

*Un exemplaire du présent prospectus provisoire a été déposé auprès de l'autorité en valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes; toutefois, ce document n'est pas encore dans sa forme définitive en vue du placement de titres. Les renseignements qu'il contient sont susceptibles d'être complétés ou modifiés. Les titres qu'il décrit ne peuvent être placés avant que l'autorité en valeurs mobilières n'ait visé le prospectus.*

*Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus; quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction. Ces titres n'ont pas été, et ne seront pas, inscrits en vertu de la Securities Act of 1933 des États-Unis, en sa version modifiée (la « loi de 1933 »), ou des lois sur les valeurs mobilières d'un État. Par conséquent, sauf si la convention de prise ferme (au sens donné à ce terme dans les présentes) le permet et sauf si une dispense des obligations d'inscription de la loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières des États applicables a été obtenue, ces titres ne peuvent être placés ou vendus aux États-Unis. Le présent prospectus ne constitue pas une offre de vente ni une sollicitation d'une offre d'achat de ces titres aux États-Unis.*

## PROSPECTUS PROVISOIRE

Premier appel public à l'épargne

Le 4 mars 2011

# LONGVIEW

---

## OIL CORP

• \$

• actions ordinaires

---

Prix : • \$ par action ordinaire

---

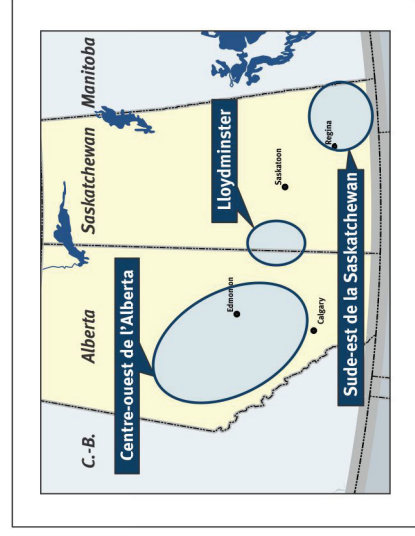
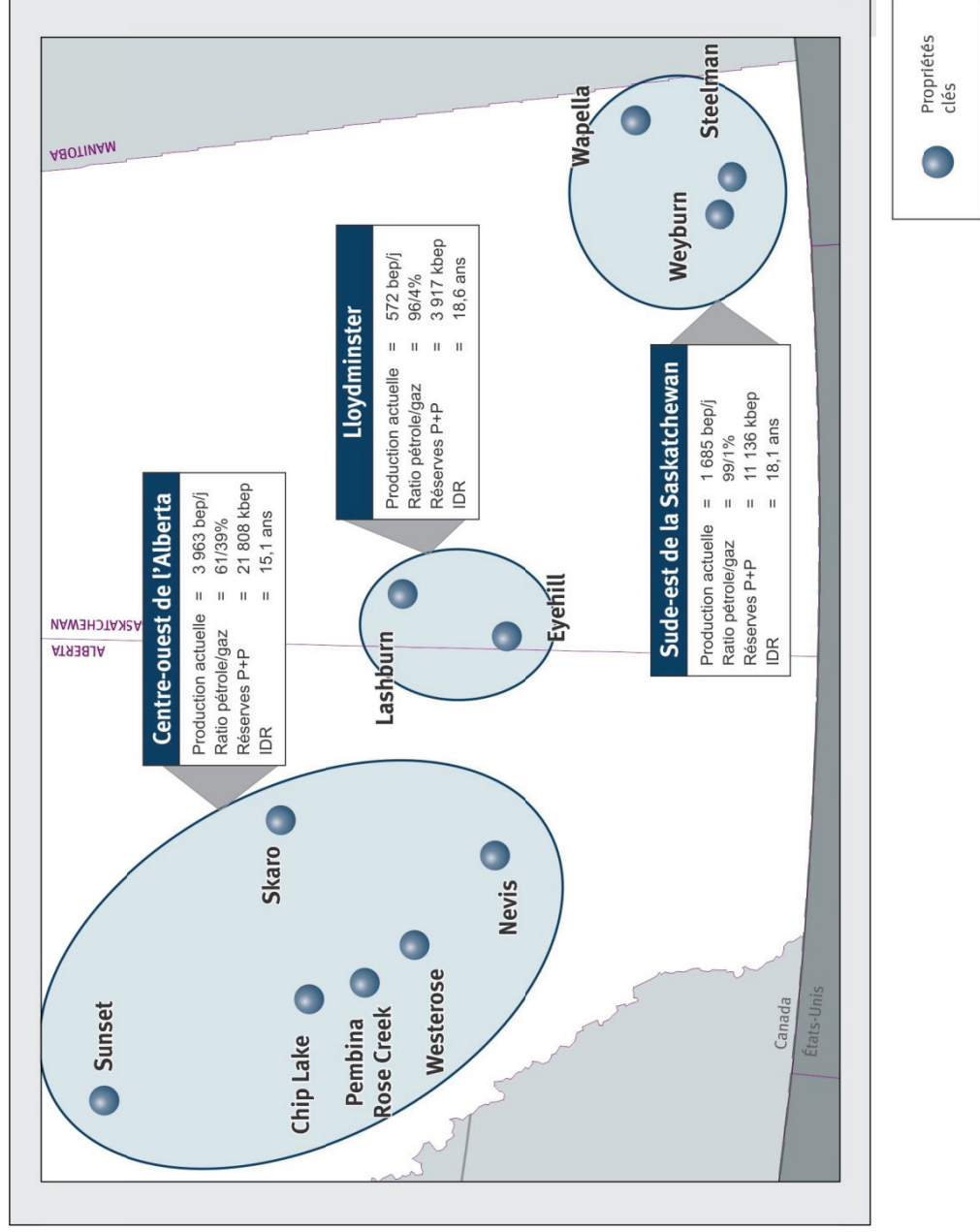
Le présent prospectus assure l'admissibilité du placement auprès du public (le « placement ») de • actions ordinaires (les « actions ordinaires ») de Longview Oil Corp. (« Longview » ou la « Société ») au prix de • \$ par action ordinaire (le « prix d'émission »), conformément à la convention de prise ferme datée du • 2011 (la « convention de prise ferme ») conclue entre la Société, d'une part, et RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et FirstEnergy Capital Corp., à titre de cochefs de file, et Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc. et Marchés financiers Macquarie Canada Ltée (collectivement, les « preneurs fermes »), d'autre part. Les preneurs fermes, à titre de contrepartistes, offrent conditionnellement les actions ordinaires, sous les réserves d'usage concernant leur vente antérieure et leur émission par la Société, conformément aux modalités de la convention de prise ferme dont il est question à la rubrique « Mode de placement » et sous réserve de l'approbation de certaines questions d'ordre juridique par Burnet, Duckworth & Palmer LLP, pour le compte de la Société, et par Macleod Dixon LLP, pour le compte des preneurs fermes.

|                      | Prix d'émission | Rémunération des preneurs fermes <sup>(1)</sup> | Produit net revenant à la Société <sup>(2)</sup> |
|----------------------|-----------------|---|--|
| Par action ordinaire | • \$            | • \$  | • \$   |
| Total du placement   | • \$            | • \$  | • \$   |

### Notes

- (1) Les preneurs fermes toucheront une rémunération correspondant à 5,75 % du produit brut qui sera tiré du présent placement (la « rémunération des preneurs fermes »).
- (2) Sans déduire les frais relatifs au présent placement, estimés à • \$, que la Société acquittera au moyen du produit qu'elle tirera du présent placement, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes.

# Aperçu de l'actif de Longview – Trois zone principales



## Caractéristiques de l'actif de Longview

Production actuelle = 6 220 bep/j

Ratio pétrole/gaz = 74/26%

Réserves P+P = 36,9 Mbep

IDR = 16,2 ans

Terrains non mis en valeur:

Acres bruts = 227 492

Acres nets = 182 336

- (3) La Société a octroyé aux preneurs fermes une option (l'« **option d'attribution excédentaire** »), que ceux-ci peuvent lever à leur entière discrétion à quelque moment que ce soit, en totalité ou en partie, pendant la période allant de la clôture du présent placement au 30<sup>e</sup> jour suivant celle-ci, en vue d'acheter à la Société, au prix d'émission, jusqu'à ● actions ordinaires supplémentaires (soit 15 % des actions ordinaires faisant l'objet du présent placement), afin de couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et à des fins de stabilisation du marché. Si les preneurs fermes lèvent l'option d'attribution excédentaire intégralement, le prix d'émission, la rémunération des preneurs fermes et le produit net revenant à la Société totaliseront respectivement ● \$, ● \$ et ● \$, sans déduire les frais relatifs au présent placement. Le présent prospectus assure également l'admissibilité du placement des actions ordinaires pouvant être émises au moment de la levée de l'option d'attribution excédentaire. La personne qui acquiert des actions ordinaires faisant partie de la position d'attribution excédentaire des preneurs fermes les acquiert aux termes du présent prospectus, que la position d'attribution excédentaire soit finalement comblée au moyen de la levée de l'option d'attribution excédentaire ou au moyen d'achats effectués sur le marché secondaire. Voir « Mode de placement ».

| <b>Position des preneurs fermes</b> | <b>Nombre maximal de titres</b>                           | <b>Période de levée</b>                                     | <b>Prix de levée</b>      |
|-------------------------------------|---|---|---------------------------|
| Option d'attribution excédentaire   | Option permettant d'acquérir jusqu'à ● actions ordinaires | Période de 30 jours suivant la clôture du présent placement | ● \$ par action ordinaire |

**Il n'existe actuellement aucun marché sur lequel les actions ordinaires peuvent être vendues et les acquéreurs pourraient ne pas être en mesure de revendre les actions ordinaires qu'ils auront achetées aux termes du présent prospectus, ce qui pourrait avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires sur le marché secondaire, sur la transparence et la disponibilité de ce cours, sur la liquidité des actions ordinaires et sur l'étendue des obligations réglementaires de l'émetteur. Un placement dans les titres de la Société comporte certains risques que les acheteurs éventuels devraient examiner. Un placement dans les actions ordinaires convient uniquement aux acquéreurs qui sont au courant de ces risques et qui peuvent se permettre de perdre la totalité des fonds qu'ils ont investis. Voir « Facteurs de risque ».**

Dans le cadre du présent placement, les preneurs fermes peuvent faire des opérations visant à fixer ou à stabiliser le cours des actions ordinaires à un cours autre que celui qui serait formé sur le marché libre. Ces opérations, si elles sont commencées, peuvent être interrompues à tout moment. Voir « Mode de placement ».

**Les preneurs fermes peuvent placer les actions ordinaires à un prix inférieur à celui qui est indiqué ci-dessus. Voir « Mode de placement ».**

Les souscriptions d'actions ordinaires seront reçues sous réserve du droit de les rejeter ou de les répartir en totalité ou en partie et les preneurs fermes se réservent le droit de clore les livres de souscription à tout moment sans préavis. On prévoit que les certificats représentant les actions ordinaires qui seront émises ou vendues dans le cadre du présent placement pourront être remis à la date de clôture du présent placement, qui devrait avoir lieu vers le ● 2011, ou à une date ultérieure dont la Société et les preneurs fermes pourraient convenir, au plus tard le ● 2011. Les preneurs fermes prendront en livraison, le cas échéant, les actions ordinaires qui font l'objet du présent prospectus (sauf celles qui seront émises au moment de la levée de l'option d'attribution excédentaire) au plus tard à la date se situant 42 jours après la date à laquelle le présent prospectus aura été visé.

**RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Marchés mondiaux CIBC Inc., cinq des preneurs fermes, sont des filiales en propriété exclusive directes ou indirectes de banques à charte canadiennes dont on prévoit qu'elles prêteront des fonds à la Société et envers lesquelles celle-ci sera endettée à la clôture du présent placement. Par conséquent, la Société peut être considérée comme un « émetteur associé » à RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Marchés mondiaux CIBC Inc. aux fins de la réglementation sur les valeurs mobilières de certaines provinces. Voir « Relation entre la Société et certains des preneurs fermes ».**

## TABLE DES MATIÈRES

|   |    |   |     |
|---|----|---|-----|
| GLOSSAIRE .....                           | 1  | RÉGIME INCITATIF D'OCTROI D' ACTIONS          |     |
| MISE EN GARDE.....                        | 6  | FAISANT L'OBJET DE RESTRICTIONS LIÉ AU        |     |
| QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL .....           | 7  | RENDEMENT .....                               | 75  |
| MONNAIE ET COURS DU CHANGE .....          | 8  | RÉMUNÉRATION DES HAUTS DIRIGEANTS.....        | 78  |
| DISPENSES ACCORDÉES .....                 | 8  | PRÊTS CONSENTIS AUX ADMINISTRATEURS ET        |     |
| ÉNONCÉS PROSPECTIFS.....                  | 8  | AUX DIRIGEANTS .....                          | 80  |
| PRÉSENTATION DE L'INFORMATION             |    | EMPLOI DU PRODUIT.....                        | 80  |
| FINANCIÈRE.....                           | 10 | MODE DE PLACEMENT.....                        | 80  |
| SOMMAIRE.....                             | 12 | RELATION ENTRE LA SOCIÉTÉ ET CERTAINS         |     |
| PRINCIPALES DONNÉES SUR                   |    | DES PRENEURS FERMES.....                      | 82  |
| L'EXPLOITATION ET INFORMATIONS            |    | SITUATION DANS LE SECTEUR .....               | 83  |
| FINANCIÈRES .....                         | 20 | FACTEURS DE RISQUE.....                       | 94  |
| LA SOCIÉTÉ .....                          | 25 | TITRES ENTIÈRES.....                          | 106 |
| ENTREPRISE DE LA SOCIÉTÉ.....             | 25 | LITIGES .....                                 | 106 |
| ACQUISITION DE L'ACTIF VISÉ PAR           |    | MESURES D'APPLICATION DE LA                   |     |
| L'ACQUISITION.....                        | 31 | RÉGLEMENTATION .....                          | 106 |
| RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX          |    | ADMISSIBILITÉ À DES FINS DE PLACEMENT .....   | 106 |
| RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION             |    | DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES                |     |
| CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ           |    | INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS                |     |
| RELATIFS À L'ACTIF VISÉ PAR               |    | IMPORTANTES .....                             | 107 |
| L'ACQUISITION.....                        | 46 | VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET        |     |
| POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES .....  | 59 | AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES                  |     |
| STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉ .....      | 61 | REGISTRES.....                                | 107 |
| PRINCIPALES DONNÉES SUR                   |    | CONTRATS IMPORTANTS .....                     | 107 |
| L'EXPLOITATION ET INFORMATIONS            |    | EXPERTS .....                                 | 108 |
| FINANCIÈRES .....                         | 62 | COMPTABLES INDÉPENDANTS .....                 | 108 |
| RAPPORT DE GESTION .....                  | 63 | INFORMATION CONCERNANT LE COMITÉ DE           |     |
| DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS.....       | 66 | VÉRIFICATION .....                            | 108 |
| VENTES ET PLACEMENTS ANTÉRIEURS.....      | 66 | INFORMATION CONCERNANT LA                     |     |
| PORTEURS DE TITRES PRINCIPAUX .....       | 67 | GOUVERNANCE.....                              | 109 |
| CONVENTION DE PRESTATION DE SERVICES      |    | PROMOTEURS .....                              | 110 |
| TECHNIQUES .....                          | 67 | DROIT DE RÉSOLUTION ET SANCTIONS CIVILES..... | 110 |
| ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS ..... | 70 | CONSENTEMENT DE L'AUDITEUR .....              | 111 |

ANNEXE A – ÉTATS FINANCIERS

ANNEXE B – ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS, DU RÉSULTAT ÉTENDU ET DU DÉFICIT

ANNEXE C – INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE

ANNEXE D – CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

ANNEXE E – MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ

ATTESTATION DU PROMOTEUR

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

## GLOSSAIRE

*Dans le présent prospectus, sauf indication contraire ou à moins que le contexte n'exige une interprétation différente, les termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-après :*

### Certains termes généraux

« **acquisition** » désigne l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition, par la Société, conformément à la convention d'achat et de vente;

« **actif visé par l'acquisition** » désigne les propriétés pétrolières et gazières et les éléments d'actif connexes que la Société acquerra, au moment où le présent placement sera réalisé, conformément à la convention d'achat et de vente qui est décrite plus amplement aux rubriques « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition » et « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition »;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires du capital de Longview;

« **Advantage** » désigne Advantage Oil & Gas Ltd., société par actions fusionnée en vertu de la BCAA;

« **AFOR** » désigne les actions faisant l'objet de restrictions de la Société qui sont émises dans le cadre du régime incitatif;

« **attributions d'AFOR** » désigne les actions faisant l'objet de restrictions qui sont octroyées aux fournisseurs de services;

« **BCAA** » désigne la *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, en sa version modifiée, y compris son règlement d'application;

« **convention d'achat et de vente** » désigne la convention d'achat et de vente conclue le • 2011 entre la Société et Advantage, aux termes de laquelle la Société achètera l'actif visé par l'acquisition, comme il est décrit plus amplement à la rubrique « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition »;

« **convention de prestation de services techniques** » désigne la convention de prestation de services techniques qu'Advantage et Longview concluront au moment où l'acquisition sera réalisée, qui prévoira les services partagés qui seront nécessaires afin de gérer les activités de Longview et régira la répartition des frais généraux et administratifs entre les parties;

« **convention de prise ferme** » désigne la convention de prise ferme datée du • 2011 conclue entre la Société, Advantage et les preneurs fermes;

« **convention relative à la gouvernance** » désigne la convention relative à la gouvernance et Longview concluront dans le cadre de l'acquisition;

« **convention relative aux placements futurs** » désigne la convention relative aux placements futurs qu'Advantage et Longview concluront dans le cadre de l'acquisition;

« **DPR** » désigne un droit de premier refus;

« **facilité de crédit** » désigne la facilité de crédit de • M\$ que Longview contractera le • 2011 auprès d'un consortium de banques dans le cadre de l'acquisition;

« **fournisseurs de services** » désigne les dirigeants, les employés, les consultants ou les administrateurs de la Société ou de l'un ou l'autre des membres de son groupe et toute autre personne physique ou morale qui fournit des services à l'un ou l'autre d'entre eux pendant une période initiale pouvant être renouvelée ou prolongée d'au moins 12 mois, y compris les fournisseurs de services dont les services sont retenus aux termes de la convention de prestation de services techniques;

« **loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), L.R.C. 1985, c. 1 (5<sup>e</sup> suppl.), en sa version modifiée, y compris son règlement d'application, en sa version modifiée;

« **Longview Partnership** » désigne Longview Oil Partnership, société en nom collectif qui sera établie en vertu des lois de la province d'Alberta;

« **membre du groupe** » a le sens qui lui est conféré dans le règlement 62-104;

« **option d'attribution excédentaire** » désigne l'option que la Société a accordée aux preneurs fermes et que ceux-ci peuvent lever en vue d'acheter à la Société, au prix d'émission, jusqu'à • actions ordinaires supplémentaires, comme il est décrit plus amplement à la rubrique « Mode de placement »;

« **placement** » désigne le placement d'actions ordinaires qui est décrit dans le présent prospectus;

« **preneurs fermes** » désigne, collectivement, RBC Dominion valeurs mobilières Inc., FirstEnergy Capital Corp., Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc. Financière Banque Nationale Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc. et Marchés financiers Macquarie Canada Ltée;

« **prix d'achat** » désigne le prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition, soit environ • \$, déduction faite des rajustements de clôture prévus;

« **propriétés faisant l'objet d'un DPR** » désigne les propriétés pétrolières et gazières exploitées et inexploitées et les éléments d'actif connexes que la Société acquerra auprès d'Advantage dans le cadre de l'acquisition, les propriétés en question faisant l'objet d'un DPR;

« **rapport Sproule** » désigne le rapport de Sproule daté du 9 février 2011 qui évalue, en date du 31 décembre 2010, les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN attribuables à l'actif visé par l'acquisition;

« **rapport Sproule sur la sensibilité** » désigne le rapport de Sproule daté du 18 février 2011 qui présente les estimations du prix des produits de base, de la production, des produits d'exploitation, des redevances, des frais d'exploitation et du bénéfice d'exploitation relatifs à la totalité des réserves P+P attribuables à l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, selon un cours du change de 1,00 \$ CA pour 1,00 \$ US, alors que le rapport Sproule donne les mêmes estimations selon un cours du change de 0,932 \$ CA pour 1,00 \$ US;

« **régime incitatif** » désigne le régime incitatif d'octroi d'actions faisant l'objet de restrictions lié au rendement de la Société;

« **règlement 62-104** » désigne le *Règlement 62-104 sur les offres publiques d'achat et de rachat*, en sa version modifiée;

« **Société** » ou « **Longview** » désigne Longview Oil Corp., société par actions constituée en vertu des lois de la province d'Alberta, et, sauf indication contraire ou à moins que le contexte n'exige une interprétation différente, les mentions de la Société ou de Longview désignent Longview sur une base consolidée;

« **Sproule** » désigne Sproule Associates Limited, consultants en pétrole indépendants de Calgary, en Alberta;

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto;

### Certains termes pétroliers et gaziers

« **API** » désigne l'American Petroleum Institute;

« **bruts** » ou « **brutes** » désigne ce qui suit :

- a) relativement à la participation d'une entreprise dans la production et les réserves, les « réserves brutes de la société », soit l'intérêt économique direct de l'entreprise en question (en exploitation et hors exploitation), sans déduire les redevances et sans tenir compte de ses droits de redevances;
- b) relativement aux puits, le nombre total de puits dans lesquels l'entreprise a une participation;
- c) relativement aux propriétés, la superficie totale des propriétés dans lesquelles l'entreprise a une participation;

« **densité API** » désigne l'échelle de densité de l'American Petroleum Institute, exprimée en degrés par rapport aux liquides, qui mesure la pesanteur des liquides de pétrole par rapport à l'eau. Si leur densité API est supérieure à 10, les liquides de pétrole sont plus légers que l'eau et flottent; si elle est inférieure à 10, ils sont plus lourds que l'eau et coulent. La densité API est donc une mesure de la densité relative des liquides de pétrole et de la densité de l'eau, mais elle sert à comparer les densités relatives des liquides de pétrole;

