\$ à la conclusion de la transaction, sous réserve des ajustements au fonds de roulement et autres ajustements d'usage, ainsi que d'un paiement différé de 25 M\$ devant être versé avant le 31 décembre 2016. Par suite de la signature de la Convention d'acquisition, la Société a versé un montant de 5 M\$, et ces fonds doivent être détenus en mains tierces et affectés au paiement initial à la conclusion de la transaction.

Le 8 juillet 2016, Gran Tierra a émis environ 57,8 millions de reçus de souscription (les « **reçus de souscription** ») à des acheteurs admissibles dans le cadre d'un placement privé, au prix de 3,00 \$ le reçu de souscription, pour un produit brut d'environ 173,5 M\$. Chaque reçu de souscription donnera au porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire de Gran Tierra à la conclusion de l'Acquisition, pour autant que certaines conditions soient respectées. Le produit brut de la vente des reçus de souscription sera détenu en mains tierces jusqu'à la date de conclusion de l'Acquisition, et il sera comptabilisé par la Société à titre de trésorerie soumise à restrictions.

Gran Tierra prévoit financer l'Acquisition au moyen du solde de trésorerie courant de Gran Tierra, du produit brut de 173,5 M\$ de la vente des reçus de souscription et d'emprunts de 130,0 M\$ sur un nouvel emprunt à terme tiré de la facilité de crédit, celui-ci étant conditionnel à la conclusion de l'Acquisition. Gran Tierra s'attend à rembourser la dette à long terme de 79,1 M\$ de PetroLatina immédiatement après la conclusion de l'Acquisition, qui devrait engendrer des emprunts impayés de 70,4 M\$ sur la facilité d'emprunt renouvelable de Gran Tierra, ainsi que l'utilisation du produit net de 109,0 \$ de l'émission de billets convertibles reçu après le 31 mars 2016, qui n'est pas reflété dans les états pro forma étant donné que l'émission des billets convertibles n'était pas directement attribuable à l'Acquisition proposée.

La Convention d'acquisition peut être résiliée soit par Gran Tierra, soit par les vendeurs dans certaines circonstances énoncées dans ladite convention, y compris, notamment, le fait de ne pas réaliser l'Acquisition le 31 octobre 2016 ou avant cette date. Si Gran Tierra résilie la Convention d'acquisition en raison de la violation, par le vendeur, de toute déclaration, garantie, clause restrictive ou obligation, la responsabilité totale du vendeur se limitera à 5 M\$, et les fonds détenus en mains tierces seront remis à Gran Tierra. Si la Convention d'acquisition est résiliée en raison de la violation, par Gran Tierra, de toute déclaration, garantie, clause restrictive ou obligation, la responsabilité de Gran Tierra se limitera à la perte des fonds détenus en mains tierces déposés par Gran Tierra par suite de la signature de la Convention d'acquisition.

## **2. Hypothèses et ajustements**

a) L'Acquisition devrait être comptabilisée à titre de regroupement d'entreprises au moyen de la méthode de l'acquisition; Gran Tierra est l'acquéreur, les actifs acquis et les passifs repris seront comptabilisés à leur juste valeur à la date de conclusion de l'Acquisition, et les résultats de PetroLatina seront consolidés avec ceux de Gran Tierra à partir de cette date.

Le tableau qui suit présente la répartition préliminaire de la valeur des actifs nets acquis selon les PCGR des É.-U. et de la contrepartie versée relativement à la participation de 100 % dans PetroLatina.

**(en milliers de dollars américains)**

Trésorerie	525 000 \$
Fonds de roulement et autres ajustements	12 201
Dette reprise	(79 069)
Contrepartie en trésorerie	<u>458 132 \$</u>

**(en milliers de dollars américains)**

Biens pétroliers et gaziers	363 523
Prouvés	451 292
Non prouvés	5 151
Autres actifs non courants	14 288
Fonds de roulement net	(79 069)
Dette à long terme	(3 455)
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	(293 599)
Actif d'impôt différé	<u>458 132 \$</u>