« **frais d'exploration** » désigne les frais engagés en vue de repérer des zones qui pourraient justifier une étude et d'étudier certaines zones qui sont jugées susceptibles de contenir des réserves de pétrole et de gaz, y compris les frais relatifs au forage de puits d'exploration et de puits d'essai stratigraphiques de type exploratoire. Les frais d'exploration peuvent être engagés avant ou après l'acquisition de la propriété en question. Les frais d'exploration, qui comprennent les frais d'utilisation du matériel et des installations de soutien applicables et les autres frais liés aux activités d'exploration, sont les suivants :

- a) les frais liés aux études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, les droits d'accès aux propriétés pour effectuer ces études et les salaires et autres frais des géologues, des équipes géophysiques et du personnel effectuant ces études;
- b) les frais de possession et de conservation des propriétés non prouvées, comme les redevances d'ajournement, les impôts sur les propriétés (autres que l'impôt sur le revenu et l'impôt sur le capital), les honoraires d'avocat relatifs à la défense des titres et la conservation des titres et des baux fonciers;
- c) les contributions liées aux puits secs et aux conditionnements de puits;
- d) les frais de forage et d'équipement des puits d'exploration;
- e) les frais liés au forage de puits d'essai stratigraphiques de type exploratoire;

« **frais de mise en valeur** » désigne les frais engagés afin d'accéder aux réserves et d'implanter des installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole et du gaz tirés des réserves. Plus précisément, les frais de mise en valeur, y compris les frais d'utilisation du matériel et des installations de soutien applicables et les autres frais liés aux activités de mise en valeur, sont les frais engagés afin de faire ce qui suit :

- a) accéder aux emplacements de puits et les préparer en vue du forage, y compris la prospection visant à déterminer les emplacements précis de forage de développement, le déblaiement, le drainage, la construction de routes et le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, le matériel de pompage et les têtes de puits;
- b) forer et équiper les puits de développement, les puits d'essai stratigraphiques de type puits de développement et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et du matériel comme le tubage, les colonnes de production, le matériel de pompage et les têtes de puits;
- c) acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des déchets;
- d) mettre en place des systèmes de récupération améliorée;

« **indice de durée des réserves** » ou « **IDR** » désigne l'indice calculé en divisant les réserves de fin d'exercice par la production actuelle prévue;

« **manuel COGE** » désigne le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, rédigé en collaboration par Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole;

« **meilleures estimations** » désigne les meilleures estimations de la quantité de ressources qui sera effectivement récupérée. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures aux meilleures estimations. Dans le cas des ressources qui tombent dans les meilleures estimations, le degré de certitude que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations est de 50 %;

« **nets** » ou « **nettes** » désigne ce qui suit :

- a) relativement à la participation d'une entreprise dans la production et les réserves, la participation de celle-ci (en exploitation et hors exploitation), déduction faite des redevances à payer, plus les droits de redevances de celle-ci sur la production ou les réserves;
- b) relativement aux puits, le nombre de puits obtenus en additionnant l'intérêt économique direct de l'entreprise dans chacun de ses puits bruts;
- c) relativement à la participation de la Société dans une propriété, la superficie totale dans laquelle l'entreprise a une participation, multipliée par l'intérêt économique direct dont celle-ci est propriétaire;

« **participation de la Société** » désigne l'intérêt économique direct total de la Société, sans déduire les redevances mais en tenant compte des droits de redevances;

« **pétrole en place à l'origine découvert non récupérable** » ou « **pétrole en place non récupérable** » désigne la partie du pétrole en place découvert que l'on estime, à une date donnée, ne pas pouvoir récupérer dans le cadre de projets de mise en valeur futurs. Ces quantités pourraient être récupérables en partie à l'avenir si le contexte commercial change ou si des avancées technologiques se produisent; le reste pourrait ne jamais être récupérée en raison des contraintes physiques ou chimiques découlant de l'interaction souterraine fluides-roches du réservoir;

« **pétrole en place à l'origine découvert** » ou « **pétrole en place** » désigne la quantité de pétrole que l'on estime, à une date donnée, être présente dans les gisements connus avant la mise en production. La partie récupérable du pétrole en place à l'origine découvert comprend la production, les réserves et les ressources éventuelles; le reste n'est pas récupérable;

« **prix et coûts prévisionnels** » désigne les prix et les coûts futurs suivants :

- a) ceux qui sont généralement acceptés à titre de perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il existe des prix ou des coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels la Société est liée légalement par une obligation, contractuelle ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une durée de prolongation d'un contrat susceptible d'être prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux dont il est question à l'alinéa a);

« **production actuelle** » désigne la production brute quotidienne moyenne qui a été tirée de l'actif visé par l'acquisition au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2010;

« **production cumulative** » désigne la quantité cumulative de pétrole récupéré à une date donnée;

« **règlement 51-101** » désigne le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*;

« **réserves** » désigne les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées que l'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction (i) de l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques, (ii) de l'utilisation de la technologie connue et (iii) de conditions économiques précises, qui sont généralement acceptées comme raisonnables. Les réserves sont classées selon le degré de certitude associé aux estimations;

« **réserves mises en valeur exploitées** » désigne les réserves que l'on prévoit récupérer d'intervalles de conditionnement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être exploitées à l'heure actuelle ou, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir déjà été mises en production et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable;

« **réserves mises en valeur inexploitées** » désigne les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont déjà été mises en production, mais sont inutilisées, et à l'égard desquelles la date de reprise de la production est inconnue;

« **réserves mises en valeur** » désigne les réserves que l'on prévoit récupérer de puits existants et d'installations montées ou, si les installations n'ont pas déjà été montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être subdivisées en réserves exploitées ou en réserve inexploitées;

« **réserves non mises en valeur** » désigne les réserves que l'on prévoit récupérer de gisements connus et dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) dont elles font partie;

« **réserves P+P** » désigne la somme des réserves prouvées et des réserves probables;

« **réserves PMVE** » désigne les réserves prouvées mises en valeur exploitées;

« **réserves probables** » désigne les réserves additionnelles dont la récupération est moins certaine que celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves P+P estimatives;

« **réserves prouvées** » désigne les réserves que l'on estime récupérables avec un degré élevé de certitude. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives;

« **ressources éventuelles** » désigne les quantités de pétrole que l'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables sur le plan commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités comprennent des facteurs comme les questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire ou l'absence de marchés;

« **zone de ressources** » désigne les gisements de pétrole ou de gaz naturel répartis sur une région qui sont ciblés par des programmes de forage; le succès de l'exploitation de ces réservoirs est tributaire de techniques telles que le forage horizontal et la stimulation par fracturation en plusieurs étapes, qui permettent de fracturer de grosses roches afin de produire des quantités rentables de pétrole ou de gaz naturel;

### MISE EN GARDE

**Les acquéreurs devraient lire le présent prospectus intégralement et consulter leurs conseillers professionnels afin d'évaluer les aspects fiscaux, juridiques et autres d'un placement éventuel dans les actions ordinaires et les risques connexes. Les acquéreurs devraient se fier uniquement aux renseignements qui figurent dans le présent prospectus et ne devraient pas se fier à des parties de ces renseignements à l'exclusion d'autres parties. Ni la Société ni les preneurs fermes n'ont autorisé qui que ce soit à donner d'autres renseignements aux acquéreurs ou à leur donner des renseignements qui seraient différents de ceux qui figurent dans les présentes. Si quiconque fournit des renseignements supplémentaires, différents ou contradictoires aux acquéreurs, y compris dans une déclaration dans les médias au sujet de la Société, ceux-ci ne devrait pas s'y fier.**

Ni la Société ni les preneurs fermes n'offrent de vendre les actions ordinaires dans un territoire où cela n'est pas permis. Les renseignements qui figurent dans le présent prospectus sont exacts uniquement en date de celui-ci ou à la date indiquée, sans égard au moment où le prospectus est remis, ou les actions ordinaires, vendues. Les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société pourraient avoir changé depuis la date du présent prospectus.

Il est important que les acquéreurs qui se trouvent à l'extérieur du Canada sachent que ni la Société ni les preneurs fermes n'ont pris quelque mesure que ce soit en vue de la réalisation du présent placement ou de la possession ou de la distribution du présent prospectus dans un territoire où des mesures sont nécessaires à cette fin, sauf au Canada. Les acquéreurs sont tenus de se renseigner sur le présent placement et la distribution du présent prospectus et d'observer les restrictions qui pourraient s'y appliquer.

**LES ACQUÉREURS SONT PRIÉS INSTAMMENT DE LIRE LES RUBRIQUES « FACTEURS DE RISQUE », « ÉNONCÉS PROSPECTIFS » ET « PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ».**

## QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL

Le bilan consolidé vérifié de Longview qui figure dans le présent prospectus a été dressé en dollars canadiens et conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Sauf indication contraire, le terme « dollar » et le symbole « \$ » désignent le dollar canadien.

Dans le présent prospectus, les abréviations suivantes ont le sens qui leur est donné ci-après :

| <b>Pétrole et liquides de gaz naturel</b> |  | <b>Gaz naturel</b>  |   |
|---|--|---------------------|---|
| b   | baril  | kpi <sup>3</sup>    | millier de pieds cubes                  |
| kb  | millier de barils  | Mpi <sup>3</sup>    | million de pieds cubes                  |
| Mb  | million de barils  | Gpi <sup>3</sup>    | milliard de pieds cubes                 |
| LGN                                       | liquides de gaz naturel                                  | kpi <sup>3</sup> /j | millier de pieds cubes par jour         |
| brs                                       | barils en réservoir de stockage                          | Mpi <sup>3</sup> /j | million de pieds cubes par jour         |
| kbrs                                      | millier de barils en réservoir de stockage               | m <sup>3</sup>      | mètres cubes                            |
| b/j                                       | barils de pétrole ou de liquides de gaz naturel par jour | MBtu                | million d'unités thermales britanniques |
|   |  | GJ                  | gigajoule                               |

### **Autres**

|       |  |
|-------|--|
| bep   | désigne des barils équivalents de pétrole, obtenus au moyen d'un ratio de conversion de 6 kpi <sup>3</sup> : 1 b |
| kbep  | désigne un millier de barils équivalents de pétrole  |
| Mbep  | désigne un million de barils équivalents de pétrole  |
| bep/j | désigne des barils équivalents de pétrole par jour   |
| WTI   | désigne West Texas Intermediate  |
| psi   | désigne des livres par pouce carré   |

Les « bep » peuvent être trompeurs, particulièrement si on les utilise isolément. Le ratio de conversion utilisé, soit six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril équivalent de pétrole (6 kpi<sup>3</sup> : 1 b), est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas un équivalent de valeur à la tête du puits.

Le tableau suivant présente certaines mesures de conversion standard des unités de mesure britanniques en unités de mesure du système international (ou unités métriques).

| <b>Pour convertir des</b> | <b>En</b>    | <b>Multiplier par</b> |
|---------------------------|--------------|-----------------------|
| kpi <sup>3</sup>          | mètres cubes | 28,174                |
| mètres cubes              | pieds cubes  | 35,494                |
| b                         | mètres cubes | 0,159                 |
| mètres cubes              | b            | 6,293                 |
| pieds                     | mètres       | 0,305                 |
| mètres                    | pieds        | 3,281                 |
| milles                    | kilomètres   | 1,609                 |
| kilomètres                | milles       | 0,621                 |
| acres                     | hectares     | 0,405                 |
| hectares                  | acres        | 2,471                 |
| gigajoules                | MBtu         | 0,950                 |

En règle générale, les pourcentages ont été arrondis au nombre entier le plus près.

## MONNAIE ET COURS DU CHANGE

Le tableau suivant présente, pour chacune des périodes indiquées, les cours du change extrêmes du dollar canadien en dollars américains (le « **dollar américain** »), le cours du change moyen pendant chacune de ces périodes et le cours en vigueur à la fin de la période. Ces cours sont exprimés comme cours réciproques des cours acheteurs affichés à midi dans la ville de New York aux fins des virements électroniques payables en dollars canadiens, tels qu'ils sont attestés aux fins de la douane par la Banque du Canada, ou sont fondés sur ces cours réciproques. Le 3 mars 2011, le cours acheteur à midi d'un dollar américain exprimé en dollar canadien attesté par la Banque du Canada s'établissait à 0,9747 \$.

|                                      | <b>Plafond<br/>(en dollars)</b> | <b>Plancher<br/>(en dollars)</b> | <b>Moyenne<sup>(1)</sup><br/>(en dollars)</b> | <b>À la fin de la<br/>période<br/>(en dollars)</b> |
|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---|--|
| Exercice terminé le 31 décembre 2010 | 1,0054                          | 0,9278                           | 0,9709  | 1,0054   |
| Exercice terminé le 31 décembre 2009 | 0,9716                          | 0,7692                           | 0,8757  | 0,9555   |
| Exercice terminé le 31 décembre 2008 | 1,0289                          | 0,7711                           | 0,9381  | 0,8166   |
| Exercice terminé le 31 décembre 2007 | 1,0905                          | 0,8437                           | 0,9304  | 1,0120   |

### Note

(1) Il s'agit de la moyenne des cours acheteurs affichés à midi pendant la période.

## DISPENSES ACCORDÉES

La Société a demandé une dispense de l'obligation prévue à l'article 32.2 de l'annexe 41-101A1 du *Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus* (le « **règlement 41-101** »). L'actif visé par l'acquisition peut être considéré comme une activité principale de la Société en vertu du paragraphe 32.1b) de l'annexe 41-101A1. S'il est considéré comme tel, cela oblige la Société à présenter les états financiers vérifiés relatifs à l'actif visé par l'acquisition dans le prospectus pour une période allant de un à trois exercices avant la date du prospectus. La Société a demandé une dispense au motif que l'actif visé par l'acquisition se compose principalement de propriétés pétrolières et gazières situées dans différents champs en production et ne constitue pas un « secteur isolable » (au sens du manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés) d'Avantage et que, par conséquent, il n'est pas possible, à des fins comptables, de dresser des états financiers complets cumulés à l'égard de cet actif. La Commission des valeurs mobilières de l'Alberta a informé la Société qu'elle était disposée à accorder la dispense en question, à la condition que le prospectus comprenne les états des résultats vérifiés relatifs à l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008 et donne les renseignements sur la production et les réserves de pétrole et de gaz naturel attribuables à l'actif visé par l'acquisition qui sont exigés aux alinéas e) à g) du paragraphe 3 de l'article 8.10 du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. Le visa délivré à l'égard du prospectus définitif attestera formellement que la dispense demandée a été accordée.

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés faits dans le présent prospectus constituent des énoncés prospectifs, qui se rapportent à des événements ou des résultats futurs. Tous les énoncés autres que les énoncés de faits historiques pourraient être énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs sont souvent, mais pas toujours, signalés par l'utilisation de termes tels que « chercher à », « prévoir », « continuer », « objectifs », « stratégies », « estimer », « s'attendre à », « peut », « projeter », « prédire », « éventuel », « cibler », « avoir l'intention de » et « être d'avis que » et des expressions similaires ainsi que l'emploi du futur et du conditionnel. Ces énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les faits réels diffèrent considérablement de ceux qu'ils prévoient. La Société estime que les attentes exprimées par les énoncés prospectifs sont raisonnables, mais il n'est aucunement certain qu'elles se réaliseront : il ne faut donc pas se fier indûment aux énoncés prospectifs qui figurent dans le présent prospectus.

En particulier, le présent prospectus contient des énoncés prospectifs ayant trait aux éléments suivants :

- les caractéristiques de l'actif visé par l'acquisition sur le plan du rendement;
- les taux de production de pétrole et de gaz naturel;

- la quantité des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- les projections relatives aux prix et aux coûts qui auront cours sur le marché et l'incidence de ces derniers sur les dividendes;
- les fonds pouvant servir au versement de dividendes et au financement des dépenses en immobilisations;
- l'établissement de Longview Partnership;
- les modalités de la convention d'achat et de vente et de certains autres contrats importants que la Société conclura;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les attentes quant au pouvoir de réunir des capitaux et d'accroître les réserves de façon constante au moyen d'acquisitions et d'activités de mise en valeur;
- les projets de forage;
- les horizons fiscaux;
- le calendrier de mise en valeur des réserves non mises en valeur;
- le traitement prévu par le régime réglementaire gouvernemental et les lois fiscales;
- les programmes de dépenses en immobilisations.

Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux que prévoient les énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque énoncés ci-dessous et ailleurs dans le présent prospectus :

- les risques liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production;
- la conjoncture économique générale, la situation sur le marché et la conjoncture commerciale;
- le prix, les marchés et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel;
- l'impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions et des aliénations;
- la dépendance à long terme envers des tiers;
- la dépendance envers l'infrastructure de tiers aux fins du transport, du traitement ou de la commercialisation des volumes de pétrole et de gaz naturel;
- les risques liés aux projets;
- la concurrence à l'égard, notamment, de l'obtention de capitaux, de l'acquisition de réserves et de ressources, de l'obtention de capacité sur les pipelines d'exportation et de l'embauche d'employés compétents;
- la nécessité d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation compétents et de se conformer aux exigences de ces derniers;
- les risques et les dangers d'ordre environnemental et les frais qu'il faut engager pour se conformer à la réglementation environnementale, y compris la réglementation sur les gaz à effet de serre;
- la fluctuation du cours du change et des taux d'intérêt;
- les fonds dont la Société aura besoin pour financer ses projets futurs;
- le financement supplémentaire requis;
- le manque de matériel de forage accessible et les restrictions imposées à l'accès à l'actif visé par l'acquisition;
- les risques liés à la confirmation du titre de propriété de l'actif visé par l'acquisition;
- les risques découlant des acquisitions futures;
- la possibilité que les estimations et les hypothèses de la direction et des évaluateurs de réserves soient inexactes;
- les risques liés à l'assurance;
- l'incidence que l'émission de titres supplémentaires de la Société pourrait avoir sur le cours des actions ordinaires;
- le fait que la Société ou le titulaire de certains baux ou licences ne répondent pas aux exigences de ces derniers;
- les revendications présentées à l'encontre des activités, des propriétés ou de l'actif de la Société, y compris les revendications des peuples autochtones;
- le caractère saisonnier des activités;
- les risques liés à la solvabilité de tiers;
- les conflits d'intérêts;

- les risques liés à la politique en matière de dividendes de la Société;
- l'absence de marché public existant pour la négociation des actions ordinaires;
- les problèmes et autres difficultés d'ordre géologique ou technique ou en matière de forage ou de traitement éprouvés dans le cadre de l'exploitation des réserves de pétrole;
- l'impossibilité de recruter des employés clés et de les garder à son service;
- les autres facteurs dont il est question à la rubrique « Facteurs de risque ».

Les énoncés relatifs aux « réserves » ou aux « ressources » sont réputés être des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, qu'il sera possible d'exploiter les ressources et les réserves décrites de façon rentable à l'avenir. Les lecteurs sont avertis que la liste de facteurs qui précède n'est pas exhaustive. Les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent prospectus sont faits sous réserve de cette mise en garde.

Bien que les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent prospectus soient fondés sur des hypothèses qu'elle estime raisonnables, Longview ne peut garantir aux acquéreurs que les résultats réels y correspondront. Relativement aux énoncés prospectifs qui figurent dans le présent prospectus, Longview a posé des hypothèses portant notamment sur le prix des produits de base et les régimes de redevances futurs, l'accessibilité à une main-d'œuvre compétente, le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci seront engagées, les cours du change futurs, l'incidence de l'intensification de la concurrence, la conjoncture économique générale et la conjoncture des marchés financiers, l'accessibilité du matériel de forage et du matériel connexe, l'incidence de la réglementation imposée par les organismes gouvernementaux, les taux de redevance et les frais d'exploitation futurs. Longview a résumé ci-dessus les hypothèses et les risques ayant trait aux renseignements prospectifs qui sont donnés dans le présent prospectus en vue de procurer aux acquéreurs un aperçu plus complet de ses activités futures; ces renseignements pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Les résultats, le rendement ou les réalisations réels de la Société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont exprimés ou suggérés par les énoncés prospectifs et, par conséquent, il n'est pas certain que l'un ou l'autre des faits prévus par les énoncés prospectifs se matérialisera ou, si l'un d'entre eux se matérialise, on ne peut établir avec certitude les avantages que la Société en tirera. Ces énoncés prospectifs sont faits en date du présent prospectus et Longview n'a pas l'intention et décline toute obligation de les mettre à jour publiquement, que ce soit pour tenir compte de nouveaux renseignements ou de faits ou de résultats futurs ou pour une autre raison, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

## PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

### Mesures hors PCGR

Les expressions suivantes sont utilisées dans le présent prospectus : bénéfice d'exploitation, fonds provenant de l'exploitation (les « **fonds provenant de l'exploitation** »), fonds provenant de l'exploitation ajustés (les « **fonds provenant de l'exploitation ajustés** »), revenus nets et dépenses en immobilisations. Elles n'ont toutefois pas de définition normalisée prescrite par les PCGR et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires définies par d'autres émetteurs. Le bénéfice d'exploitation, qui correspond aux produits moins les redevances et les charges d'exploitation, est une mesure de comparaison de la performance couramment utilisée dans le secteur pétrolier et gazier. Les fonds provenant de l'exploitation comprennent la totalité des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et sont calculés avant les dépenses liées à la mise hors service d'immobilisations et les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation seraient la mesure calculée conformément aux PCGR la plus comparable. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés correspondent aux fonds provenant de l'exploitation, ajustés pour tenir compte de diverses dépenses estimatives comme si l'acquisition avait eu lieu. Se reporter à la rubrique « Politique en matière de dividendes – Sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés ». Les revenus nets dépendent du calcul des fonds provenant de l'exploitation et comprennent les principaux produits et charges en trésorerie par bep qui sont inclus dans les fonds provenant de l'exploitation. Les dépenses en immobilisations correspondent aux dépenses nettes consacrées aux activités liées aux investissements, notamment l'acquisition de terrains et de données sismiques, les activités de forage, d'achèvement, de reconditionnement et d'équipement des puits et la construction des installations. La direction utilise ces mesures hors PCGR pour évaluer sa propre performance et fournir aux actionnaires et aux acheteurs une évaluation de l'efficacité de la Société et de sa capacité à financer une partie des dépenses liées à sa croissance future. Les expressions ci-dessus ne doivent pas, à elles seules, être considérées comme des indicateurs de la performance de la Société.