La répartition du prix d'achat pro forma pourrait faire l'objet de changements basés sur les ajustements définitifs du prix d'achat et sur l'achèvement, par la direction, de l'évaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. En raison du moment auquel l'annonce de l'Acquisition a été faite, et étant donné que l'Acquisition n'a pas encore été conclue, Gran Tierra n'a pas encore effectué l'évaluation finale nécessaire pour déterminer la juste valeur de marché des actifs nets de PetroLatina à la date d'acquisition. Le bilan consolidé pro forma non audité comprend une répartition préliminaire du prix d'achat afin de refléter la juste valeur estimative des actifs et des passifs. Une fois l'Acquisition conclue, ou si des renseignements additionnels deviennent disponibles, Gran Tierra reverra plus en détail la répartition préliminaire du prix d'achat afin de refléter la juste valeur des actifs et des passifs à la date d'acquisition. En raison de cette révision, de nouveaux renseignements additionnels pourraient devenir disponibles et, une fois analysés, ils pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers pro forma.

La note 2c) présentée ci-après décrit les différences qui existent entre la valeur comptable des biens pétroliers et gaziers calculée selon les PCGR des É.-U. et la valeur comptable selon les IFRS comptabilisée par PetroLatina au 31 mars 2016.

b) Des coûts de transaction et des coûts de départ estimés d'environ 8,2 M\$ ont été comptabilisés dans les bénéfices non distribués et dans la trésorerie, mais ces coûts ne sont pas pris en compte dans les comptes consolidés de résultat pro forma étant donné que ces charges découlent directement de l'Acquisition et ne sont pas récurrentes.

c) Gran Tierra a recours à la méthode de la capitalisation du coût entier conformément aux PCGR des É.-U. pour comptabiliser ses biens pétroliers et gaziers. Selon cette méthode, la valeur comptable nette des biens, pays par pays, moins l'impôt différé connexe, ne peut dépasser un prix plafond calculé. Le plafond correspond aux produits nets futurs estimatifs, après impôt, des biens pétroliers et gaziers prouvés actualisés à 10 % par année. Aux fins du calcul des produits nets futurs actualisés, les prix du pétrole et du gaz naturel sont établis selon leur prix moyen au cours des 12 mois précédant la date de clôture, calculé comme étant la moyenne arithmétique non pondérée du prix du pétrole et du gaz naturel le premier jour de chacun des mois de cette période. Ce prix moyen demeure constant, sauf en ce qui a trait à des variations fixes et déterminables en vertu de contrats existants. Par conséquent, les estimations à l'issue du test de plafonnement du coût entier se fondent sur les prix historiques actualisés à 10 % par année, et les estimations des produits nets futurs ne devraient pas être considérées comme représentatives de la juste valeur de marché des réserves de Gran Tierra.

Les ajustements pro forma conformes aux PCGR des É.-U. apportés à la perte de valeur de PetroLatina comptabilisée précédemment ont entraîné des pertes de valeur de néant liées au calcul du plafonnement du coût entier selon les PCGR des É.-U. pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015. En vertu des IFRS, PetroLatina a comptabilisé des pertes de valeur au titre des immobilisations corporelles de néant et de 39,8 M\$, respectivement, pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015. La diminution des pertes de valeur tient principalement au fait que le calcul du plafonnement du coût entier selon les PCGR des É.-U. était basé sur les réserves prouvées, sur des flux de trésorerie actualisés au taux de 10 % et sur des entrées de trésorerie liées aux biens non prouvés, tandis que les tests de dépréciation effectués conformément aux IFRS étaient basés sur les réserves prouvées et sur les réserves probables, ainsi que sur des flux de trésorerie actualisés au taux de 15 %.

En vertu des PCGR des É.-U., les biens non prouvés sont évalués pour déterminer s'il y a eu dépréciation. Les éléments suivants sont notamment pris en compte dans l'évaluation : les données sismiques, les exigences relatives à l'abandon de superficies, les activités de forage et leurs résultats, la durée restante des engagements, les plans d'immobilisations en cours ainsi que la conjoncture politique, économique et de marché. Pour chaque période au cours de laquelle les facteurs indiquent une dépréciation, les coûts cumulatifs engagés jusqu'alors pour ce bien sont transférés au groupe de coûts et sont ensuite assujettis à l'épuisement. Par suite du test de dépréciation préliminaire des biens non prouvés effectué conformément aux PCGR des É.-U., des coûts liés aux biens non prouvés de néant ont été transférés au groupe de coûts liés aux biens prouvés calculés selon les PCGR des É.-U. En raison du moment auquel l'annonce de l'Acquisition a été faite, Gran Tierra n'a pas encore obtenu suffisamment d'informations pour compléter le test de dépréciation des biens non prouvés; par conséquent, les ajustements pro forma apportés aux biens non prouvés conformément aux PCGR des É.-U. pourraient faire l'objet de changements.