### **Normes internationales d'information financière**

Les états financiers inclus dans le présent prospectus ont été préparés conformément aux PCGR. En janvier 2006, le Conseil des normes comptables (le « **CNC** ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a adopté un plan stratégique portant sur l'orientation des normes comptables au Canada. Dans le cadre de ce plan, le CNC a confirmé en février 2008 que les Normes internationales d'information financière (les « **IFRS** ») remplaceront les PCGR à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour les entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public. Par conséquent, la Société commencera à présenter ses résultats financiers selon les IFRS au premier trimestre de 2011; ces états comprendront l'information financière de la période écoulée et celle de la période correspondante préparées conformément aux IFRS. Même si les IFRS sont fondées sur un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il existe entre les deux d'importantes différences qui doivent être évaluées. En raison de la mise en œuvre des IFRS, il se pourrait que des ajustements doivent être apportés aux résultats financiers de la Société, ce qui pourrait avoir des incidences tant positives que négatives. La direction évalue actuellement les répercussions sur les états financiers de la Société de l'ensemble des prises de position en vigueur et non encore en vigueur de l'International Accounting Standards Board. À l'heure actuelle, Longview n'est pas en mesure de quantifier de manière raisonnable toutes les répercussions que l'adoption des IFRS aura sur sa situation financière et ses résultats futurs.

## SOMMAIRE

Le texte qui suit résume les caractéristiques principales du présent placement; il devrait être lu avec les renseignements plus détaillés et les données et états financiers qui figurent ailleurs dans le présent prospectus. Certains termes clés utilisés dans le présent prospectus sont définis dans le glossaire.

## LE PLACEMENT

|  |  |
|--|--|
| <b>Société :</b>                           | Longview Oil Corp.   |
| <b>Émission :</b>                          | • actions ordinaires. Voir « Mode de placement ».  |
| <b>Option d'attribution excédentaire :</b> | La Société a octroyé aux preneurs fermes l'option d'attribution excédentaire, que ceux-ci peuvent lever à leur entière discrétion à quelque moment que ce soit, en totalité ou en partie, pendant la période allant de la clôture du présent placement au 30 <sup>e</sup> jour suivant celle-ci, en vue d'acheter à la Société, au prix d'émission, jusqu'à • actions ordinaires supplémentaires (soit 15 % des actions ordinaires faisant l'objet du présent placement), afin de couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et à des fins de stabilisation du marché. Voir « Mode de placement ».  |
| <b>Prix d'émission :</b>                   | • \$ par action ordinaire.   |
| <b>Produit brut :</b>                      | • \$ (• \$ net), ou • \$ (• \$ net) si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement.  |
| <b>Capital-actions en circulation :</b>    | Longview compte 10 actions ordinaires en circulation en date des présentes. Voir « Description du capital-actions ».<br><br>Après le présent placement, Longview comptera • actions ordinaires en circulation. Si l'option d'attribution excédentaire est levée, en totalité ou en partie, Longview versera une somme en espèces supplémentaire à Advantage et cette dernière recevra moins d'actions ordinaires en contrepartie de l'actif visé par l'acquisition. Par conséquent, le nombre d'actions ordinaires en circulation après la réalisation du présent placement et de l'acquisition ne changera pas si l'option d'attribution excédentaire est levée, que ce soit en totalité ou en partie. Voir « Emploi du produit » et « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition ».<br><br>La Société a adopté le régime incitatif, qui permet au conseil d'administration d'octroyer des AFOR aux fournisseurs de services. Selon les modalités du régime incitatif, tous les fournisseurs de services sont admissibles aux attributions d'AFOR. La Société n'a pas encore fait d'octrois d'AFOR. Voir « Régime incitatif d'octroi d'actions faisant l'objet de restrictions lié au rendement ». |
| <b>Dividendes :</b>                        | Au moment où l'acquisition sera réalisée, Longview prévoit adopter pour politique de déclarer des dividendes en espèces mensuels réguliers. Son objectif principal est de conserver des ressources et une marge de manœuvre suffisantes pour répondre à ses besoins sur le plan des finances, de l'exploitation et des dépenses en immobilisations en vue, à tout le moins, de maintenir la production actuelle. Il appartiendra au conseil d'administration de fixer le montant du dividende mensuel déclaré en fonction de son évaluation des perspectives de croissance de la Société, des dépenses en immobilisations requises, des fonds provenant de l'exploitation, des acquisitions éventuelles,   |

**Dividendes (suite) :**

du degré d'endettement et des autres facteurs qu'il pourrait juger pertinents au moment en question, y compris ceux dont il est question à la rubrique « Politique en matière de dividendes – Introduction ».

La Société prévoit que le dividende mensuel initial s'établira environ à ● \$ et sera déclaré aux actionnaires inscrits le dernier jour du mois qui suivra celui au cours duquel l'acquisition aura eu lieu et versé le 15<sup>e</sup> jour du mois qui suit la date de clôture des registres ou, si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable qui le suit. Voir « Politique en matière de dividendes ».

**Emploi du produit :**

La Société prévoit utiliser le produit net du présent placement pour régler la tranche en espèces du prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition. Il est entendu que l'acquisition sera réalisée simultanément à la clôture du présent placement. En outre, elle prévoit utiliser initialement une tranche (jusqu'à concurrence de 100 M\$) de la facilité de crédit pour financer le reste de cette tranche en espèces. Voir « Entreprise de la Société ». Si l'option d'attribution excédentaire est levée en totalité ou en partie, Longview versera une somme en espèces supplémentaire à Advantage et cette dernière recevra moins d'actions ordinaires en contrepartie de l'actif visé par l'acquisition. Voir « Emploi du produit » et « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition ».

**Participation d'Advantage :**

Après la clôture du présent placement, Advantage sera propriétaire de ● actions ordinaires représentant ● % des actions ordinaires émises et en circulation ou, si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement, de ● actions ordinaires représentant ● % des actions ordinaires émises et en circulation.

Advantage a convenu de ne pas, directement ou indirectement, pendant la période de 180 jours suivant la date de clôture de l'acquisition, sans le consentement de RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et de FirstEnergy Capital Corp., pour le compte des preneurs fermes, que celles-ci ne pourront refuser de donner sans motif valable, vendre ou placer des actions ordinaires, ou encore conclure un échange ou un autre type d'opération qui transférerait à une autre personne, en totalité ou en partie, les conséquences économiques du fait d'être propriétaire d'actions ordinaires, que l'opération en question soit réglée au moyen d'actions ordinaires, d'autres titres, d'une somme en espèces ou d'une autre manière, ni annoncer son intention de faire l'une ou l'autre des choses qui précèdent. Voir « Mode de placement ».

## LA SOCIÉTÉ

Longview a été constituée en Alberta, au Canada, le 4 mars 2010, en tant que filiale en propriété exclusive d'Advantage afin de se consacrer à la production, à l'exploitation et à l'acquisition de pétrole et de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. À l'heure actuelle, la Société n'a aucun élément d'actif et n'exerce aucune activité, sauf pour ce qui est de l'examen d'occasions d'acquisition éventuelles. Voir « La Société » et « Entreprise de la Société »

## GESTION DE LA SOCIÉTÉ

Au moment où l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition sera réalisée, Longview et Advantage concluront la convention de prestation de services techniques, qui prévoira le partage des services qui seront requis afin de gérer les activités de Longview et régira la répartition des frais généraux et administratifs entre les parties.

Conformément à la convention de prestation de services techniques, Advantage fournira le personnel et les services techniques nécessaires afin de gérer l'entreprise de Longview et cette dernière lui remboursera chaque mois sa quote-part dans les frais d'administratifs, soit (i) sa quote-part dans les frais généraux et administratifs qu'Advantage aura engagés, selon son volume de production de pétrole et de gaz naturel par rapport aux volumes cumulés de production de pétrole et de gaz naturel (établis selon le ratio de conversion des bep qui constitue la norme dans le secteur) d'Advantage et de Longview, ces frais généraux et administratifs excluant les frais directs attribuables à Advantage, comme la rémunération qui est payable aux administrateurs d'Advantage et les frais découlant du fait qu'Advantage est une société ouverte (y compris les frais relatifs à la communication et à la présentation de l'information financière, les droits d'inscription en bourse, les honoraires des conseillers juridiques et des vérificateurs, la rémunération des administrateurs et les frais relatifs aux relations avec les épargnants et aux assemblées annuelles), majorés (ii) des frais généraux et administratifs liés directement aux services d'ingénierie et d'acquisition et aux services des conseillers juridiques et des autres professionnels, déduction faite (iii) des frais indirects au titre de l'exploitation et des immobilisations qui sont recouverts et directement attribuables à l'actif visé par l'acquisition.

La convention de prestation de services techniques entrera en vigueur au moment de la réalisation de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition et le demeurera pendant une période initiale de un an. Elle sera automatiquement renouvelée pour des périodes supplémentaires de un an à chaque date anniversaire. Après la première année de la convention de prestation de services techniques, l'une ou l'autre des parties pourra la résilier en donnant un préavis écrit de 120 jours à l'autre partie. En outre, Longview peut résilier la convention de prestation de services techniques dans certaines autres circonstances, notamment si Advantage ne remplit pas les obligations qui lui incombent aux termes de celle-ci ou si certaines mesures sont prises relativement à sa faillite, à son insolvabilité, à sa liquidation ou à sa dissolution.

Kelly Drader, président et chef de la direction de la Société, Craig Blackwood, chef des finances de la Société, et Andy Mah, chef de l'exploitation de la Société, agiront à titre de dirigeants de Longview et lui fourniront des services, mais ils demeureront au service d'Advantage. Pendant la durée de la convention de prestation de services techniques, on prévoit que Longview n'aura pas recours aux services de hauts dirigeants hors du cadre de cette convention et que tous les membres du personnel de Longview seront rémunérés par Advantage, sous réserve des remboursements que Longview doit effectuer conformément à la convention de prestation de services techniques. À la date du présent prospectus, Longview ne compte aucun employé. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants », « Convention de prestation de services techniques » et « Rémunération des hauts dirigeants ».

Au moment de la réalisation de l'acquisition et du présent placement, Longview et Advantage concluront la convention relative à la gouvernance, dans laquelle Advantage s'engagera à exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires de sorte que le conseil d'administration de Longview soit composé majoritairement d'administrateurs indépendants jusqu'à la première des dates suivantes, soit (i) la date à laquelle Advantage cessera d'être propriétaire véritable de plus de 50 % des actions ordinaires en circulation ou (ii) la date à laquelle Advantage et Longview prendront d'autres dispositions par écrit. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts ».

## STRATÉGIE COMMERCIALE

La stratégie commerciale de Longview consiste à faire bénéficier les actionnaires d'un rendement à long terme intéressant reposant tant sur la croissance que sur le rendement en exploitant l'actif visé par l'acquisition en faisant preuve de rigueur financière et en acquérant d'autres biens pétroliers et gaziers à longue durée de production de nature similaire. Voir « Entreprise de la Société – Stratégie commerciale ». L'actif visé par l'acquisition se compose principalement de zones recelant surtout des ressources pétrolières dont la Société sera l'exploitante et dans lesquelles elle aura des intérêts économiques élevés et qu'elle prévoit soumettre à des travaux de forage vertical et horizontal et à des techniques de conditionnement en plusieurs étapes et de récupération améliorée du pétrole afin d'accroître la production et les réserves de manière à offrir un rendement du capital investi intéressant. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description des propriétés principales ».

La Société cherche à exécuter cette stratégie en faisant ce qui suit :

- ***Exercer des activités de forage, de reconditionnement et de récupération améliorée du pétrole à faible risque afin de maintenir et d'accroître la production*** Longview a établi que l'actif visé par l'acquisition pouvait faire l'objet de projets d'immobilisations d'environ 270 M\$, ce qui devrait lui permettre, pendant plusieurs années, de maintenir et d'accroître la production. En outre, la Société évaluera une variété de techniques de récupération améliorée du pétrole, notamment l'injection d'eau, de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») ou de produits chimiques et les applications thermiques, afin d'accroître la production et les réserves.
- ***Cibler les zones recelant surtout du pétrole en vue d'en tirer des rentrées nettes élevées*** Longview aura un portefeuille d'emplacements de forage recelant principalement du pétrole dont elle prévoit tirer des rentrées nettes d'exploitation élevées qui permettront d'accroître les rentrées de fonds futures. Elle axera initialement son programme de dépenses en immobilisations sur la mise en valeur du pétrole léger à Nevis, dans le centre-ouest de l'Alberta, et à Weyburn et Steelman, dans le sud-est de la Saskatchewan.
- ***Se concentrer sur l'efficacité de l'exploitation et les économies de coûts afin d'accroître les rendements*** Longview prévoit passer en revue les mesures d'exploitation, évaluer les résultats des travaux de forage et surveiller les résultats et l'utilisation des techniques par d'autres participants au secteur afin de trouver des façons de maximiser le rendement du capital investi en rendant l'exploitation plus efficace et en faisant des économies de coûts.
- ***Explorer les terrains non mis en valeur au moyen d'ententes de forage ou d'acquisition d'une participation par affermage*** Longview a l'intention d'explorer de nouvelles zones de ressources de pétrole et de gaz naturel sur les terrains non mis en valeur qui font partie de l'actif visé par l'acquisition ainsi que d'adopter une démarche proactive qui lui permettra de découvrir de nouvelles occasions intéressantes.
- ***Acquérir d'autres biens pétroliers et gaziers à longue durée de production*** Longview recherchera des occasions d'effectuer, et effectuera, des acquisitions stratégiques susceptibles de créer des synergies, notamment grâce à certaines caractéristiques comme la longue durée de production de l'actif existant ou le bon potentiel de valorisation à faible risque.
- ***Conserver une structure financière prudente*** Longview a l'intention de conserver un bilan solide afin de disposer de suffisamment de ressources financières pour financer les dépenses en immobilisations affectées au maintien et à la croissance de la production, tout en prévoyant la possibilité de verser des dividendes en espèces à ses actionnaires. Voir « Politique en matière de dividendes ».

## ATOUS COMMERCIAUX

Les atouts commerciaux de la Société sont les suivants :

- ***Actif appréciable composé de zones de ressources recelant principalement du pétrole léger et de densité moyenne*** L'actif visé par l'acquisition se compose de zones recelant principalement des ressources

pétrolières dont la Société sera l'exploitante et dont l'évaluateur de réserves qualifié interne d'Avantage a estimé qu'elles contenaient environ 487 Mb de pétrole en place découvert brut, dont seulement 6,8 % ont été récupérés jusqu'à présent, 4,6 % supplémentaires ayant été pris en considération dans le rapport Sproule dans la catégorie des réserves P+P. Longview a l'intention de continuer à utiliser des techniques de forage horizontal et d'autres techniques de récupération améliorée du pétrole dans le cadre d'un programme de mise en valeur reproductible à grande échelle afin d'accroître la production et les réserves. La Société contrôlera l'exploitation grâce à des intérêts économiques directs élevés et elle sera l'exploitante de la quasi-totalité de l'actif visé par l'acquisition.

- ***Production diversifiée offrant des rentrées nettes élevées et à longue durée de production*** Les réserves que recèle l'actif visé par l'acquisition se composent de pétrole brut et de LGN dans une proportion de 77 %, ce qui assurera des rentrées nettes élevées qui procureront à Longview des rentrées de fonds stables qui pourront financer les projets de dépenses en immobilisations affectés à la mise en valeur future et les dividendes, en tenant compte d'une gamme de prix des produits de base. Les rentrées nettes historiques tirées de l'actif visé par l'acquisition se sont établies en moyenne à 32,41 \$ par bep en 2010.

L'actif visé par l'acquisition se trouve dans trois zones principales, soit le centre-ouest de l'Alberta, le sud-est de la Saskatchewan et la zone Lloydminster, et sa production actuelle se chiffre à environ 6 220 bep/j provenant de neuf propriétés principales. Il est assorti d'un indice de durée des réserves de 6,6 ans (réserves PMVE) ou de 16,2 ans (réserves P+P). Sproule a prévu que le taux de déclin de la production s'élèverait en moyenne à 17,5 % de 2011 à 2012 pour ce qui est des réserves PMVE, ce qui constitue un faible déclin de la production. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description des propriétés principales ».

- ***Vaste portefeuille d'emplacements de forage à faible risque se prêtant au reconditionnement et à la récupération améliorée*** La Société prévoit accroître la production en effectuant des travaux de forage, de reconditionnement et de récupération améliorée à faible risque sur l'actif visé par l'acquisition.

La direction de Longview a établi un portefeuille d'emplacements de mise en valeur sur plusieurs années regroupant environ 257 emplacements de forage et de reconditionnement nets. La Société a repéré environ 90 emplacements de forage horizontal nets ciblant du pétrole léger à Nevis, en Alberta et dans le sud-est de la Saskatchewan et 20 emplacements de forage nets ciblant du pétrole lourd dans la zone Lloydminster, qui comptent pour environ 54 % du portefeuille d'emplacements de forage. Longview prévoit forer 30,3 puits nets au cours des 12 prochains mois dans le cadre d'un programme de dépenses en immobilisations estimé à 53,4 M\$, plus de 83 % de ces dépenses étant affectées à la mise en valeur de pétrole léger.

- ***Terrains non mis en valeur*** L'actif visé par l'acquisition comprend des terrains non mis en valeur d'une superficie approximative de 227 492 acres bruts (182 336 acres nets) et une participation exclusive dans des droits d'exploration visant des terrains non mis en valeur d'une superficie de 78 750 acres bruts (123 sections nettes) dans le couloir Sunset qui se trouve dans la zone de ressources Duvernay et le long de celui-ci, qui sont propices à la mise en valeur dans les schistes argileux de la formation de Duvernay du Dévonien supérieur. En outre, la Société détiendra des terrains non mis en valeur d'une superficie de 88 563 acres bruts (74 186 acres nets) dans le sud-est de la Saskatchewan, qui sont propices à la mise en valeur dans la formation de Bakken.
- ***Structure financière prudente et faible endettement initial*** Dans le cadre de l'acquisition, la Société obtiendra la facilité de crédit d'un consortium de banques, laquelle sera assortie d'un pouvoir d'emprunt standard dans le secteur; on prévoit que la facilité de crédit totalisera 200 M\$. La Société prévoit initialement en affecter une tranche (jusqu'à 100 M\$) à la réalisation de l'acquisition et le reste lui procurera la souplesse financière dont elle aura besoin aux fins des travaux de mise en valeur et des acquisitions futurs. Longview prévoit conserver un bilan solide affichant des liquidités considérables afin de pouvoir tirer parti des occasions d'expansion internes futures et effectuer des acquisitions.
- ***Comptes fiscaux considérables permettant de ne pas payer d'impôt jusqu'en 2015 selon les estimations*** Après l'acquisition, la Société disposera de comptes fiscaux d'environ • M\$, composés principalement de

pertes d'exploitation nettes, de frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz et de déductions pour amortissement. Il est prévu, selon la législation en vigueur actuellement, les projections figurant dans le rapport Sproule et diverses autres hypothèses, que la Société n'aura aucun impôt sur le revenu à payer avant 2015. Si le montant des dépenses en immobilisations était supérieur à celui qui est prévu dans le rapport Sproule ou si d'autres acquisitions étaient effectuées, cela pourrait créer d'autres comptes fiscaux et prolonger davantage l'horizon fiscal estimatif.

- Convention de prestation de services techniques conclue avec Advantage offrant une connaissance concrète de l'actif visé par l'acquisition** La Société prévoit avoir recours aux services de la direction et de l'équipe technique d'Advantage afin de mettre en valeur l'actif visé par l'acquisition avec efficacité et d'acquérir d'autres propriétés. Par conséquent, elle aura accès à un personnel technique et administratif plus nombreux que celui dont bénéficierait normalement une entreprise d'envergure similaire et bénéficiera de l'expérience et des connaissances d'Advantage à l'égard de l'actif visé par l'acquisition. La convention de prestation de services techniques conclue avec Advantage aidera également la Société à maintenir des frais généraux et administratifs inférieurs à la moyenne par unité de production. En outre, après la réalisation du présent placement et de l'acquisition, Advantage sera propriétaire d'au moins • % (• % en présumant que l'option d'attribution excédentaire sera levée intégralement) des actions ordinaires émises et en circulation de Longview, ce qui harmonisera les intérêts de la direction et de l'équipe technique d'Advantage et ceux de la Société et de ses actionnaires.