L'ajustement pro forma conforme aux PCGR des É.-U. apporté à la perte de valeur de PetroLatina comptabilisée précédemment comprend la reprise de pertes de valeur au titre des actifs de prospection et d'évaluation de 20,7 M\$ qui n'auraient pas été comptabilisées en charges en vertu des PCGR des É.-U.; ces pertes de valeur ont en conséquence été inscrites dans les biens prouvés figurant au bilan pro forma conforme aux PCGR des É.-U. de PetroLatina au 31 mars 2016. Dans les cas où ces coûts étaient liés à des blocs ayant subséquemment fait l'objet d'un abandon ou relativement auxquels aucune autre activité de prospection n'était prévue, ces coûts ont été transférés au groupe de coûts liés aux biens prouvés au cours de l'exercice pertinent.

Des charges de prospection et d'évaluation de néant et de 7,9 M\$ liées aux frais géologiques et géophysiques, de même que des charges préalables aux activités de prospection et d'évaluation, qui n'auraient pas été comptabilisées en charges en vertu des PCGR des É.-U. ont fait l'objet d'une reprise dans les comptes consolidés de résultat pro forma pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015. Ces coûts sont compris dans les biens non prouvés figurant au bilan pro forma au 31 mars 2016 de PetroLatina préparé selon les PCGR des É.-U. Dans les cas où ces coûts étaient liés à des blocs ayant subséquemment fait l'objet d'un abandon ou relativement auxquels aucune autre activité de prospection n'était prévue, ces coûts ont été transférés au groupe de coûts liés aux biens prouvés au cours de l'exercice pertinent.

Les charges d'épuisement, d'amortissement et de désactualisation de PetroLatina pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont été majorées de 2,6 M\$ et réduites de 39,9 M\$, respectivement, en raison des pertes de valeur de néant découlant de l'application du plafonnement du coût entier selon les PCGR des É.-U., et de l'inscription à l'actif des charges de prospection et d'évaluation de PetroLatina comptabilisées précédemment, comme il est décrit ci-dessus. L'augmentation de l'amortissement pour épuisement découle de l'augmentation des coûts sujets à l'amortissement en vertu des PCGR des É.-U., facteur contrebalancé en partie par la diminution du taux d'épuisement selon les PCGR des É.-U. Les réserves utilisées aux fins du calcul du taux d'épuisement selon les PCGR des É.-U. sont basées sur les réserves prouvées, tandis que le calcul des taux d'épuisement en vertu des IFRS est basé sur les réserves prouvées et probables.

Les charges d'épuisement, d'amortissement et de désactualisation pro forma pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont augmenté de 1,4 M\$ et de 45,9 M\$, respectivement, en raison de l'application du plafonnement du coût entier prescrit par les PCGR des É.-U. au centre de coûts combinés de Gran Tierra et de PetroLatina en Colombie.

d) Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations qui seront prises en charge en raison de l'Acquisition ont été évaluées en fonction d'hypothèses et de modalités conformes à celles qu'utilise actuellement Gran Tierra en vertu des PCGR des É.-U. Le passif est basé sur des estimations établies par les lois en vigueur, actualisé en fonction du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de Gran Tierra, et inscrit à l'actif dans les biens pétroliers et gaziers, à titre de coût de mise hors service d'une immobilisation. La méthode comptable utilisée par PetroLatina consistait à actualiser les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations en fonction du taux sans risque.