### ACQUISITION DE L'ACTIF VISÉ PAR L'ACQUISITION

Le • 2011, Longview a conclu la convention d'achat et de vente en vue d'acheter l'actif visé par l'acquisition à Advantage moyennant le prix d'achat. Cet actif diversifié est constitué de propriétés recelant du pétrole brut et du gaz naturel à longue durée de production qui sont situées en Alberta et en Saskatchewan, dont la production actuelle s'établit à environ 6 220 bep/j (74 % de pétrole et de LGN et 26 % de gaz naturel) et qui ont les caractéristiques clés suivantes :

|                                  | <u>Production actuelle (bep/j)</u> | <u>Production de pétrole/de gaz (en pourcentage)</u> | <u>Réserves PMVE brutes (kbep)</u> | <u>Pourcentage du total des réserves PMVE</u> | <u>Réserves P+P brutes (kbep)</u> | <u>Pourcentage du total des réserves P+P</u> | <u>IDR des réserves P+P (en ans)</u> | <u>Réserves P+P de pétrole/de gaz (en pourcentage)</u> |
|----------------------------------|------------------------------------|--|------------------------------------|---|-----------------------------------|--|--------------------------------------|--|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b> |                                    |  |                                    |   |                                   |  |                                      |  |
| Nevis                            | 2 079                              | 56/44  | 4 612,7                            | 31,0  | 9 861,9                           | 26,8   | 13,0                                 | 57/43  |
| Westerose                        | 866                                | 68/32  | 2 858,9                            | 19,2  | 5 976,5                           | 16,2   | 21,7                                 | 80/20  |
| Sunset                           | 753                                | 56/44  | 1 441,6                            | 9,7   | 4 990,6                           | 13,5   | 15,8                                 | 51/49  |
| Skaro et Alexis                  | 265                                | 84/16  | 641,0                              | 4,3   | 978,7                             | 2,7  | 10,1                                 | 67/33  |
| <b>Saskatchewan</b>              |                                    |  |                                    |   |                                   |  |                                      |  |
| Sud-est                          | 1 685                              | 99/1   | 4 346,3                            | 29,1  | 11 136,3                          | 30,2   | 18,1                                 | 99/1   |
| Zone                             |                                    |  |                                    |   |                                   |  |                                      |  |
| Lloydminster                     | 572                                | 96/4   | 998,2                              | 6,7   | 3 916,6                           | 10,6   | 18,6                                 | 98/2   |
| <b>Total</b>                     | <b>6 220</b>                       | <b>74/26</b>   | <b>14 898,7</b>                    | <b>100,0</b>                                  | <b>36 860,6</b>                   | <b>100,0</b>                                 | <b>16,2</b>                          | <b>77/23</b>   |

Dans le cadre de l'acquisition, Longview acquerra les contrats d'échange à prix fixe suivants auprès d'Advantage :

| <u>Description de l'instrument dérivé</u> | <u>Durée</u>                    | <u>Volume</u> | <u>Prix moyen</u> |
|---|---------------------------------|---------------|-------------------|
| <b>Pétrole brut</b>                       |                                 |               |                   |
| Prix fixe                                 | De janvier 2011 à décembre 2011 | 1 500 b/j     | 91,05 \$ CA/b     |

Cette opération de couverture pourrait aider à stabiliser les rentrées de fonds afin de soutenir le versement de dividendes aux actionnaires. Longview envisagera également d'autres opérations de couverture à l'avenir en vue de stabiliser les rentrées de fonds. Voir « Politique en matière de dividendes ».

Bien que la direction s'attende à ce que la Société réalise les avantages dont il est question ci-dessus, l'acquisition l'expose à des risques supplémentaires, notamment celui qu'elle ne réussisse pas à réaliser les avantages prévus de l'acquisition. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » au sujet de certains risques inhérents à l'acquisition.

La Société versera le prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition à Advantage en partie en espèces au moyen du produit net qu'elle tirera du présent placement, en effectuant un prélèvement sur la facilité de crédit, en émettant des actions ordinaires au prix d'émission par actions (la « **contrepartie en actions** ») et en émettant un billet à ordre payable, à son gré, en espèces ou sous forme d'actions ordinaires au prix d'émission. Le billet à ordre sera remboursé en espèces si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement, sous forme d'actions ordinaires si elle n'est pas levée et en espèces et sous forme d'actions ordinaires si elle est levée partiellement. Les propriétés faisant l'objet d'un DPR ne participent aucunement au total de la production actuelle ou des réserves prouvées brutes au 31 décembre 2010 qui sont attribuables à l'actif visé par l'acquisition et, bien que le montant exact n'ait pas encore été établi, la Société prévoit que la valeur qui leur sera attribuée sera inférieure à 1 % du prix d'achat. Les actions ordinaires qu'Advantage recevra représenteront environ ● % (● % en presumant que l'option d'attribution excédentaire sera levée intégralement) des actions ordinaires émises et en circulation de Longview et seront émises au moment de la clôture de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition, qui devrait avoir lieu en même temps que la clôture du présent placement. La clôture du présent placement est une condition de la réalisation de l'acquisition. Après la réalisation de l'arrangement, l'actif visé par l'acquisition sera transféré sous forme d'apport à Longview Partnership. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition » et « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition ».

Advantage a convenu de ne pas, directement ou indirectement, pendant la période de 180 jours suivant la date de clôture de l'acquisition, sans le consentement de RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et de FirstEnergy Capital Corp., pour le compte des preneurs fermes, que celles-ci ne pourront refuser de donner sans motif valable, vendre ou placer des actions ordinaires, ou encore conclure un échange ou un autre type d'opération qui transférerait à une autre personne, en totalité ou en partie, les conséquences économiques du fait d'être propriétaire d'actions ordinaires, que l'opération en question soit réglée au moyen d'actions ordinaires, d'autres titres, d'une somme en espèces ou d'une autre manière, ni annoncer son intention de faire l'une ou l'autre des choses qui précèdent. Voir « Mode de placement ».

## **POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES**

### **Introduction**

Au moment où l'acquisition sera réalisée, Longview prévoit adopter pour politique de déclarer des dividendes en espèces mensuels réguliers. Son objectif principal est de conserver des ressources et une marge de manœuvre suffisantes pour répondre à ses besoins sur le plan des finances, de l'exploitation et des dépenses en immobilisations en vue, à tout le moins, de maintenir la production actuelle. Il appartiendra au conseil d'administration de fixer le montant du dividende mensuel déclaré en fonction de son évaluation des perspectives de croissance de la Société, des dépenses en immobilisations requises, des fonds provenant de l'exploitation, des occasions d'acquisitions éventuelles, du degré d'endettement et des autres facteurs qu'il pourrait juger pertinents au moment en question, y compris ceux dont il est question à la rubrique « Politique en matière de dividendes – Introduction ».

La Société prévoit que le dividende mensuel initial s'établira à ● \$ et sera déclaré aux actionnaires inscrits le dernier jour du mois qui suivra celui au cours duquel l'acquisition aura eu lieu et versé le 15<sup>e</sup> jour du mois qui suit la date de clôture des registres ou, si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable qui le suit. Voir « Politique en matière de dividendes ».

### **Sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés**

Le tableau ci-dessous présente un sommaire pro forma des fonds provenant de l'exploitation ajustés de l'exercice se terminant le 31 décembre 2011, établis en fonction des estimations relatives aux prix des produits de base et à la production incluses dans le rapport Sproule sur la sensibilité. La direction n'a pas conclu d'engagement ferme à l'égard de l'ensemble des coûts et frais indiqués dans le tableau ci-dessous, ni obtenu l'assurance que les résultats d'exploitation indiqués seront atteints et, par conséquent, il n'est pas possible de déterminer de manière objective l'entière incidence financière de tous ces coûts, frais et résultats d'exploitation. Les résultats d'exploitation réels de

la Société et les fonds provenant de l'exploitation ajustés qui en découleront seront probablement différents des montants présentés dans l'analyse qui suit, et les différences pourraient être importantes.

| (en milliers de dollars, sauf mention contraire)  | Exercice terminé le<br>31 décembre 2011 |
|---|---|
| Produits  | 149 053 \$                              |
| Moins : Redevances  | (25 211) \$                             |
| Moins : Charges d'exploitation  | (34 040) \$                             |
| <b>Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup></b>  | <b>89 802 \$</b>                        |
| Moins : Frais d'administration normalisés liés aux paiements effectués aux termes de la convention de prestation de services techniques <sup>2)</sup> | (3 900) \$                              |
| Moins : Coûts estimatifs liés à la conversion en société ouverte <sup>3)</sup>  | (1 100) \$                              |
| Moins : Frais d'intérêts et frais de financement <sup>4)</sup>  | (5 000) \$                              |
| Moins : Impôts sur le capital <sup>5)</sup>   | (1 200) \$                              |
| <b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>  | <b>78 602 \$</b>                        |
| <b>Dividendes en trésorerie estimatifs</b>  | <b>28 000 \$</b>                        |
| <b>Trésorerie disponible estimative pour les dépenses en immobilisations</b>  | <b>50 602 \$</b>                        |
| <b>Dividendes en trésorerie estimatifs par action ordinaire</b>   | <b>• \$</b>                             |
| Production brute de 2011 <sup>1)</sup>  |   |
| Pétrole brut (b/j)  | 4 258                                   |
| LGN (b/j)   | 552                                     |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)   | 10 037                                  |
| <b>Production brute moyenne de 2011 (bep/j)</b>   | <b>6 483</b>                            |
| Composition de la production (pourcentage du pétrole brut et des LGN)   | 74 %                                    |

**Notes :**

- 1) Produits, redevances, charges d'exploitation, bénéfice d'exploitation et production indiqués dans le rapport Sproule sur la sensibilité. Les prix des produits de base utilisés dans le rapport Sproule sur la sensibilité diffèrent de ceux qui figurent dans le rapport Sproule comme suit :

| Prix des produits de base de référence | Prix selon le rapport<br>Sproule sur la<br>sensibilité 2011 | Prix selon le<br>rapport Sproule<br>2011 |
|--|---|--|
| WTI (\$ US/b)                          | 88,40 \$  | 88,40 \$                                 |
| Prix au comptant AECO C (\$/MBTU)      | 3,72 \$   | 4,04 \$                                  |
| Taux de change \$ CA/\$ US             | 1,00 \$   | 0,932 \$                                 |

Même si elle n'a pas été incluse dans ces calculs, une production de 1 500 b/j de Longview fait l'objet d'une couverture à 91,05 \$/b de janvier 2011 à décembre 2011. D'après les prix établis dans le rapport Sproule sur la sensibilité, cette couverture a une valeur de 1,45 M\$.

- 2) Longview estime qu'après la clôture du placement, elle engagera des frais aux termes de la convention de prestation de services techniques conclue avec Advantage. Cette estimation correspond au montant que Longview aurait déboursé si la convention de prestation de services techniques avait été en vigueur au cours de la période de douze mois terminée le 31 décembre 2010 et inclut le montant de 500 000 \$ lié à une estimation d'un recouvrement de capital par rapport au budget de 2011.
- 3) Longview prévoit qu'après la clôture du placement, sa nouvelle situation de société ouverte lui occasionnera des frais généraux et des frais d'administration supplémentaires. Ces coûts comprendront notamment les frais liés à la présentation continue de l'information financière ainsi que les frais de publication, les frais d'inscription en bourse, les frais juridiques, les honoraires d'audit, les honoraires des administrateurs et les coûts relatifs aux relations avec les investisseurs et aux assemblées annuelles des actionnaires.

- 4) Frais d'intérêts sur la facilité de crédit de la Société décrite à la rubrique « Financement de l'acquisition », estimés en fonction d'un certain prélèvement moyen de 100 M\$ à un taux d'intérêt moyen de 5,0 % pour une période de douze mois.
- 5) Impôts sur le capital estimatifs budgetés par Longview pour la période de douze mois suivant la clôture du placement.

Selon le rapport Sproule, le total des dépenses en immobilisations estimatives pour la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2011 s'établit à 25,7 M\$. La direction de Longview prévoit que des dépenses en immobilisations de 53,4 M\$ seront engagées au cours des douze prochains mois. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Dépenses en immobilisations ».

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., l'auditeur de la Société, n'a ni examiné, ni compilé l'information financière prospective contenue dans le sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés ci-dessus et n'a effectué aucune procédure sur cette information. Par conséquent, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. n'exprime pas une opinion ni ne donne aucune forme d'attestation sur l'information financière prospective et toute autre information tirée de celle-ci incluses dans le présent prospectus et récuse tout lien d'association avec ces informations.

## PRINCIPALES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATIONS FINANCIÈRES

### Dépenses en immobilisations

Le tableau qui suit présente un sommaire des dépenses en immobilisations prévues relatives à l'actif visé par l'acquisition pour les douze prochains mois ainsi que les dépenses en immobilisations (excluant les frais généraux et les frais d'administration capitalisés) relatives aux activités attribuables à l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008.

| (en milliers de dollars)                         | Douze prochains mois | Exercice terminé le 31 décembre 2010 | Exercice terminé le 31 décembre 2009 | Exercice terminé le 31 décembre 2008 |
|--|----------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Terrains et données séismiques                   | -                    | 1 325                                | 42                                   | 251                                  |
| Forage, complétion et reconditionnement de puits | 43 900               | 11 028                               | 10 070                               | 28 123                               |
| Équipement et installations de puits             | 7 300                | 4 001                                | 3 850                                | 13 187                               |
| Frais d'administration capitalisés               | 2 200                | -                                    | -                                    | -                                    |
| Total des dépenses en immobilisations            | 53 400               | 16 354                               | 13 962                               | 41 561                               |

En outre, des dépenses en immobilisations de 500 000 \$ ont été engagées relativement à des activités d'exploration sur l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Dépenses en immobilisations ».

Le tableau suivant présente un sommaire du nombre de puits nets devant être forés sur l'actif visé par l'acquisition au cours des douze prochains mois et le nombre de puits nets qui ont été forés sur l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008.

| Type de puits | Douze prochains mois | Exercice terminé le 31 décembre 2010 | Exercice terminé le 31 décembre 2009 | Exercice terminé le 31 décembre 2008 |
|---------------|----------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Pétrole       | 29,3                 | 8,4                                  | 6,0                                  | 14,6                                 |
| Gaz           | 0,0                  | 0,0                                  | 0,0                                  | 0,3                                  |
| Autre         | 1,0                  | 2,7                                  | 0,0                                  | 1,0                                  |
| Total         | 30,3                 | 11,1                                 | 6,0                                  | 15,9                                 |

**Production brute tirée de l'actif visé par l'acquisition**

|                      | <b>Exercice terminé<br/>le 31 décembre<br/>2010<sup>(1)(2)</sup></b> | <b>Exercice terminé<br/>le 31 décembre<br/>2009<sup>(1)(2)</sup></b> | <b>Exercice terminé<br/>le 31 décembre<br/>2008<sup>(1)(2)</sup></b> |
|----------------------|--|--|--|
| Pétrole brut (b/j)   | 4 057  | 4 815  | 5 857  |
| LGN (b/j)            | 641  | 654  | 594  |
| Gaz naturel (kpi3/j) | 10 120   | 12 763   | 14 552   |
| bep/j                | 6 385  | 7 596  | 8 876  |

**Notes :**

- (1) Se reporter à la rubrique « Rapport de gestion ».  
(2) Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Historique de production ».

**Prix des produits de base relatifs à l'actif visé par l'acquisition**

|   | <b>Périodes de douze mois terminées les<sup>(1)(2)</sup></b> |                         |                         |
|---|--|-------------------------|-------------------------|
|   | <b>31 décembre 2010</b>                                      | <b>31 décembre 2009</b> | <b>31 décembre 2008</b> |
| <b>Prix des produits de base réalisés</b>     |  |                         |                         |
| Pétrole brut (\$/b)                           | 72,37  | 59,45                   | 91,55                   |
| LGN (\$/b)                                    | 47,54  | 39,12                   | 66,68                   |
| Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )            | 4,25   | 4,35                    | 8,72                    |
| <b>Prix des produits de base de référence</b> |  |                         |                         |
| WTI (\$ US/b)                                 | 79,53  | 61,93                   | 99,65                   |
| Indice mensuel AECO (\$/kpi <sup>3</sup> )    | 4,13   | 4,12                    | 8,13                    |
| Taux de change \$ US/ \$ CA                   | 0,97   | 0,88                    | 0,94                    |

**Notes :**

- (1) Se reporter à la rubrique « Rapport de gestion ».  
(2) Se reporter à la rubrique « Autre information sur le pétrole et le gaz – Historique de production ».

**Tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation relatifs à l'actif visé par l'acquisition**

|   | <b>Périodes de douze mois terminées les</b> |                         |                         |
|---|---|-------------------------|-------------------------|
| (en milliers de dollars)                                | <b>31 décembre 2010</b>                     | <b>31 décembre 2009</b> | <b>31 décembre 2008</b> |
| Produits <sup>(1)</sup>                                 | 133 994                                     | 134 084                 | 257 177                 |
| Redevances <sup>(1)</sup>                               | (23 757)                                    | (23 026)                | (50 671)                |
| Excédent des produits sur les redevances <sup>(1)</sup> | 110 237                                     | 111 058                 | 206 506                 |
| Charges d'exploitation <sup>(1)</sup>                   | (34 729)                                    | (34 087)                | (43 633)                |
| Bénéfice d'exploitation <sup>(1)</sup>                  | 75 508                                      | 76 971                  | 162 873                 |
| Bénéfice d'exploitation par bep <sup>(2)</sup>          | 32,41 \$                                    | 27,77 \$                | 50,13 \$                |

**Notes :**

- (1) Chiffres tirés du tableau audité des produits, des redevances et des charges d'exploitation relatifs à l'actif visé par l'acquisition figurant à l'annexe B du présent prospectus.  
(2) Chiffres tirés de l'analyse figurant à la rubrique « Rapport de gestion » du présent prospectus.

**CERTAINES DONNÉES SUR LES RÉSERVES**

Les données relatives aux réserves qui sont présentées ci-après sont fondées sur le rapport Sproule. Les données relatives aux réserves résumant les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif visé par l'acquisition et la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs correspondants établie au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Les estimations des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui sont

présentées dans le rapport Sproule sont fondées sur les lignes directrices prévues dans le manuel COGE et les définitions des réserves qui figurent dans le règlement 51-101 et dans le manuel COGE. Ces définitions sont résumées dans le glossaire du présent prospectus. Sproule a été chargée d'évaluer les réserves prouvées et les réserves P+P; aucune tentative n'a été faite en vue d'évaluer les réserves possibles.

Les renseignements sur les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif visé par l'acquisition comportent des énoncés prospectifs ayant trait aux produits d'exploitation nets futurs, aux dépenses en immobilisations prévues, aux projets de mise en valeur futurs et au coût y afférent et aux frais d'exploitation, de production et d'abandon prévus. Voir « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition », « Énoncés prospectifs » et « Facteurs de risque ».

### Réserves de pétrole et de gaz selon des prix et des coûts prévisionnels en date du 31 décembre 2010<sup>(1)</sup>

#### RÉSERVES ATTRIBUABLES À LA PARTICIPATION DE LA SOCIÉTÉ

| Catégorie de réserves                           | Pétrole léger et de densité moyenne |                 | Pétrole lourd  |                | Méthane houiller           |                            | Gaz naturel (non associé et associé) |                            | LGN            |                | Total en équivalents de pétrole |                 |
|---|-------------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------|---------------------------------|-----------------|
|   | Brutes (kb)                         | Nettes (kb)     | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (Mpi <sup>3</sup> ) | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (Mpi <sup>3</sup> )           | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (kbp)                    | Nettes (kbp)    |
| <b>RÉSERVES PROUVÉES</b>                        |                                     |                 |                |                |                            |                            |                                      |                            |                |                |                                 |                 |
| Réserves mises en valeur exploitées             | 8 867,0                             | 7 749,1         | 1 428,6        | 1 282,2        | 903                        | 833                        | 19 786                               | 17 682                     | 1 154,9        | 848,5          | 14 898,7                        | 12 965,7        |
| Réserves mises en valeur inexploitées           | 701,1                               | 596,2           | 150,7          | 128,7          | 0                          | 0                          | 461                                  | 405                        | 25,8           | 17,7           | 954,4                           | 810,1           |
| Réserves non mises en valeur                    | 2 760,1                             | 2 398,7         | 95,0           | 87,4           | 1 232                      | 1 167                      | 5 353                                | 4 654                      | 244,8          | 194,1          | 4 197,4                         | 3 650,3         |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES</b>              | <b>12 328,2</b>                     | <b>10 744,1</b> | <b>1 674,3</b> | <b>1 498,4</b> | <b>2 135</b>               | <b>2 000</b>               | <b>25 600</b>                        | <b>22 740</b>              | <b>1 425,5</b> | <b>1 060,4</b> | <b>20 050,5</b>                 | <b>17 426,1</b> |
| <b>RÉSERVES PROBABLES</b>                       | <b>9 128,9</b>                      | <b>7 835,4</b>  | <b>2 845,8</b> | <b>2 340,5</b> | <b>657</b>                 | <b>613</b>                 | <b>22 217</b>                        | <b>19 829</b>              | <b>1 023,1</b> | <b>761,9</b>   | <b>16 810,1</b>                 | <b>14 344,8</b> |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES</b> | <b>21 457,1</b>                     | <b>18 579,5</b> | <b>4 520,1</b> | <b>3 838,9</b> | <b>2 792</b>               | <b>2 613</b>               | <b>47 817</b>                        | <b>42 569</b>              | <b>2 448,6</b> | <b>1 822,2</b> | <b>36 860,6</b>                 | <b>31 770,9</b> |

#### Note

- (1) Sproule a établi les estimations des réserves au 31 décembre 2010 pour le compte de la Société dans le rapport Sproule conformément au règlement 51-101. Conformément à ce règlement, les attributions de réserves prouvées reposent sur un degré de certitude de 90 % que les quantités totales récupérées seront égales ou supérieures aux estimations des réserves prouvées. Les réserves P+P constituent le scénario le plus probable et reposent sur un degré de certitude de 50 % qu'elles seront égales ou supérieures aux estimations. La somme des réserves prouvées et probables nettes tient compte des droits de redevances de 331,5 kbp composés de 318,0 kb de pétrole et de LGN et de 81 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel. Voir « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition ».