e) Selon la Société, l'Acquisition sera financée au moyen d'une combinaison du solde de trésorerie courant de Gran Tierra, du produit brut de 173,5 M\$ de la vente des reçus de souscription et d'emprunts de 130,0 M\$ sur un nouvel emprunt à terme tiré de la facilité de crédit, celui-ci étant conditionnel à la conclusion de l'Acquisition. Gran Tierra s'attend à rembourser la dette à long terme de 79,1 M\$ de PetroLatina immédiatement après la conclusion de l'Acquisition, qui devrait engendrer des emprunts impayés de 70,4 M\$ sur la facilité d'emprunt renouvelable de Gran Tierra, ainsi que l'utilisation du produit net de 109,0 \$ de l'émission de billets convertibles reçu après le 31 mars 2016, qui n'est pas reflété dans les états pro forma étant donné que l'émission des billets convertibles n'était pas directement attribuable à l'Acquisition proposée. Le solde de trésorerie et les bénéfices non distribués pro forma ont été ajustés pour tenir compte des coûts de transaction, de départ et de financement estimés qui ne sont pas reflétés dans les comptes de résultat consolidés pro forma étant donné que ces charges sont directement liées à l'Acquisition, mais sans être récurrents. De plus, le montant estimatif de 10,4 M\$ lié au financement par emprunt et aux frais d'émission de reçus de souscription a été porté en diminution de la trésorerie.

Le 8 juillet 2016, Gran Tierra a émis environ 57,8 millions de reçus de souscription à des acheteurs admissibles dans le cadre d'un placement privé, au prix de 3,00 \$ le reçu de souscription, pour un produit brut d'environ 173,5 M\$. Chaque reçu de souscription donnera au porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire de Gran Tierra à la conclusion de l'Acquisition, pour autant que certaines conditions soient respectées. Le produit brut de la vente des reçus de souscription sera détenu en mains tierces jusqu'à la date de conclusion de l'Acquisition, et il sera comptabilisé par la Société à titre de trésorerie soumise à restrictions. Les coûts de financement pro forma pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015 reflètent une augmentation de 2,1 M\$ et de 13,1 M\$, respectivement, découlant des charges d'intérêts estimées sur la nouvelle facilité d'emprunt.

f) L'impôt différé comptabilisé dans le bilan pro forma de PetroLatina préparé conformément aux PCGR des É.-U. a été calculé à l'aide de la méthode du report variable, selon laquelle les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés à l'égard des conséquences fiscales futures attribuables aux différences entre la valeur comptable des actifs et passifs existants figurant dans les états financiers consolidés et leur base fiscale respective, ainsi qu'aux pertes d'exploitation et aux reports en avant de crédits d'impôt. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués en fonction des taux de change adoptés qui devraient s'appliquer au bénéfice imposable pour les exercices au cours desquels ces différences temporaires et ces reports en avant devraient être recouverts ou réglés.

Des ajustements pro forma selon les PCGR des É.-U. ont été apportés au solde d'impôt différé en raison d'ajustements. En vertu des IFRS, une différence temporaire est calculée relativement à la conversion des catégories au taux de change en vigueur à la fin de la période. En vertu des PCGR des É.-U., les catégories sont converties aux taux de change historiques. Le solde d'impôt différé calculé en vertu des PCGR des É.-U. a été de nouveau calculé en fonction des valeurs des biens pétroliers et gaziers ajustées selon les PCGR des É.-U. et des taux de change historiques, et il a subséquemment été réduit à une charge de 0,1 M\$ au cours du trimestre clos le 31 mars 2016, et à une économie de 4,1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

L'économie d'impôt pro forma a augmenté de 0,6 M\$ et de 17,9 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015, respectivement, afin de tenir compte de l'incidence des ajustements pro forma décrits ci-dessus, selon le taux d'imposition prévu par la loi de 39 %.

g) L'élimination des comptes de capital de PetroLatina.

h) Le calcul de la perte nette par action est basé sur le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de Gran Tierra pour le trimestre clos le 31 mars 2016 et l'exercice clos le 31 décembre 2015, et il tient compte de l'émission de 57 835 134 actions ordinaires de Gran Tierra découlant de l'Acquisition. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de Gran Tierra utilisé aux fins de ce calcul est le suivant :

	<b>Trimestre clos le 31 mars 2016</b>	<b>Exercice clos le 31 décembre 2015</b>
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – de base et dilué	293 812 226	285 333 869
Nombre d'actions émises pro forma	57 835 134	57 835 134
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation pro forma – de base et dilué	<u>351 647 360</u>	<u>343 169 003</u>