### Sommaire de la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs au 31 décembre 2010 selon des prix et des coûts prévisionnels

| RÉSERVES ATTRIBUABLES À LA PARTICIPATION DE LA SOCIÉTÉ<br>CATÉGORIE DE RÉSERVES | Avant impôts, actualisés à (en pourcentage par année) |                |                |                |                |
|---|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
|   | 0   | 5              | 10             | 15             | 20             |
|   | (en milliers de dollars)                              |                |                |                |                |
| <b>RÉSERVES PROUVÉES</b>  |   |                |                |                |                |
| Réserves mises en valeur exploitées   | 565 940   | 409 890        | 327 739        | 276 448        | 241 050        |
| Réserves mises en valeur inexploitées   | 33 336  | 24 071         | 18 720         | 15 247         | 12 809         |
| Réserves non mises en valeur  | 136 340   | 93 018         | 66 078         | 48 234         | 35 830         |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES</b>  | <b>735 616</b>  | <b>526 979</b> | <b>412 537</b> | <b>339 929</b> | <b>289 689</b> |
| <b>RÉSERVES PROBABLES</b>   | <b>745 807</b>  | <b>404 411</b> | <b>257 180</b> | <b>179 338</b> | <b>132 559</b> |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES</b>                                 | <b>1 481 423</b>                                      | <b>931 390</b> | <b>669 717</b> | <b>519 266</b> | <b>422 248</b> |

## Résumé des hypothèses relatives aux prix et au taux d'inflation au 31 décembre 2010 selon des prix et des coûts prévisionnels

Le tableau suivant présente les prix de référence, au 31 décembre 2010, utilisés dans les données relatives aux réserves. Sproule a fourni ces hypothèses, qui correspondaient à ses prévisions à la date du rapport Sproule, à Longview.

| Exercice                  | WTI à Cushing en Oklahoma (\$ US/b) | Pétrole brut léger non corrosif à Edmonton (40 °API) (\$ CA/b) | Pétrole brut de densité moyenne (29 °API) (\$ CA/b) | Pétrole lourd à Hardisty (12 °API) (\$ CA/b) | Prix au comptant du gaz naturel à l'AECO-C (\$ CA/MBtu) | LGN Pentanes Plus à Edmonton (\$ CA/b) | LGN Butanes à Edmonton (\$ CA/b) | Taux d'inflation (en pourcentage par année) | Cours du change <sup>(2)</sup> (\$ CA/\$ US) |
|---------------------------|-------------------------------------|--|---|--|---|--|----------------------------------|---|--|
| 2010                      | 79,43                               | 77,81  | 73,66   | 62,29  | 4,16  | 84,21                                  | 57,04                            | 1,0   | 0,971  |
| Prévisions <sup>(3)</sup> |                                     |  |   |  |   |  |                                  |   |  |
| 2011                      | 88,40                               | 93,08  | 85,63   | 74,46  | 4,04  | 95,32                                  | 62,44                            | 1,5   | 0,932  |
| 2012                      | 89,14                               | 93,85  | 86,34   | 75,08  | 4,66  | 96,11                                  | 62,95                            | 1,5   | 0,932  |
| 2013                      | 88,77                               | 93,43  | 85,02   | 72,87  | 4,99  | 95,68                                  | 62,67                            | 1,5   | 0,932  |
| 2014                      | 88,88                               | 93,54  | 84,18   | 71,09  | 6,58  | 95,79                                  | 62,75                            | 1,5   | 0,932  |
| 2015                      | 90,22                               | 94,95  | 85,45   | 72,16  | 6,69  | 97,24                                  | 63,69                            | 1,5   | 0,932  |
| 2016                      | 91,57                               | 96,38  | 86,74   | 73,25  | 6,80  | 98,71                                  | 64,65                            | 1,5   | 0,932  |
| 2017                      | 92,94                               | 97,84  | 88,05   | 74,36  | 6,91  | 100,20                                 | 65,63                            | 1,5   | 0,932  |
| 2018                      | 94,34                               | 99,32  | 89,38   | 75,48  | 7,02  | 101,71                                 | 66,62                            | 1,5   | 0,932  |
| 2019                      | 95,75                               | 100,81   | 90,73   | 76,62  | 7,14  | 103,25                                 | 67,63                            | 1,5   | 0,932  |
| 2020                      | 97,19                               | 102,34   | 92,10   | 77,78  | 7,26  | 104,81                                 | 68,65                            | 1,5   | 0,932  |
| Par la suite              | +1,5 %                              | +1,5 %   | +1,5 %  | +1,5 %                                       | +1,5 %  | +1,5 %                                 | +1,5 %                           | +1,5 %                                      | 0,932  |

### Notes

- (1) Ce tableau indique les prix de référence qui pourraient s'appliquer à un émetteur assujéti.
- (2) Cours du change employé pour obtenir les prix de référence de ce tableau.
- (3) Au 31 décembre.

Les prix historiques moyens pondérés, sans tenir compte des opérations de couverture, auxquels la production tirée de l'actif visé par l'acquisition a été vendue au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 se sont établis à 72,37 \$/b pour le pétrole brut, à 47,54 \$/b pour les LGN et à 4,25 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel.

### ADMISSIBILITÉ À DES FINS DE PLACEMENT

Selon les lois applicables qui sont en vigueur à la date des présentes, de l'avis de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, conseillers juridiques de la Société, et de Macleod Dixon LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, sous réserve des réserves et des hypothèses dont il est question à la rubrique « Admissibilité à des fins de placement », à la condition que les actions ordinaires soient inscrites à une bourse de valeurs désignée en vertu de la loi de l'impôt (ce qui comprend la TSX), les actions ordinaires constitueront des placements admissibles en vertu de la loi de l'impôt pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes de participation différée aux bénéficiaires, des régimes enregistrés d'épargne-invalidité, des régimes enregistrés d'épargne-études et des comptes d'épargne libres d'impôt. Voir « Admissibilité à des fins de placement ».

## FACTEURS DE RISQUE

Les acquéreurs éventuels d'actions ordinaires devraient lire attentivement les renseignements présentés à la rubrique « Facteurs de risque » du présent prospectus simplifié et les autres renseignements qui figurent dans les présentes avant de décider d'investir dans les actions ordinaires. Certains des risques inhérents à l'entreprise de la Société, aux actions ordinaires et au présent placement se résument comme suit : la possibilité que les avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas, les risques liés à l'exploitation de l'actif visé par l'acquisition et aux réserves qui s'y trouvent, le risque que la qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel que la Société pourrait acquérir ou découvrir fluctuent, les risques liés aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production, les incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN et des rentrées de fonds futures qui leur sont attribuées, les risques liés à la confirmation du titre de propriété de l'actif visé par l'acquisition, la possibilité que les estimations et les hypothèses de la direction et des évaluateurs de réserves soient inexactes, les risques liés aux projets, les risques liés à la résiliation ou à l'expiration des licences ou des baux de la Société ou des intérêts économiques directs qui découlent de ceux-ci, la possibilité que les avantages prévus des acquisitions et des aliénations ne se matérialisent pas, le manque de matériel de forage accessible et les restrictions imposées à l'accès à l'actif visé par l'acquisition, la saisonnalité, les risques liés à la solvabilité de tiers, le risque que la Société ne soit pas en mesure d'obtenir toutes les licences et tous les permis dont elle pourrait avoir besoin pour exercer les activités qu'elle pourrait souhaiter entreprendre, la nécessité d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation compétents et de se conformer aux exigences de ces derniers, les risques et les dangers d'ordre environnemental et les frais qu'il faut engager pour se conformer à la réglementation environnementale, y compris la réglementation sur les gaz à effet de serre, la concurrence à l'égard, notamment, de l'obtention de capitaux, de l'acquisition de réserves et de ressources, de l'obtention de capacité sur les pipelines d'exportation et de l'embauche d'employés compétents, les risques liés aux responsabilités qui pourraient découler de sinistres contre lesquels la Société n'est pas assurée, les revendications présentées à l'encontre des activités, des propriétés ou de l'actif de la Société, y compris les revendications des peuples autochtones, la dépendance à l'endroit du personnel clé, les conflits d'intérêts, les risques liés à la croissance, y compris les restrictions en matière de capacité et les pressions exercées sur les systèmes et les contrôles internes, l'absence de marché public pour la négociation des actions ordinaires, les risques liés à la politique en matière de dividendes de la Société, les besoins en capitaux considérables inhérents aux projets de la Société, les autres besoins de financement, la fluctuation des cours du change et de taux d'intérêt, la conjoncture économique générale, la situation sur le marché et la conjoncture commerciale, l'incidence que l'émission de titres supplémentaires de la Société pourrait avoir sur le cours des actions ordinaires et les autres facteurs dont il est question à la rubrique « Facteurs de risque ».

Dans le cadre de l'évaluation des risques inhérents à un placement dans les actions ordinaires, il est important que les épargnants sachent qu'ils devront s'en remettre à l'expérience, au jugement, à la discrétion, à l'intégrité et à la bonne foi de la direction de Longview. **Un placement dans les actions ordinaires convient uniquement aux acquéreurs qui peuvent se permettre de perdre la totalité de leur placement et qui sont disposés à accepter ce risque. Les acquéreurs d'actions ordinaires devraient consulter leurs conseillers professionnels afin d'évaluer les aspects fiscaux, juridiques et autres d'un placement dans les actions ordinaires.** Les acquéreurs éventuels devraient examiner attentivement les renseignements présentés aux rubriques « Facteurs de risque » et « Situation dans le secteur », ainsi que les autres renseignements qui figurent dans le présent prospectus, avant d'acheter des actions ordinaires.

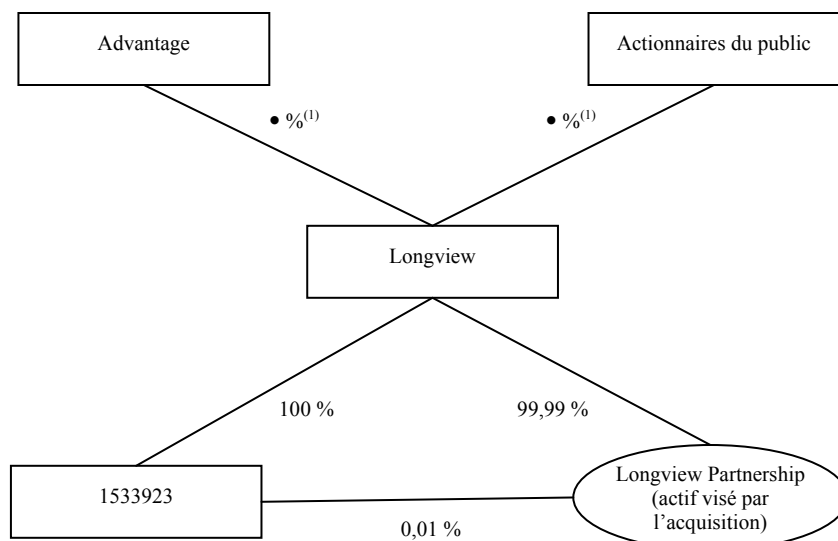
## LA SOCIÉTÉ

Longview a été constituée en vertu de la BCAA le 4 mars 2010 sous la dénomination « Longview Energy Ltd. ». Elle se consacre à la production, à l'exploitation et à l'acquisition de pétrole et de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. À l'heure actuelle, la Société n'a aucun élément d'actif et n'exerce aucune activité, sauf pour ce qui est de l'examen d'occasions d'acquisition éventuelles. Le 28 janvier 2011, elle a déposé des statuts de modification afin d'adopter la dénomination « Longview Oil Corp. ».

L'établissement principal de Longview est situé au 400, 3rd Avenue S.W., bureau 700, Calgary (Alberta) T2P 4H2, et son siège social, au 350, 7th Avenue S.W., bureau 1400, Calgary (Alberta) T2P 3N9.

Longview a été constituée en tant que filiale en propriété exclusive d'Advantage et elle compte une filiale en propriété exclusive, 1533923 Alberta Ltd., qui a été constituée en vertu de la BCAA le 3 mai 2010 (« **1533923** »). Avant la réalisation du présent placement, la Société a l'intention de former Longview Partnership, société en nom collectif établie en vertu des lois de l'Alberta. On prévoit que la Société et 1533923 détiendront respectivement une participation de 99,99 % et de 0,01 % dans Longview Partnership.

Après la réalisation du présent placement (en présumant que l'option d'attribution excédentaire ne sera pas levée) et de l'acquisition, la structure organisationnelle sera la suivante :



### Note

- (1) Si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement, Advantage détiendra • % des actions ordinaires de Longview, et les actionnaires du public, le reste.

## ENTREPRISE DE LA SOCIÉTÉ

### Évolution générale de l'entreprise

Le • 2011, Longview a conclu la convention d'achat et de vente en vue d'acheter l'actif visé par l'acquisition à Advantage moyennant le prix d'achat. Cet actif diversifié est constitué de propriétés recelant du pétrole brut et du gaz naturel à longue durée de production. Sa production actuelle s'établit à environ 6 220 bep/j (74 % de pétrole et de LGN et 26 % de gaz naturel) et il est assorti d'un indice de durée des réserves P+P de 16,2 ans. Après la réalisation de l'arrangement, l'actif visé par l'acquisition sera transféré sous forme d'apport à Longview Partnership. L'actif sous-jacent devrait afficher un profil de production prévisible à faible déclin et présenter un bon potentiel de

forage et de reconditionnement à faible risque, ce qui favorisera le versement de dividendes mensuels aux actionnaires de la Société. Dans le cadre de l'acquisition, la Société acquerra une couverture à prix fixe sur 1 500 b/j de la production de pétrole brut, qui prendra fin en décembre 2011. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition », « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition » et « Politique en matière de dividendes ».

### Stratégie commerciale

La stratégie commerciale de Longview consiste à faire bénéficier les actionnaires d'un rendement à long terme intéressant reposant tant sur la croissance que sur le rendement en exploitant l'actif visé par l'acquisition en faisant preuve de rigueur financière et en acquérant d'autres biens pétroliers et gaziers à longue durée de production de nature similaire. L'actif visé par l'acquisition se compose principalement de zones recelant surtout des ressources pétrolières dont la Société sera l'exploitante et dans lesquelles elle aura des intérêts économiques élevés et qu'elle prévoit soumettre à des travaux de forage vertical et horizontal et à des techniques de conditionnement en plusieurs étapes et de récupération améliorée du pétrole afin d'accroître la production et les réserves de manière à offrir un rendement du capital investi intéressant. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description des propriétés principales ».

La Société cherche à exécuter cette stratégie en faisant ce qui suit :

- **Exercer des activités de forage, de reconditionnement et de récupération améliorée du pétrole à faible risque afin de maintenir et d'accroître la production** Longview a établi que l'actif visé par l'acquisition pouvait faire l'objet de projets d'immobilisations d'environ 270 M\$, ce qui devrait lui permettre, pendant plusieurs années, de maintenir et d'accroître la production. En outre, la Société évaluera une variété de techniques de récupération améliorée du pétrole, notamment l'injection d'eau, de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») ou de produits chimiques et les applications thermiques, afin d'accroître la production et les réserves.
- **Cibler les zones recelant surtout du pétrole en vue d'en tirer des rentrées nettes élevées** Longview aura un portefeuille d'emplacements de forage recelant principalement du pétrole dont elle prévoit tirer des rentrées nettes d'exploitation élevées qui permettront d'accroître les rentrées de fonds futures. Elle axera initialement son programme de dépenses en immobilisations sur la mise en valeur du pétrole léger à Nevis, dans le centre-ouest de l'Alberta, et à Weyburn et Steelman, dans le sud-est de la Saskatchewan.
- **Se concentrer sur l'efficacité de l'exploitation et les économies de coûts afin d'accroître les rendements** Longview prévoit passer en revue les mesures d'exploitation, évaluer les résultats des travaux de forage et surveiller les résultats et l'utilisation des techniques par d'autres participants au secteur afin de trouver des façons de maximiser le rendement du capital investi en rendant l'exploitation plus efficace et en faisant des économies de coûts.
- **Explorer les terrains non mis en valeur au moyen d'ententes de forage ou d'acquisition d'une participation par affermage** Longview a l'intention d'explorer de nouvelles zones de ressources de pétrole et de gaz naturel sur les terrains non mis en valeur qui font partie de l'actif visé par l'acquisition ainsi que d'adopter une démarche proactive qui lui permettra de découvrir de nouvelles occasions intéressantes.
- **Acquérir d'autres biens pétroliers et gaziers à longue durée de production** Longview recherchera des occasions d'effectuer, et effectuera, des acquisitions stratégiques susceptibles de créer des synergies, notamment grâce à certaines caractéristiques comme la longue durée de production de l'actif existant ou le bon potentiel de valorisation à faible risque.
- **Conserver une structure financière prudente** Longview a l'intention de conserver un bilan solide afin de disposer de suffisamment de ressources financières pour financer les dépenses en immobilisations affectées au maintien et à la croissance de la production, tout en prévoyant la possibilité de verser des dividendes en espèces à ses actionnaires. Voir « Politique en matière de dividendes ».

## Atouts commerciaux

Les atouts commerciaux de la Société sont les suivants :

- **Actif appréciable composé de zones de ressources recelant principalement du pétrole léger et de densité moyenne** L'actif visé par l'acquisition se compose de zones recelant principalement des ressources pétrolières dont la Société sera l'exploitante et dont l'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé qu'elles contenaient environ 487 Mb de pétrole en place découvert brut, dont seulement 6,8 % ont été récupérés jusqu'à présent, 4,6 % supplémentaires ayant été pris en considération dans le rapport Sproule dans la catégorie des réserves P+P. Longview a l'intention de continuer à utiliser des techniques de forage horizontal et d'autres techniques de récupération améliorée du pétrole dans le cadre d'un programme de mise en valeur reproductible à grande échelle afin d'accroître la production et les réserves. La Société contrôlera l'exploitation grâce à des intérêts économiques directs élevés et elle sera l'exploitante de la quasi-totalité de l'actif visé par l'acquisition.
- **Production diversifiée offrant des rentrées nettes élevées et à longue durée de production** Les réserves que recèle l'actif visé par l'acquisition se composent de pétrole brut et de LGN dans une proportion de 77 %, ce qui assurera des rentrées nettes élevées qui procureront à Longview des rentrées de fonds stables qui pourront financer les projets de dépenses en immobilisations affectés à la mise en valeur future et les dividendes, en tenant compte d'une gamme de prix des produits de base. Les rentrées nettes historiques tirées de l'actif visé par l'acquisition se sont établies en moyenne à 32,41 \$ par bep en 2010.

L'actif visé par l'acquisition se trouve dans trois zones principales, soit le centre-ouest de l'Alberta, le sud-est de la Saskatchewan et la zone Lloydminster, et sa production actuelle se chiffre à environ 6 220 bep/j provenant de neuf propriétés principales. Il est assorti d'un indice de durée des réserves de 6,6 ans (réserves PMVE) ou de 16,2 ans (réserves P+P). Sproule a prévu que le taux de déclin de la production s'élèverait en moyenne à 17,5 % de 2011 à 2012 pour ce qui est des réserves PMVE, ce qui constitue un faible déclin de la production. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description des propriétés principales ».

- **Vaste portefeuille d'emplacements de forage à faible risque se prêtant au reconditionnement et à la récupération améliorée** La Société prévoit accroître la production en effectuant des travaux de forage, de reconditionnement et de récupération améliorée à faible risque sur l'actif visé par l'acquisition.

Le tableau suivant résume les projets de forage et de reconditionnement que la direction de la Société a repérés. Aucune réserve ou ressource que l'on peut actuellement considérer comme récupérable n'a été attribuée à certains des projets de forage en question et, pour cette raison, les taux de production initiaux ne constituent pas des estimations de la production future de ces projets. Les taux de production initiaux et les dépenses en immobilisations relatifs aux projets de forage et de reconditionnement dont il est question ci-après reposent sur des renseignements du domaine public analogues reçus d'autres producteurs qui utilisent des techniques similaires à celles que Longview a l'intention d'utiliser dans des zones et des formations identiques ou similaires qui font partie de l'actif visé par l'acquisition. Aucune ressource ne sera récupérée dans le cadre des projets de forage repérés auxquels aucune réserve n'a été attribuée, à moins que la situation commerciale n'évolue ou que la direction de Longview ne soit en mesure d'utiliser avec succès des techniques traditionnelles ou non traditionnelles. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description sommaire des travaux de forage et de reconditionnement ».

| Produit | Type de projet    | Puits bruts | Puits nets | Taux initial <sup>(1)</sup> par puits (bep/j) | Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars) | Taux initial <sup>(1)</sup> total (bep/j) | Coût total (en millions de dollars) | Coût par bep/j <sup>(2)</sup> (en dollars) |
|---------|-------------------|-------------|------------|---|--|---|-------------------------------------|--|
| Pétrole | Forage            | 224         | 177,1      | 82  | 1 305  | 14 600                                    | 231,1                               | 15 830                                     |
| Pétrole | Reconditionnement | 65          | 50,5       | 15  | 58   | 736                                       | 2,9                                 | 3 949                                      |
| Pétrole | Injection d'eau   | -           | -          | s.o.  | s.o.   | 335                                       | 4,1                                 | 12 105                                     |
| Gaz     | Forage            | 32          | 28,2       | 90  | 1 107  | 2 526                                     | 31,2                                | 12 350                                     |
| Gaz     | Reconditionnement | 1           | 1,0        | 24  | 100  | 24  | 0,1                                 | 4 228                                      |
| Total   |                   | 322         | 256,7      |   |  | 18 221                                    | 269,4                               | 14 784                                     |

#### Notes

- (1) Le « taux initial » désigne le taux de production brut moyen tiré d'un puits pendant les 30 premiers jours.  
(2) Il s'agit d'un coût par bep/j reposant sur le taux de production initial total.

La direction de Longview a établi un portefeuille d'emplacements de mise en valeur sur plusieurs années regroupant environ 257 emplacements de forage et de reconditionnement nets, ce qui pourrait éventuellement permettre d'accroître la production de 18 221 bep/j à un coût prévu de 14,784 \$ le bep/j. La Société a repéré environ 90 emplacements de forage horizontal nets ciblant du pétrole léger à Nevis, en Alberta et dans le sud-est de la Saskatchewan et 20 emplacements de forage nets ciblant du pétrole lourd dans la zone Lloydminster, qui comptent pour environ 54 % du portefeuille d'emplacements de forage. Longview prévoit forer 30,3 puits nets au cours des 12 prochains mois dans le cadre d'un programme de dépenses en immobilisations estimé à 53,4 M\$, plus de 83 % de ces dépenses étant affectées à la mise en valeur de pétrole léger.

- **Terrains non mis en valeur** L'actif visé par l'acquisition comprend des terrains non mis en valeur d'une superficie approximative de 227 492 acres bruts (182 336 acres nets) et une participation exclusive dans des droits d'exploration visant des terrains non mis en valeur d'une superficie de 78 750 acres bruts (123 sections nettes) dans le couloir Sunset qui se trouve dans la zone de ressources Duvernay et le long de celui-ci, qui sont propices à la mise en valeur dans les schistes argileux de la formation de Duvernay du Dévonien supérieur. En outre, la Société détiendra des terrains non mis en valeur d'une superficie de 88 563 acres bruts (74 186 acres nets) dans le sud-est de la Saskatchewan, qui sont propices à la mise en valeur dans la formation de Bakken.
- **Structure financière prudente et faible endettement initial** Dans le cadre de l'acquisition, la Société obtiendra la facilité de crédit d'un consortium de banques, laquelle sera assortie d'un pouvoir d'emprunt standard dans le secteur; on prévoit que la facilité de crédit totalisera 200 M\$. La Société prévoit initialement en affecter une tranche (jusqu'à 100 M\$) à la réalisation de l'acquisition et le reste lui procurera la souplesse financière dont elle aura besoin aux fins des travaux de mise en valeur et des acquisitions futurs. Longview prévoit conserver un bilan solide affichant des liquidités considérables afin de pouvoir tirer parti des occasions d'expansion internes futures et effectuer des acquisitions.
- **Comptes fiscaux considérables permettant de ne pas payer d'impôt jusqu'en 2015 selon les estimations** Après l'acquisition, la Société disposera de comptes fiscaux d'environ • M\$, composés principalement de pertes d'exploitation nettes, de frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz et de déductions pour amortissement. Il est prévu, selon la législation en vigueur actuellement, les projections figurant dans le rapport Sproule et diverses autres hypothèses, que la Société n'aura aucun impôt sur le revenu à payer avant 2015. Si le montant des dépenses en immobilisations était supérieur à celui qui est prévu dans le rapport Sproule ou si d'autres acquisitions étaient effectuées, cela pourrait créer d'autres comptes fiscaux et prolonger davantage l'horizon fiscal estimatif.
- **Convention de prestation de services techniques conclue avec Advantage offrant une connaissance concrète de l'actif visé par l'acquisition** La Société prévoit avoir recours aux services de la direction et de l'équipe technique d'Advantage afin de mettre en valeur l'actif visé par l'acquisition avec efficacité et d'acquérir d'autres propriétés. Par conséquent, elle aura accès à un personnel technique et administratif plus nombreux que celui dont bénéficierait normalement une entreprise d'envergure similaire et bénéficiera de l'expérience et des connaissances d'Advantage à l'égard de l'actif visé par l'acquisition. La convention

de prestation de services techniques conclue avec Advantage aidera également la Société à maintenir des frais généraux et administratifs inférieurs à la moyenne par unité de production. En outre, après la réalisation du présent placement et de l'acquisition, Advantage sera propriétaire d'au moins • % (• % en présumant que l'option d'attribution excédentaire sera levée intégralement) des actions ordinaires émises et en circulation de Longview, ce qui harmonisera les intérêts de la direction et de l'équipe technique d'Advantage et ceux de la Société et de ses actionnaires.

### **Contexte sectoriel**

En 2006, il y avait 31 fonds de revenu et fiduciaires de redevances axés sur le pétrole et le gaz au Canada, dont la capitalisation boursière totalisait plus de 83 G\$. Collectivement, ces entreprises ont versé des distributions en espèces de plus de 7,5 G\$ en 2006, procurant aux épargnants une vaste gamme de moyens de placement versant des distributions et avantageux sur le plan fiscal. Avec effet en janvier 2011, la grande majorité des fiduciaires de redevances axés sur le pétrole et le gaz se sont converties en sociétés par actions versant des dividendes.

La direction de Longview pense que la structure de société par actions versant des dividendes proposée constituera un moyen de placement intéressant et permettra à Longview de mettre en œuvre sa stratégie de croissance de la production et de l'actif grâce à la mise en valeur interne de propriétés et à des acquisitions stratégiques, avec pour objectif de procurer un revenu mensuel à ses actionnaires et d'accroître la valeur de la participation de ces derniers à long terme. En outre, la direction estime que les facteurs suivants qui caractérisent actuellement le secteur pétrolier et gazier canadien rendent les placements dans des entreprises du secteur pétrolier intéressants :

1. des paramètres économiques fondamentaux relatifs au pétrole brut solides qui découlent du déclin de l'offre mondiale de pétrole et l'expansion économique mondiale qui devrait entraîner une croissance constante de la demande de pétrole;
2. des techniques de forage de puits horizontaux et verticaux améliorées et établies;
3. l'évolution et l'émergence de techniques de fracturation en plusieurs étapes qui réduisent les frais de découverte et améliorent les paramètres économiques des grandes zones de ressources;
4. le cadre réglementaire intéressant, prévoyant des crédits d'impôt pour redevances et des mesures destinées à stimuler les travaux de forage, qui existe au Canada;
5. la volatilité marquée du prix du gaz naturel et l'offre excédentaire résultant de la réattribution des capitaux investis aux entreprises du secteur pétrolier.

## Financement de l'acquisition

La Société versera le prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition à Advantage en partie en espèces au moyen du produit net qu'elle tirera du présent placement, en effectuant un prélèvement sur la facilité de crédit et en émettant des actions ordinaires au prix d'émission (la « **contrepartie en actions** »), comme suit :

|  | Placement, en<br>présumant que<br>l'option d'attribution<br>excédentaire n'est pas<br>levée | Placement, en<br>présumant que<br>l'option d'attribution<br>excédentaire est levée<br>intégralement |
|--|---|---|
| Produit net tiré du présent placement  | ●   | ●   |
| Prélèvement sur la facilité de crédit  | 100 000 000 \$  | 100 000 000 \$  |
| Émission d'actions ordinaires à Advantage  | ●   | ●   |
| Versement total à Advantage  | ●   | ●   |
| Nombre d'actions ordinaires émises à Advantage                                     | ●   | ●   |
| Nombre d'actions ordinaires émises dans le cadre du présent placement              | ●   | ●   |
| Nombre total d'actions ordinaires émises et en circulation                         | ●   | ●   |
| Pourcentage des actions ordinaires émises et en circulation détenues par Advantage | ●   | ●   |

Les actions ordinaires qu'Advantage recevra représenteront environ ● % (● % en presumant que l'option d'attribution excédentaire sera levée intégralement) des actions ordinaires émises et en circulation de Longview et seront émises au moment de la clôture de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition, qui devrait avoir lieu en même temps que la clôture du présent placement. La clôture du présent placement est une condition de la réalisation de l'acquisition. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition ».

Dans le cadre de l'acquisition, la Société a l'intention d'obtenir la facilité de crédit auprès d'un consortium de banques à charte canadiennes. Après la réalisation de l'acquisition, Longview pourra prélever au moins 100 M\$ sur la facilité de crédit. Voir « Structure du capital consolidé » et « Relation entre la Société et certains des preneurs fermes ».

Dans le cadre de sa structure du capital postérieure à la réalisation de l'acquisition, Longview n'aura aucune dette, initialement, à part la facilité de crédit. Étant donné que l'actif visé par l'acquisition sera administré par Advantage conformément à la convention de prestation de services techniques, Longview prévoit avoir besoin d'un fonds de roulement minimal et ne prévoit pas avoir besoin de plus de 5 M\$ pour pourvoir à son fonds de roulement à quelque moment que ce soit au cours des 12 mois suivant la clôture du présent placement, compte tenu de la nature de l'actif visé par l'acquisition. Toutefois, les besoins en matière de financement du fonds de roulement de Longview pourraient changer si celle-ci effectue d'autres acquisitions.

## Convention de prestation de services techniques

Au moment où l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition sera réalisée, Longview et Advantage concluront la convention de prestation de services techniques, qui prévoira le partage des services qui seront requis afin de gérer les activités de Longview et régira la répartition des frais généraux et administratifs entre les parties.

Conformément à la convention de prestation de services techniques, Advantage fournira le personnel et les services techniques nécessaires afin de gérer l'entreprise de Longview et cette dernière lui remboursera chaque mois sa quote-part dans les frais d'administratifs, soit (i) sa quote-part dans les frais généraux et administratifs qu'Advantage aura engagés, selon son volume de production de pétrole et de gaz naturel par rapport aux volumes cumulés de production de pétrole et de gaz naturel d'Advantage et de Longview, ces frais généraux et administratifs excluant les frais directs attribuables à Advantage, comme la rémunération qui est payable aux administrateurs d'Advantage et les frais découlant du fait qu'Advantage est une société ouverte (y compris les frais relatifs à la communication et à la présentation de l'information financière, les droits d'inscription en bourse, les honoraires des conseillers juridiques et des vérificateurs, la rémunération des administrateurs et les frais relatifs aux relations avec les épargnants et aux assemblées annuelles), majorés (ii) des frais généraux et administratifs liés directement aux

services d'ingénierie et d'acquisition et aux services des conseillers juridiques et des autres professionnels, déduction faite (iii) des frais indirects au titre de l'exploitation et des immobilisations qui sont recouverts et directement attribuables à l'actif visé par l'acquisition. Selon la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010, Longview estime que les versements qu'elle aurait dus à Advantage aux termes de la convention de prestation de services techniques si celle-ci avait été en vigueur pendant cette période se seraient établis à environ 5 M\$.

La convention de prestation de services techniques entrera en vigueur au moment de la réalisation de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition et le demeurera pendant une période initiale de un an. Elle sera automatiquement renouvelée pour des périodes supplémentaires de un an à chaque date anniversaire. Après la première année de la convention de prestation de services techniques, l'une ou l'autre des parties pourra la résilier en donnant un préavis écrit de 120 jours à l'autre partie.

Kelly Drader, président et chef de la direction de la Société, Craig Blackwood, chef des finances de la Société, et Andy Mah, chef de l'exploitation de la Société, agiront à titre de dirigeants de Longview et lui fourniront des services, mais ils demeureront au service d'Advantage. Pendant la durée de la convention de prestation de services techniques, on prévoit que Longview n'aura pas recours aux services de hauts dirigeants hors du cadre de cette convention et que tous les membres du personnel de Longview seront rémunérés par Advantage, sous réserve des remboursements que Longview doit effectuer conformément à la convention de prestation de services techniques. À la date du présent prospectus, Longview ne compte aucun employé. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants » et « Rémunération des hauts dirigeants ».

## ACQUISITION DE L'ACTIF VISÉ PAR L'ACQUISITION

### Faits saillants de l'acquisition

Le • 2011, Longview a conclu la convention d'achat et de vente en vue d'acheter l'actif visé par l'acquisition à Advantage moyennant le prix d'achat. Cet actif diversifié est constitué de propriétés recelant du pétrole brut et du gaz naturel à longue durée de production qui sont situées en Alberta et en Saskatchewan, dont la production actuelle s'établit à environ 6 220 bep/j (74 % de pétrole et de LGN et 26 % de gaz naturel) et qui ont les caractéristiques clés suivantes :

|                                  | Production<br>actuelle<br>(bep/j) | Pétrole/Gaz<br>(en<br>pourcentage) | Réserves<br>PMVE<br>brutes<br>(kbp) | Pourcentage<br>du total des<br>réserves<br>PMVE | Réserves<br>P+P<br>brutes<br>(kbp) | Pourcentage<br>du total des<br>réserves P+P | IDR<br>des<br>réserves<br>P+P<br>(en ans) | Réserves<br>P+P de<br>pétrole/<br>de gaz<br>(en<br>pourcentage) |
|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---|------------------------------------|---|---|---|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b> |                                   |                                    |                                     |   |                                    |   |   |   |
| Nevis                            | 2 079                             | 56/44                              | 4 612,7                             | 31,0  | 9 861,9                            | 26,8  | 13,0                                      | 57/43   |
| Westerose                        | 866                               | 68/32                              | 2 858,9                             | 19,2  | 5 976,5                            | 16,2  | 21,7                                      | 80/20   |
| Sunset                           | 753                               | 56/44                              | 1 441,6                             | 9,7   | 4 990,6                            | 13,5  | 15,8                                      | 51/49   |
| Skaro et Alexis                  | 265                               | 84/16                              | 641,0                               | 4,3   | 978,7                              | 2,7   | 10,1                                      | 67/33   |
| <b>Saskatchewan</b>              |                                   |                                    |                                     |   |                                    |   |   |   |
| Sud-est<br>Zone<br>Lloydminster  | 1 685                             | 99/1                               | 4 346,3                             | 29,1  | 11 136,3                           | 30,2  | 18,1                                      | 99/1  |
|                                  | 572                               | 96/4                               | 998,2                               | 6,7   | 3 916,6                            | 10,6  | 18,6                                      | 98/2  |
| <b>Total</b>                     | <b>6 220</b>                      | <b>74/26</b>                       | <b>14 898,7</b>                     | <b>100,0</b>                                    | <b>36 860,6</b>                    | <b>100,0</b>                                | <b>16,2</b>                               | <b>77/23</b>  |

Le tableau suivant présente les volumes de production bruts quotidiens moyens de l'actif visé par l'acquisition en 2008, en 2009 et en 2010.

| Mois    | 2010        | 2009        | 2008        |
|---------|-------------|-------------|-------------|
| Janvier | 6 862 bep/j | 8 435 bep/j | 9 011 bep/j |
| Février | 6 658 bep/j | 8 424 bep/j | 8 803 bep/j |
| Mars    | 6 640 bep/j | 8 214 bep/j | 8 933 bep/j |
| Avril   | 6 613 bep/j | 7 901 bep/j | 8 747 bep/j |
| Mai     | 6 471 bep/j | 7 973 bep/j | 7 164 bep/j |

| <b>Mois</b> | <b>2010</b> | <b>2009</b> | <b>2008</b> |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Juin        | 6 130 bep/j | 7 498 bep/j | 8 284 bep/j |
| Juillet     | 6 304 bep/j | 7 150 bep/j | 8 972 bep/j |
| Août        | 6 141 bep/j | 7 172 bep/j | 9 297 bep/j |
| Septembre   | 6 075 bep/j | 6 933 bep/j | 9 362 bep/j |
| Octobre     | 6 286 bep/j | 6 933 bep/j | 9 597 bep/j |
| Novembre    | 6 163 bep/j | 7 435 bep/j | 9 422 bep/j |
| Décembre    | 6 210 bep/j | 7 113 bep/j | 8 920 bep/j |

Dans le cadre de l'acquisition, Longview acquerra les contrats d'échange à prix fixe suivants auprès d'Avantage :

| <b>Description de l'instrument dérivé</b> | <b>Durée</b>                    | <b>Volume</b> | <b>Prix moyen</b> |
|---|---------------------------------|---------------|-------------------|
| <b>Pétrole brut</b><br>Prix fixe          | De janvier 2011 à décembre 2011 | 1 500 b/j     | 91,05 \$ CA/b     |

Cette opération de couverture pourrait aider à stabiliser les rentrées de fonds afin de soutenir le versement de dividendes aux actionnaires. Longview envisagera également d'autres opérations de couverture à l'avenir en vue de stabiliser les rentrées de fonds. Voir « Politique en matière de dividendes ».

Voir « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition ». Bien que la direction s'attende à ce que la Société réalise les avantages dont il est question ci-dessus, l'acquisition l'expose à des risques supplémentaires, notamment celui qu'elle ne réussisse pas à réaliser les avantages prévus de l'acquisition. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » au sujet de certains risques inhérents à l'acquisition.

### **Description des propriétés principales**

Le texte qui suit est une description des propriétés qui composent l'actif visé par l'acquisition. Les descriptions qui suivent sont valables en date du 28 février 2011, sauf indication contraire, et les réserves indiquées sont celles dont il est fait état dans le rapport Sproule. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les estimations de pétrole en place découvert présentées dans les descriptions suivantes, se reporter à la rubrique « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Autres renseignements sur les estimations de ressources »).

#### **Centre-ouest de l'Alberta**

Cette zone se compose d'un certain nombre de propriétés et de terrains qui sont situés dans le centre-ouest de l'Alberta. La production actuelle de cette zone s'établit à environ 3 963 bep/j et se compose principalement de pétrole léger à faible déclin et offrant des rentrées nettes élevées d'une densité moyenne de 34 °API. La production provient de nombreux grands gisements de pétrole où des activités de forage de développement à faible risque et l'utilisation de techniques de récupération améliorée du pétrole pourraient accroître la production et les réserves. Les terrains non mis en valeur se prêteraient aussi au forage intercalaire et d'exploration.

#### ***Nevis, Alberta***

Nevis est une propriété actuellement exploitée par Avantage. Elle se compose d'environ 44 sections de terrain brutes (34,6 sections nettes) et se trouve à 60 kilomètres à l'est de Red Deer, en Alberta. Nevis sera la propriété productrice la plus vaste de Longview, sa production actuelle s'établissant à environ 2 079 bep/j. La propriété est divisée en deux gisements principaux qui sont piégés, sur le plan structural et sur le plan stratigraphique, et recouverts d'un chapeau de gaz en amont-pendage. Le pétrole brut a une densité moyenne de 39 °API. Deux installations actuellement exploitées par Avantage servent au traitement de la production de pétrole et de gaz naturel qui est collectée dans les puits et acheminée par pipeline aux installations centrales. Le pétrole traité est transporté à partir des installations par camion et l'eau est réinjectée dans le réservoir. Le gaz associé est transporté par pipelines jusqu'à des installations de compression et de vente de tiers. Dans le gisement est, un projet d'injection

d'eau pilote a été entrepris afin d'évaluer le potentiel de récupération améliorée du gisement de manière à accéder à la grande quantité de pétrole en place qui n'a pas été drainé dans le cadre de la mise en valeur principale.

La zone productrice principale est la formation de Wabamun du Dévonien, réservoir de pétrole léger qui produit également du gaz naturel et des LGN associés que l'on retrouve à une profondeur de 1 600 mètres. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que le gisement de pétrole Wabamun contenait 120 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 1,9 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 3,3 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). Ce réservoir est constitué de carbonate très poreux et peu perméable qui affiche un apport de production relativement faible à partir de puits verticaux. Par conséquent, on y utilise des techniques de forage horizontal afin d'accéder à l'apport supplémentaire provenant de la roche à faible perméabilité, la mise en valeur actuelle reposant sur 4 puits par section. Les sections latérales des puits horizontaux ont une longueur moyenne de 1 200 mètres et les puits sont conditionnés en découvert et nécessitent seulement une stimulation par lavage acide servant à nettoyer le trou de puits avant d'être mis en production.

Les organismes de réglementation ont approuvé la réduction de l'espacement de 11,5 sections afin que la densité de forage puisse atteindre huit puits par section. On procède au regroupement de la production et aux demandes nécessaires en vue d'obtenir la permission de réduire l'espacement de 8,5 sections supplémentaires. Longview prévoit que la densité accrue des puits fera augmenter la production et améliorera la récupération ultime d'hydrocarbures dans ces réservoirs. En présumant que l'espacement sera réduit, la direction de Longview a repéré 41,6 emplacements de forage horizontal nets supplémentaires. La Société étudie également la possibilité de mettre en œuvre des techniques de récupération améliorée ou d'injection de CO<sub>2</sub> afin d'accroître la production et les réserves à Nevis.

Dans la zone Nevis, Sproule a attribué des réserves de pétrole Wabamun à 12 emplacements de forage horizontal recelant des réserves prouvées non mises en valeur bruts (11,7 emplacements nets) et à 5 emplacements de forage horizontal recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (4,9 emplacements nets). Sproule a également attribué des réserves de gaz prouvées non mises en valeur à 2 puits de gaz Wabamun horizontaux bruts (1,4 puits net) et à 1 puits de gaz Wabamun horizontal recelant des réserves probables non mises en valeur brut (0,3 puits net). En outre, elle a attribué 6 puits de méthane houiller verticaux recelant des réserves prouvées non mises en valeur bruts (3,6 puits nets) à la formation de Horseshoe Canyon et des réserves de pétrole à 1 puits reconditionné Leduc recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées brut (0,31 puits reconditionné net) et à 1 puits de gaz reconditionnés Upper Mannville recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées bruts (1,0 puits reconditionnés nets).

Dans la zone Nevis, la direction de Longview a repéré 25 emplacements de forage horizontal de pétrole Wabamun bruts (25,0 emplacements nets) auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

Le rapport Sproule a attribué à cette propriété des réserves de gaz naturel prouvées brutes de 16,0 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de pétrole brut et de LGN prouvées brutes de 3 456 kb. De plus, des réserves de gaz naturel probables brutes de 9,5 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 2 155 kb lui ont été attribuées.

### ***Westerose, Alberta***

La propriété Westerose est située à environ 60 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton, en Alberta, et se compose principalement du terrain en exploitation concertée Westerose Banff « C », de participations dans plusieurs terrains en exploitation concertée pétroliers Pembina Cardium et de gaz naturel riche en liquides d'autres zones entourant le terrain en exploitation concertée Westerose Banff « C ». La production actuelle tirée de la zone Westerose s'établit à environ 866 bep/j.

#### *Terrain en exploitation concertée Westerose Banff « C »*

Le terrain en exploitation concertée Westerose Banff « C » (participation de 52 % dans le terrain en question) produit du pétrole brut d'une densité de 24 °API qui est piégée, sur le plan stratigraphique, le long de l'arrête subaffleurance formée par érosion de la formation de Banff du Mississipien. Le réservoir qui se trouve dans la

formation de Banff est formé de carbonate dolomitisé que l'on retrouve à une profondeur de 1 800 mètres. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Avantage a estimé que le gisement de pétrole Banff « C » contenait 29,8 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 15,8 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 4,4 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). Le terrain en exploitation concertée Westeros Banff « C » est actuellement mis en valeur selon un espacement de 40 acres prévoyant quatre puits d'injection d'eau et sa production actuelle s'établit à environ 170 bep/j. Ce réservoir fait actuellement l'objet d'un projet de maintien de la pression par injection d'eau qui a débuté en 2003 et la production répond favorablement à l'injection. D'autres puits exploités et d'injection sont en cours d'évaluation et seront ajoutés au besoin afin d'accroître la récupération de pétrole.

Sproule a attribué des réserves probables non mises en valeur à 15 emplacements de puits de pétrole verticaux bruts (7,8 emplacements nets) sur le terrain en exploitation concertée Westeros Banff « C ».

#### *Chip Lake, Alberta*

La propriété Chip Lake est située à 125 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta. Longview détiendra un intérêt économique direct exclusif dans sept sections de terrain dont la production actuelle s'établit à environ 242 bep/j et provient de la formation de Rock Creek. Le champ compte 12 puits de pétrole verticaux exploités, trois puits d'injection d'eau, une installation de traitement de pétrole centrale et une installation d'évacuation des eaux. Le gaz naturel associé est comprimé et vendu par l'intermédiaire d'installations de tiers et le pétrole traité est transporté par camion en vue d'être vendu.

La formation de Rock Creek est un réservoir de grès classique dans lequel du pétrole d'une densité de 40 °API est piégé dans un chenal obturateur de schiste argileux en amont-pendage tronquant le réservoir que l'on retrouve à une profondeur de 1 850 mètres. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Avantage a estimé que le gisement de pétrole Rock Creek contenait 13,6 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 7,4 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 12,5 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). La hauteur de la couche du gisement imprégnée de pétrole est de plus de huit mètres le long de l'axe du réservoir et c'est dans cette zone et le long de la marge en amont-pendage que l'on prévoit effectuer des travaux de forage intercalaire et, peut-être, forer des puits verticaux et horizontaux une fois que l'injection d'eau aura permis de repressuriser la zone. Le projet d'injection d'eau est en cours d'optimisation et les démarches auprès des organismes de réglementation et les travaux d'espacement progressent afin de permettre le forage de puits supplémentaires ou la conversion de puits existants en puits d'injection d'eau.

Dans la zone Chip Lake, Sproule a attribué des réserves de pétrole Rock Creek à 5 emplacements de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (5,0 emplacements nets).

#### *Propriétés Cardium, centre-ouest de l'Alberta*

Les propriétés situées dans la formation de Cardium se trouvent dans le bassin du centre-ouest de l'Alberta, principalement entre les cantons 38 et 48, rangs 2 à 11W5. Ces propriétés se composent d'une variété de terrains faisant l'objet d'intérêts économiques directs allant de 8 % à 100 %, la moyenne s'établissant à 32 %. La majeure partie des propriétés ne sont pas exploitées par Advantage à l'heure actuelle, à l'exception du terrain en exploitation concertée Pembina Rose Creek Cardium, qui est une propriété productrice Cardium d'une superficie de 1 600 acres dans laquelle Advantage a une participation exclusive. Au total, Longview acquerra des droits visant des terrains d'une superficie de 34 155 acres bruts (10 907 acres nets) dans cette zone de la formation de Cardium, dont la production actuelle s'établit à environ 155 bep/j. Cette superficie ne tient pas compte d'un intérêt économique direct de 1,5 % dans le terrain en exploitation concertée n° 1 North Pembina Cardium. Dans la zone Westeros, Sproule a attribué des réserves de pétrole Cardium à 5 emplacements de forage horizontal recelant des réserves prouvées non mises en valeur bruts (0,07 emplacement net) qui se trouvent sur le terrain en exploitation concertée North Pembina Cardium.

Dans la zone Westeros, la direction de Longview a repéré 9 emplacements de forage de puits de pétrole horizontaux Cardium bruts (4,2 emplacements nets) et 1 emplacement de forage de puits de gaz naturel Notikewan brut (1,0 emplacement net).

#### *Terrain en exploitation concertée Pembina Rose Creek Cardium*

Longview acquerra une participation exclusive dans ce terrain en exploitation concertée de la formation de Cardium d'une superficie de 1 600 acres et en sera l'exploitante. La production actuelle de ce terrain s'établit à environ 100 bep/j. La formation de Cardium, sur ce terrain, se compose d'une zone productrice nette d'une hauteur allant jusqu'à sept mètres située à la frontière sud du champ Pembina principal et produit du pétrole d'une densité de 36 °API. La moitié en amont-pendage de la propriété est recouverte d'un mètre de conglomérat extrêmement perméable. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que le gisement de pétrole Rose Creek Cardium contenait 26,1 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 11,1 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 6,9 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). Le terrain en exploitation concertée compte 15 puits actifs, dont quatre sont des puits d'injection d'eau qui permettent de maintenir la pression dans la propriété. Cette propriété pourrait se prêter au forage horizontal par fracturation en plusieurs étapes dans l'orientation Cardium.

Sproule a attribué 3 emplacements de forage horizontal recelant des réserves prouvées non mises en valeur bruts (3,0 emplacements nets) et 2 emplacements de forage horizontal recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (2,0 emplacements nets) au terrain en exploitation concertée Pembina Rose Creek Cardium.

Le rapport Sproule a attribué à cette propriété des réserves de gaz naturel prouvées brutes de 3,9 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 3 614 kb. De plus, des réserves de gaz naturel probables brutes de 2,9 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 2 024 kb lui ont été attribuées.

#### ***Sunset, Alberta***

Cette propriété compte trois gisements qui tirent tous leur production de réservoirs de la formation de Montney du Trias et se trouve à environ 100 kilomètres à l'est de la ville de Grande-Prairie. La production actuelle des trois gisements principaux de la zone Sunset s'établit à environ 753 bep/j.

#### *Sunset « A »*

La production actuelle de 406 bep/j se compose de pétrole brut d'une densité de 29 °API provenant de la formation de Montney à une profondeur de 1 450 mètres. Dans cette zone, la formation de Montney est un réservoir de grès à grains fins étanche classique dans lequel le pétrole brut a été piégé, sur le plan stratigraphique, contre la roche couverture qui sus-tend l'unité subaffleurante en amont-pendage du réservoir. Le réservoir se trouve sur un bras d'eau qui soutient partiellement la pression. Longview aura un intérêt économique direct de 70 % dans le terrain en exploitation concertée Sunset « A » du Trias et en sera l'exploitante. Le champ est actuellement mis en valeur au moyen de puits verticaux forés principalement selon un espacement de 40 acres à partir des terre-pleins de production centraux. Elle a un historique de production de 40 ans et ses puits affichent un rendement stable et un faible déclin. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que le gisement de pétrole Sunset « A » Montney contenait 53,2 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 11,3 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 3,4 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). Des travaux de forage intercalaire selon un espacement de 40 acres ont été entrepris dans le gisement en 2005 et, depuis, 24 nouveaux puits de pétrole et trois puits d'injection supplémentaires ont été ajoutés. Dans le centre du champ, l'espacement du forage a été ramené avec succès à 20 acres. Un projet d'injection d'eau a été entrepris en 2006 et le système d'injection d'eau prend de l'expansion. Une fois que l'injection d'eau aura été achevée et que le réservoir aura été pressurisé de nouveau suffisamment, d'autres travaux de forage intercalaire seront réalisés afin d'obtenir des réserves de pétrole supplémentaires dans la zone.

Dans la zone Sunset « A », Sproule a attribué des réserves de pétrole Montney à 12 emplacements de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (8,41 emplacements nets).

#### *Sunset « B »*

La production actuelle de ce réservoir Montney s'établit à environ 219 bep/j de gaz naturel riche en liquides. Longview aura une participation exclusive dans ce gisement et sera propriétaire exclusive d'une usine de traitement du gaz sulfureux et d'un système de collecte d'une capacité de 12 Mpi<sup>3</sup>/j. Le gaz associé provenant de Sunset « A » et de Valleyview est collecté et traité dans cette installation.

Dans la zone Sunset « B », Sproule a attribué des réserves de gaz Montney à 6 emplacements de forage vertical recelant des réserves prouvées non mises en valeur bruts (5,99 emplacements nets) et à 12 emplacements de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (12,0 emplacements nets).

#### *Valleyview*

Ce gisement de gaz Montney a une production actuelle de 127 bep/j et est raccordé à l'usine de traitement du gaz Sunset « B » par un pipeline de 12 kilomètres. Longview détient un intérêt économique direct moyen de 93 % dans le gisement.

Dans la zone Valleyview, Sproule a attribué des réserves de gaz Montney à 1 emplacement de forage vertical recelant des réserves prouvées non mises en valeur brut (1,0 emplacement net) et à 3 emplacements de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (3,0 emplacements nets).

Le rapport Sproule a attribué aux zones Sunset et Valleyview des réserves de gaz naturel prouvées brutes de 5,6 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 1 014 kb. De plus, des réserves de gaz naturel probables brutes de 9,2 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 1 511 kb lui ont été attribuées.

#### *Zone de ressources Duvernay*

L'actif visé par l'acquisition comprend une participation exclusive dans des droits d'exploration visant des terrains d'une superficie de 78 750 acres bruts (123 sections nettes) dans le couloir Sunset et le long de celui-ci, qui sont propices à la mise en valeur dans les schistes argileux de la formation de Duvernay du Dévonien supérieur. La Société estime que les terrains Duvernay sont situés dans la fenêtre productrice de pétrole de la zone et elle continue d'examiner et d'analyser cette cible afin d'établir les activités d'exploration qui pourront y être exercées à l'avenir. Le fait d'être propriétaire d'installations de traitement du pétrole et du gaz naturel dans cette zone signifie que Longview aura accès immédiatement à une capacité de traitement si la mise en valeur était entreprise.

#### ***Skaro et Alexis, Alberta***

##### *Skaro, Alberta*

La propriété Skaro se trouve à 50 kilomètres au nord-est d'Edmonton, en Alberta. Il s'agit d'une propriété actuellement exploitée par Advantage dans laquelle Longview aura un intérêt économique direct exclusif. La production actuelle de la propriété Skaro s'établit à environ 138 bep/j. Le pétrole est collecté et traité dans des installations dont Advantage est la seule exploitante, où le pétrole traité est ensuite transporté par camion en vue d'être vendu. La production tirée de cette zone se compose de pétrole d'une densité de 17 °API que l'on retrouve à une faible profondeur de 900 mètres. Le pétrole est piégé dans les gisements dans une grande orientation chenal-vallée de la formation d'Ellerslie du Crétacé dans laquelle de nombreux gisements de pétrole multipuits se sont accumulés. Les gisements sont séparés par des chenaux remplis de schiste argileux qui servent de piège à hydrocarbures et de séparation entre les gisements. On retrouve deux gisements sur les terrains Skaro, soit le gisement Basal Quartz (Ellerslie) « C », qui est actuellement mis en valeur à l'aide de cinq puits horizontaux, et le gisement Basal Quartz (Ellerslie) « G », qui compte un puits horizontal exploité qui a été raccordé par pipeline en 2010. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que les gisements de pétrole Basal Quartz

(Ellerslie) « C » et « G » contenaient 5,4 Mb de pétrole en place découvert bruts sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 6,3 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 3,7 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). La direction de Longview a repéré trois emplacements de forage horizontal supplémentaires dans le gisement Basal Quartz (Ellerslie) « G » et deux emplacements de forage de limite horizontaux supplémentaires éventuels dans le gisement Basal Quartz (Ellerslie) « C ».

Le rapport Sproule a attribué à la zone Skaro des réserves de pétrole brut et de LGN prouvées brutes de 173 kb. En outre, des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 54 kb lui ont été attribuées.

#### *Alexis, Alberta*

La propriété Alexis est située à 50 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton, en Alberta. Longview détiendra un intérêt économique direct de 13,966 % dans le terrain en exploitation concertée du gisement Alexis Banff « A », mais n'en sera pas l'exploitante. Le terrain en exploitation concertée produit du pétrole brut légèrement sulfureux d'une densité de 22 °API et du gaz naturel provenant du membre carbonaté siliclastique dans la formation de Banff du Mississipien. Il compte 37 puits et elle est mise en valeur à une profondeur de 1 400 mètres au moyen de puits exploités verticaux et horizontaux et de puits d'injection. La production actuelle de la propriété Alexis s'établit à 120 bep/j.

Dans les zones Skaro et Alexis, la direction de Longview a repéré 5 emplacements de forage de puits de pétrole Ellerslie bruts (5,0 emplacements nets) et 4 emplacements de forage de puits de pétrole glauconieux bruts (4,0 emplacements nets) auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

Le rapport Sproule a attribué à cette propriété des réserves de gaz naturel prouvées brutes de 1,2 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 304 kb. De plus, des réserves de gaz naturel probables brutes de 0,7 Gpi<sup>3</sup> et des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 124 kb lui ont été attribuées.

### **Saskatchewan**

#### ***Sud-est de la Saskatchewan***

Cette zone se compose d'un certain nombre de propriétés et de terrains situés dans le bassin sédimentaire de Williston, dans le quadrant sud-est de la Saskatchewan. La production tirée actuellement des propriétés principales provient majoritairement de la formation de Red River de l'Ordovicien, de la formation de Winnipegosis du Dévonien et des formations de Midale, de Frobisher et de Bakken du Mississipien. La production actuelle de cette zone s'établit à environ 1 685 bep/j et se compose principalement de pétrole léger à faible déclin et offrant des rentrées nettes élevées d'une densité moyenne de 30 °API.

#### *Zones Weyburn et Steelman – Mise en valeur de la formation de Modale*

La formation de Midale est un réservoir carbonaté du Mississipien situé dans le sud-est de la Saskatchewan et l'un des plus grands gisements de pétrole léger du Canada, la densité du pétrole allant de 32 à 40 °API. La formation de Midale se compose de réservoirs fracturés à faible perméabilité encaissés dans deux zones distinctes, soit la zone Marly étanche et à porosité élevée et la zone Vuggy à faible porosité qui la sous-tend, cette dernière étant plus perméable et plus fracturée sur le plan vertical que la zone Marly.

L'actif visé par l'acquisition comprend des terrains non mis en valeur d'une superficie de 68 017 acres bruts (55 628 acres nets) qui sont propices au forage dans la formation de Midale et offrent le plus grand nombre de possibilités dans la zone du sud-est de la Saskatchewan. Longview sera directement propriétaire du titre minier d'environ 63 % de la superficie nette. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que la formation de Midale, dans le sud-est de la Saskatchewan, contenait 117 Mb de pétrole en place découvert bruts sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 2,0 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 3,3 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). La direction de Longview a repéré 60 emplacements de forage bruts (47,5 emplacements nets) dans la formation de

Midale. Les puits comportent peu de risques et sont généralement situés entre les puits verticaux ou horizontaux des producteurs existants ou adjacents à ceux-ci.

L'actif visé par l'acquisition comprend également des terrains d'une superficie de 69 770 acres bruts (55 933 acres nets) qui sont intéressants dans les formations de Bakken et de Three Forks Sanish. Longview sera directement propriétaire du titre minier d'environ 64 % de la superficie nette. Ces terrains ont fait l'objet de beaucoup d'activités, les exploitants ciblant les zones de ressources de pétrole léger. Le potentiel de forage sera évalué dans ces formations au fur et à mesure que les résultats de ces activités seront publiés.

Le rapport Sproule donne les renseignements suivants sur les zones Weyburn et Steelman :

| <b>Formation</b> | <b>Type de projet</b>   | <b>Puits bruts</b> | <b>Puits nets</b> |
|------------------|---|--------------------|-------------------|
| Midale           | Forage – Puits horizontaux, réserves prouvées non mises en valeur                 | 6                  | 5,0               |
|                  | Forage – Puits verticaux, réserves probables non mises en valeur                  | 1                  | 1,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées      | 5                  | 4,6               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves probables non mises en valeur inexploitées | 4                  | 3,8               |
| Frobisher        | Forage – Puits verticaux, réserves prouvées non mises en valeur                   | 4                  | 3,0               |
|                  | Forage – Puits verticaux, réserves probables non mises en valeur                  | 1                  | 1,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves probables non mises en valeur inexploitées | 3                  | 2,3               |
| Souris Valley    | Forage – Puits verticaux, réserves prouvées non mises en valeur                   | 2                  | 1,8               |
| Winnipegosis     | Forage – Puits verticaux, réserves prouvées non mises en valeur                   | 1                  | 1,0               |
|                  | Forage – Puits verticaux, réserves probables non mises en valeur                  | 4                  | 3,3               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées      | 6                  | 4,9               |
| Red River        | Autre – Raccordement, réserves prouvées mises en valeur inexploitées              | 1                  | 1,0               |
|                  | Autre – Rentrée, réserves prouvées mises en valeur inexploitées                   | 1                  | 4,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves probables non mises en valeur inexploitées | 7                  | 6,2               |
| Autres zones     | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées      | 5                  | 3,1               |
|                  | <b>Total</b>  | <b>51</b>          | <b>46,0</b>       |

Dans les zones Weyburn et Steelman, la direction de Longview a repéré 53 emplacements de forage horizontal Midale bruts (41,5 emplacements nets) auxquels aucune réserve n'a été attribuée. Le rapport Sproule a attribué au sud-est de la Saskatchewan des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 4 012 kb. De plus, des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 2 734 kb lui ont été attribuées.

#### *Propriété Wapella*

La propriété Wapella est située à 200 kilomètres à l'est de Regina, en Saskatchewan. Sa production actuelle s'établit à environ 527 bep/j de pétrole d'une densité de 25 °API et elle fait l'objet d'un intérêt économique direct moyen de 90 %. La production provient des réservoirs de grès Shaunavon et Gravelbourg du Crétacé et du Jurassique, qui sont situés à une profondeur de 800 mètres. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Avantage a estimé que les gisements de pétrole Shaunavon et Gravelbourg contenaient 58,2 Mb de pétrole en place découvert brut sur les terrains devant être acquis par Longview, dont seulement 18,7 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 6,7 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). On a repéré des emplacements de forage intercalaire et de délimitation supplémentaires dans la zone de production existante et autour de celle-ci dans les réservoirs de sable Shaunavon et Gravelbourg.

L'actif visé par l'acquisition comprend des terrains non mis en valeur d'une superficie de 18 793 acres bruts (18 253 acres nets) qui présentent un certain intérêt dans la formation de Bakken. Longview sera directement propriétaire du titre minier d'environ 82 % de la superficie nette. L'excellent potentiel d'exploration des terrains non mis en valeur considérable et l'activité récente dont a fait l'objet Bakken, à l'est de Wapella, suggèrent que le potentiel géologique favorable de cet horizon pourrait se prolonger à l'ouest sur les terrains que Longview acquerra.

Le rapport Sproule donne les renseignements suivants sur la zone Wapella :

| <b>Formation</b> | <b>Project Type</b>   | <b>Puits bruts</b> | <b>Puits nets</b> |
|------------------|---|--------------------|-------------------|
| Wapella          | Forage – Puits verticaux, réserves prouvées non mises en valeur               | 11                 | 11,0              |
|                  | Forage – Puits verticaux, réserves probables non mises en valeur              | 2                  | 2,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées  | 9                  | 8,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves probables mises en valeur inexploitées | 3                  | 3,0               |
| Lower Shaunavon  | Forage – Puits verticaux, réserves prouvées non mises en valeur               | 6                  | 6,0               |
|                  | Forage – Puits verticaux, réserves probables non mises en valeur              | 5                  | 5,0               |
| Red Jacket       | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées  | 1                  | 1,0               |
| Mannville        | Autre – Puits reconditionnés, réserves prouvées mises en valeur inexploitées  | 1                  | 1,0               |
|                  | Autre – Puits reconditionnés, réserves probables mises en valeur inexploitées | 2                  | 2,0               |
|                  | <b>Total</b>  | <b>40</b>          | <b>39,0</b>       |

Le rapport Sproule a attribué à Wapella des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 2 345 kb. De plus, des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 1 576 kb lui ont été attribuées.

### ***Zone Lloydminster, Saskatchewan***

Les propriétés se trouvent du côté est de la frontière entre la Saskatchewan et l'Alberta, dans la zone productrice de pétrole lourd Lloydminster. La production actuelle de ces propriétés s'établit à environ 572 bep/j et provient principalement des formations de Sparky et de Waseca du Crétacé et également des formations de Rex, de Cummings et de Dina. Le pétrole lourd provenant de ces propriétés a une densité moyenne de 20 °API et est exploité de façon classique pour le moment.

### ***Eyehill, Saskatchewan***

La propriété Eyehill (intérêt économique direct exclusif) compte 21 puits de pétrole. Sa production actuelle s'établit à environ 293 bep/j et provient du réservoir de sable de la formation de Sparky dans lequel du pétrole d'une densité de 20 °API est piégé en amont-pendage et latéralement contre des chenaux remplis de schiste argileux. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que le gisement de pétrole Sparky contenait 17,5 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 4,0 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 17,7 % supplémentaires de pétrole en place découvert brut). La pression du gisement de pétrole Sparky est maintenue par injection d'eau grâce à cinq puits d'injection, à laquelle il réagit favorablement, comme le démontre l'augmentation de la production.

Dans la zone Eyehill, Sproule a attribué des réserves de pétrole Sparky à 2 emplacements de forage vertical recelant des réserves prouvées non mises en valeur brutes (2,0 emplacements nets) et à 1 emplacement de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur brut (1,0 emplacement net). En outre, elle a attribué des réserves de pétrole à 2 puits Sparky recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées brutes (2,0 puits nets) compte tenu du reconditionnement des zones existantes et à 1 puits de pétrole Cummings reconditionné recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées brut (1,0 puits reconditionné net). Sproule a aussi prévu d'affecter des capitaux à l'optimisation de la récupération améliorée des réserves probables non mises en valeur dans la zone Eyehill.

Dans la zone Eyehill, la direction de Longview a repéré 5 emplacements de forage de puits de pétrole horizontaux Wabamun brutes (5,0 emplacements nets) auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

### ***Lashburn, Saskatchewan***

À Lashburn, dans laquelle Longview détient un intérêt économique direct de 60 %, les puits verticaux et les données sismiques tridimensionnelles ont permis d'établir la présence de deux chenaux Waseca épais. La production actuelle

s'établit à environ 236 bep/j de pétrole d'une densité de 21 °API. L'évaluateur de réserves qualifié interne d'Advantage a estimé que les gisements de pétrole Waseca contenaient 46,1 Mb de pétrole en place découvert brut sur le terrain devant être acquis par Longview, dont seulement 4,3 % avaient été récupérés jusqu'à présent (les réserves P+P présentées dans le rapport Sproule représentent 1,7 % supplémentaire de pétrole en place découvert brut). Une grande société pétrolière est en train de mettre en valeur des chenaux Waseca similaires juste au sud de la propriété au moyen d'une technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (*SAGD*) qui pourrait être utilisée à la propriété Lashburn. Sinon, cette propriété pourrait être mise en valeur au moyen de travaux de forage vertical et horizontal, qui permettraient d'accroître la production et les réserves.

Dans la zone Lashburn, Sproule a attribué des réserves de pétrole Waseca à 2 emplacements de forage horizontal recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (1,2 emplacement net) et à 4 emplacements de forage vertical recelant des réserves probables non mises en valeur bruts (4,0 emplacements nets). En outre, Sproule a attribué des réserves de pétrole à 2 puits Waseca recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées bruts (2 puits nets) compte tenu du reconditionnement des zones existantes et à 1 puits de pétrole reconditionné Sparky recelant des réserves prouvées mises en valeur inexploitées brut (1,0 puits reconditionné net). Longview sera propriétaire des titres miniers visant 2 puits reconditionnés bruts (0,● puits reconditionné net), un de la formation de GP et un de la formation de Sparky, auxquels Sproule n'a attribué aucune réserve. Le puits reconditionné de la formation de GP a été classé dans la catégorie des réserves prouvées mises en valeur inexploitées, tandis que celui de la formation de Sparky a été classé dans la catégorie des réserves probables non mises en valeur.

Le rapport Sproule a attribué aux propriétés de la zone Lloydminster des réserves de LGN et de pétrole brut prouvées brutes de 1 194 kb. De plus, des réserves de pétrole brut et de LGN probables brutes de 2 659 kb lui ont été attribuées.

### Description sommaire des travaux de forage et de reconditionnement

Le tableau suivant résume les projets de forage et de reconditionnement que la direction de Longview a repérés, par activité, dont il est fait état dans le rapport Sproule, et d'autres emplacements de forage auxquels aucune réserve n'a été attribuée. Les taux de production initiaux dont il est question ci-après relatifs aux emplacements de forage auxquels aucune réserve n'a été attribuée ne constituent pas des estimations de la production future de ces projets. Les taux de production initiaux et les dépenses en immobilisations relatifs aux projets de forage et de reconditionnement dont il est question ci-après reposent sur des renseignements du domaine public analogues reçus d'autres producteurs qui utilisent des techniques similaires à celles que Longview a l'intention d'utiliser dans des zones et des formations identiques ou similaires qui font partie de l'actif visé par l'acquisition. Aucune ressource ne sera récupérée dans le cadre des projets de forage repérés auxquels aucune réserve n'a été attribuée, à moins que la situation commerciale n'évolue ou que la direction de Longview ne soit en mesure d'utiliser avec succès des techniques traditionnelles ou non traditionnelles. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Autres renseignements sur les estimations de ressources ».

#### Projets de forage et de reconditionnement dont il est fait état dans le rapport Sproule

| Zone                             | Produit | Type de projet    | Puits bruts | Puits nets | Taux initial <sup>(1)</sup> par puits (bep/j) | Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars) | Taux initial <sup>(1)</sup> total (bep/j) | Coût total (en millions de dollars) | Coût par bep/j <sup>(2)</sup> (en dollars) |
|----------------------------------|---------|-------------------|-------------|------------|---|--|---|-------------------------------------|--|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b> |         |                   |             |            |   |  |   |                                     |  |
| Nevis                            | Pétrole | Forage            | 17          | 16,6       | 163   | 1 835  | 2 704                                     | 30,5                                | 11 262                                     |
|                                  | Pétrole | Reconditionnement | 1           | 0,3        | 20  | 50   | 6   | -                                   | 2 475                                      |
|                                  | Gaz     | Forage            | 9           | 5,2        | 80  | 880  | 417                                       | 4,6                                 | 10 980                                     |
|                                  | Gaz     | Reconditionnement | 1           | 1,0        | 24  | 100  | 24  | 0,1                                 | 4 228                                      |
| Westerose                        | Pétrole | Forage            | 33          | 18,1       | 63  | 1 648  | 1 135                                     | 29,9                                | 26 302                                     |
| Sunset                           | Pétrole | Forage            | 12          | 8,4        | 29  | 1 014  | 247                                       | 8,5                                 | 34 473                                     |
|                                  | Gaz     | Forage            | 22          | 22,0       | 92  | 1 086  | 2 020                                     | 23,9                                | 11 821                                     |

| <b>Zone</b>                          | <b>Produit</b> | <b>Type de projet</b> | <b>Puits bruts</b> | <b>Puits nets</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> par puits (bep/j)</b> | <b>Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars)</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> total (bep/j)</b> | <b>Coût total (en millions de dollars)</b> | <b>Coût par bep/j<sup>(2)</sup> (en dollars)</b> |
|--------------------------------------|----------------|-----------------------|--------------------|-------------------|---|---|---|--|--|
| <b>Sud-est de la Saskatchewan</b>    |                |                       |                    |                   |   |   |   |  |  |
|                                      | Pétrole        | Forage                | 43                 | 40,1              | 46  | 679   | 1 861   | 27,2                                       | 14 634   |
|                                      | Pétrole        | Reconditionnement     | 48                 | 41,3              | 13  | 56  | 530   | 2,3  | 4 357  |
|                                      | Pétrole        | Injection d'eau       | -                  | -                 | s.o.  | s.o.  | 128   | 2,2  | 17 235   |
| <b>Lloydminster, Saskatchewan</b>    |                |                       |                    |                   |   |   |   |  |  |
|                                      | Pétrole        | Forage                | 18                 | 9,1               | 40  | 481   | 364   | 4,4  | 12 035   |
|                                      | Pétrole        | Reconditionnement     | 16                 | 8,9               | 22  | 66  | 200   | 0,6  | 2 927  |
|                                      | Pétrole        | Injection d'eau       | -                  | -                 | s.o.  | s.o.  | 207   | 1,9  | 8 937  |
| <b>Total dans le rapport Sproule</b> |                |                       | <b>220</b>         | <b>171,0</b>      |   |   | <b>9 842</b>                                    | <b>135,9</b>                               | <b>13 814</b>                                    |

*Emplacements de forage supplémentaires repérés par Longview auxquels aucune réserve n'a été attribuée*

| <b>Zone</b>                                      | <b>Produit</b> | <b>Type de projet</b> | <b>Puits bruts</b> | <b>Puits nets</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> par puits (bep/j)</b> | <b>Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars)</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> total (bep/j)</b> | <b>Coût total (en millions de dollars)</b> | <b>Coût par bep/j<sup>(2)</sup> (en dollars)</b> |
|--|----------------|-----------------------|--------------------|-------------------|---|---|---|--|--|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b>                 |                |                       |                    |                   |   |   |   |  |  |
| Nevis  | Pétrole        | Forage                | 25                 | 25,0              | 140   | 1 800   | 3 500   | 45,0                                       | 12 857   |
| Westerose  | Pétrole        | Forage                | 9                  | 4,2               | 104   | 2 850   | 437   | 12,0                                       | 27 404   |
|  | Gaz            | Forage                | 1                  | 1,0               | 90  | 2 750   | 90  | 2,8  | 30 556   |
| Skaro et Alexis                                  | Pétrole        | Forage                | 9                  | 9,0               | 64  | 1 211   | 572   | 10,9                                       | 19 056   |
| <b>Sud-est de la Saskatchewan</b>                |                |                       |                    |                   |   |   |   |  |  |
|  | Pétrole        | Forage                | 53                 | 41,5              | 88  | 1 450   | 3 660   | 60,2                                       | 16 450   |
| <b>Lloydminster, Saskatchewan</b>                |                |                       |                    |                   |   |   |   |  |  |
|  | Pétrole        | Forage                | 5                  | 5,0               | 24  | 520   | 120   | 2,6  | 21 667   |
| <b>Total des occasions repérées par Longview</b> |                |                       | <b>102</b>         | <b>85,7</b>       |   |   | <b>8 379</b>                                    | <b>133,5</b>                               | <b>15 924</b>                                    |

*Total des possibilités par produit ou type de projet*

|                | <b>Produit</b> | <b>Type de projet</b> | <b>Puits bruts</b> | <b>Puits nets</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> par puits (bep/j)</b> | <b>Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars)</b> | <b>Taux initial<sup>(1)</sup> total (bep/j)</b> | <b>Coût total (en millions de dollars)</b> | <b>Coût par bep/j<sup>(2)</sup> (en dollars)</b> |
|----------------|----------------|-----------------------|--------------------|-------------------|---|---|---|--|--|
|                | Pétrole        | Forage                | 224                | 177,1             | 82  | 1 305   | 14 600  | 231,1                                      | 15 830   |
|                | Pétrole        | Reconditionnement     | 65                 | 50,5              | 15  | 58  | 736   | 2,9  | 3 949  |
|                | Pétrole        | Injection d'eau       | -                  | -                 | s.o.  | s.o.  | 335   | 4,1  | 12 105   |
|                | Gaz            | Forage                | 32                 | 28,2              | 90  | 1 107   | 2 526   | 31,2                                       | 12 350   |
|                | Gaz            | Reconditionnement     | 1                  | 1,0               | 24  | 100   | 24  | 0,1  | 4 228  |
| <b>Total :</b> |                |                       | <b>322</b>         | <b>256,7</b>      |   |   | <b>18 221</b>                                   | <b>269,4</b>                               | <b>14 784</b>                                    |

**Notes**

- (1) Le « taux initial » désigne le taux de production brut moyen tiré d'un puits pendant les 30 premiers jours.  
(2) Il s'agit d'un coût par bep/j reposant sur le taux de production initial total.

## Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations que l'on prévoit engager dans le cadre des activités attribuables à l'actif visé par l'acquisition au cours de 12 prochains mois et les dépenses en immobilisations (sans tenir compte des frais généraux et administratifs capitalisés) qui ont été engagées dans le cadre des activités attribuables à l'actif visé par l'acquisition au cours des exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008.

| <b>(en milliers de dollars)</b>                                     | <b>Au cours des<br/>12 prochains mois</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2010</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2009</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2008</b> |
|---|---|---|---|---|
| Terrains et données<br>sismiques                                    | -   | 1 325   | 42  | 251   |
| Travaux de forage, de<br>conditionnement et de<br>reconditionnement | 43 900                                    | 11 028  | 10 070  | 28 123  |
| Outillage des puits et<br>installations                             | 7 300                                     | 4 001   | 3 850   | 13 187  |
| Frais d'administration<br>capitalisés                               | 2 200                                     | -   | -   | -   |
| <b>Total des dépenses en<br/>immobilisations</b>                    | <b>53 400</b>                             | <b>16 354</b>                                   | <b>13 962</b>                                   | <b>41 561</b>                                   |

En outre, des dépenses en immobilisations de 500 000 \$ ont été affectées à l'exploration de l'actif visé par l'acquisition au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Le tableau suivant résume le nombre de puits que l'on prévoit forer sur l'actif visé par l'acquisition au cours des 12 prochains mois et le nombre de puits qui y ont été forés au cours des exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008.

| <b>Type de puits</b>    | <b>Au cours des<br/>12 prochains mois</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2010</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2009</b> | <b>Exercice terminé le<br/>31 décembre 2008</b> |
|-------------------------|---|---|---|---|
| <b>Puits de pétrole</b> |   |   |   |   |
| Bruts                   | 35,0                                      | 16,0  | 19,0  | 16,0  |
| Nets                    | 29,3                                      | 8,4   | 6,0   | 14,6  |
| <b>Puits de gaz</b>     |   |   |   |   |
| Bruts                   | 0,0                                       | 0,0   | 0,0   | 1,0   |
| Nets                    | 0,0                                       | 0,0   | 0,0   | 0,3   |
| <b>Puits de service</b> |   |   |   |   |
| Bruts                   | 1,0                                       | 2,0   | 0,0   | 0,0   |
| Nets                    | 1,0                                       | 1,7   | 0,0   | 0,0   |
| <b>Puits secs</b>       |   |   |   |   |
| Bruts                   | 0,0                                       | 1,0   | 0,0   | 1,0   |
| Nets                    | 0,0                                       | 1,0   | 0,0   | 1,0   |
| <b>Total des puits</b>  |   |   |   |   |
| Bruts                   | 36,0                                      | 19,0  | 19,0  | 18,0  |
| Nets                    | 30,3                                      | 11,1  | 6,0   | 15,9  |

Le tableau qui suit résume les dépenses en immobilisations que l'on prévoit engager dans chacune des zones qui composent l'actif visé par l'acquisition au cours des 12 prochains mois.

| <u>Zone ou type de frais</u>              | <u>Produit et formation</u> | <u>Type de projet</u> | <u>Puits bruts</u> | <u>Puits nets</u> | <u>Dépenses en immobilisations par puits (en milliers de dollars)</u> | <u>Coût total (en millions de dollars)</u> |
|---|-----------------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|---|--|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b>          |                             |                       |                    |                   |   |  |
| Nevis                                     | Pétrole - Wabamun           | Forage horizontal     | 10                 | 10,0              | 1 800   | 18,0                                       |
| Westerose                                 | Pétrole - Cardium           | Forage horizontal     | 4                  | 2,2               | 3 314   | 7,3  |
|   | Pétrole - Divers            | Forage vertical       | 1                  | 1,0               | 1 000   | 1,0  |
| Chip Lake                                 | Pétrole - Rock Creek        | Injection d'eau       | s.o.               | s.o.              | s.o.  | 0,5  |
| Sunset                                    | Pétrole - Montney           | Forage vertical       | 3                  | 2,1               | 1 101   | 2,3  |
|   | Pétrole - Montney           | Injection d'eau       | s.o.               | s.o.              | s.o.  | 0,3  |
| Skaro et Alexis                           | Pétrole - Ellerslie         | Forage vertical       | 2                  | 2,0               | 1 350   | 2,7  |
|   | Pétrole - Glauconieux       | Forage vertical       | 2                  | 2,0               | 813   | 1,6  |
|   | Pétrole - Glauconieux       | Injection d'eau       | s.o.               | s.o.              | s.o.  | 1,2  |
| <b>Sud-est de la Saskatchewan</b>         |                             |                       |                    |                   |   |  |
| Weyburn et Steelman                       | Pétrole - Midale            | Forage horizontal     | 8                  | 6,2               | 1 609   | 9,9  |
|   | Pétrole - Frobisher         | Forage vertical       | 3                  | 2,2               | 855   | 1,9  |
|   | Évacuation des eaux         | Forage vertical       | 1                  | 1,0               | 950   | 1,0  |
| Wapella                                   | Pétrole - Wapella           | Forage vertical       | 1                  | 1,0               | 650   | 0,7  |
| <b>Lloydminster, Saskatchewan</b>         |                             |                       |                    |                   |   |  |
| Lashburn                                  | Pétrole - Waseca            | Forage vertical       | 1                  | 0,6               | 1 050   | 0,6  |
| <b>Frais d'entretien</b>                  | s.o.                        | Divers                | s.o.               | s.o.              | s.o.  | 2,2  |
| <b>Frais d'administration capitalisés</b> | s.o.                        | Divers                | s.o.               | s.o.              | s.o.  | 2,2  |
| <b>Total</b>                              |                             |                       | <u>36</u>          | <u>30,3</u>       |   | <u>53,4</u>                                |

#### Autres renseignements sur les estimations de ressources

Le tableau suivant présente d'autres renseignements sur les estimations de pétrole en place découvert qui sont présentées dans le présent prospectus, y compris dans les descriptions des propriétés principales qui composent l'actif visé par l'acquisition. Toutes les estimations de ressources qui sont présentées dans le présent prospectus ont été établies en date du 31 décembre 2010 et constituent les meilleures estimations des ressources de pétrole.

|  | <u>Pétrole en place découvert brut (Mb)<sup>(1)</sup></u> | <u>Réserves P+P brutes (Mb)<sup>(1)(2)</sup></u> | <u>Production cumulative (Mb)<sup>(1)</sup></u> | <u>Pétrole en place non récupérable brut (Mb)<sup>(1)</sup></u> |
|--|---|--|---|---|
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b>                             |   |  |   |   |
| Nevis  | 120,0   | 3,9  | 2,3   | 113,8   |
| Westerose  |   |  |   |   |
| Terrain en exploitation concertée Westerose Banff « C »      | 29,8  | 1,3  | 4,7   | 23,8  |
| Chip Lake  | 13,6  | 1,7  | 1,0   | 10,9  |
| Terrain en exploitation concertée Pembina Rose Creek Cardium | 26,1  | 1,8  | 2,9   | 21,4  |
| <b>Somme partielle pour Westerose</b>                        | <u>69,5</u>   | <u>4,8</u>                                       | <u>8,6</u>                                      | <u>56,1</u>   |
| Sunset   |   |  |   |   |
| Sunset « A »   | <u>53,2</u>   | <u>1,8</u>                                       | <u>6,0</u>                                      | <u>45,4</u>   |
| Skaro et Alexis  |   |  |   |   |
| Skaro, Alberta   | <u>5,4</u>  | <u>0,2</u>                                       | <u>0,3</u>                                      | <u>4,9</u>  |
| <b>Somme partielle pour le centre-ouest de l'Alberta</b>     | <u>248,1</u>  | <u>10,7</u>                                      | <u>17,2</u>                                     | <u>220,2</u>  |

|   | <b>Pétrole en place découvert brut (Mb)<sup>(1)</sup></b> | <b>Réserves P+P brutes (Mb)<sup>(1)(2)</sup></b> | <b>Production cumulative (Mb)<sup>(1)</sup></b> | <b>Pétrole en place non récupérable brut (Mb)<sup>(1)</sup></b> |
|---|---|--|---|---|
| <b>Saskatchewan</b>   |   |  |   |   |
| Sud-est de la Saskatchewan  |   |  |   |   |
| Zones Weyburn et Steelman, mise en valeur dans la formation de Midale | 117,0   | 3,9  | 2,3   | 110,8   |
| Propriété Wapella   | 58,2  | 3,9  | 10,9  | 43,4  |
| <b>Somme partielle pour le sud-est de la Saskatchewan</b>             | <b>175,2</b>  | <b>7,8</b>                                       | <b>13,2</b>                                     | <b>154,2</b>  |
| Zone Lloydminster   |   |  |   |   |
| Eyehill   | 17,5  | 3,1  | 0,7   | 13,7  |
| Lashburn  | 46,1  | 0,8  | 2,0   | 43,3  |
| <b>Somme partielle pour la zone Lloydminster</b>                      | <b>63,6</b>   | <b>3,9</b>                                       | <b>2,7</b>                                      | <b>57,0</b>   |
| <b>Total</b>  | <b>486,9</b>  | <b>22,4</b>                                      | <b>33,1</b>                                     | <b>431,4</b>  |

#### Notes

- (1) Se reporter à la rubrique « Glossaire – Certains termes pétroliers et gaziers » pour obtenir la définition des termes utilisés.
- (2) Selon les estimations du rapport Sproule.

Dans le manuel COGE, on définit le pétrole en place découvert comme la quantité de pétrole que l'on estime être présente dans les gisements connus avant la mise en production. Toutes les estimations de pétrole en place découvert ont été faites par les « évaluateurs de réserves qualifiés » internes d'Advantage, au sens du règlement 51-101; elles n'ont pas été évaluées ou vérifiées par un évaluateur de réserves qualifié indépendant. Le pétrole en place découvert est divisé entre les parties récupérables et non récupérables, la partie récupérable future estimative étant classée dans les réserves ou les ressources éventuelles. Il n'est pas certain qu'il sera rentable ou possible, sur le plan technique, d'exploiter quelque partie que ce soit du pétrole en place découvert, sauf pour ce qui est des parties qui sont déjà exploitées ou qui ont été classées dans les réserves P+P dans le rapport Sproule. Pour le moment, la totalité du pétrole en place découvert qui n'a pas été déjà exploité ou classé dans les réserves serait classé dans le pétrole en place non récupérable. Aucune ressource éventuelle n'est présentée dans le présent prospectus, étant donné qu'aucune étude technique n'a été exécutée afin de quantifier de tels volumes supplémentaires ou de concevoir un projet en vue de la récupération de ces ressources. Une partie du pétrole en place découvert qui est classé actuellement comme non récupérable pourrait le devenir et être classé dans les ressources éventuelles ou les réserves P+P à l'avenir au fur et à mesure que des études techniques supplémentaires seront effectuées, que la situation commerciale évoluera ou que des progrès techniques seront réalisés. Quant au reste, il se pourrait qu'il ne soit jamais récupéré en raison de contraintes physiques ou chimiques découlant de l'interaction entre les fluides et les réservoirs rocheux sous la surface.

Il importe de noter que, compte tenu des divers stades de mise en valeur des propriétés, la meilleure estimation du pétrole en place découvert pourrait varier favorablement ou défavorablement à l'avenir, peut-être de façon marquée, en fonction des activités d'exploration et de mise en valeur que Longview y exercera. Les activités de mise en valeur exercées par les participants au secteur et les facteurs que le secteur a attribués à la mise en valeur et aux réservoirs dans le cadre de l'estimation du pétrole en place découvert, tels que l'étendue géographique, l'épaisseur de la couche exploitable, la porosité, la saturation en eau et les facteurs de formation des volumes de pétrole pourraient se répercuter sur la meilleure estimation du pétrole en place découvert. Il faut effectuer davantage de travaux de forage, d'essai et de mise en valeur pour confirmer le stade de mise en valeur rentable et les facteurs de récupération ultimes de chacune des propriétés dont il est question dans les présentes et à l'égard desquelles une estimation du pétrole en place découvert a été fournie.

#### Convention d'achat et de vente

Le 2011, Advantage et Longview ont conclu la convention d'achat et de vente. La Société versera le prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition à Advantage en partie en espèces au moyen du produit net qu'elle tirera du présent placement, à son gré, en effectuant un prélèvement sur la facilité de crédit, en émettant la contrepartie en actions et en émettant un billet à ordre payable en espèces ou sous forme d'actions ordinaires au prix d'émission. Le billet à

ordre sera remboursé en espèces si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement, sous forme d'actions ordinaires si elle n'est pas levée et en espèces et sous forme d'actions ordinaires si elle est levée partiellement.

Les déclarations faites et les garanties données dans la convention d'achat et de vente seront de caractère courant et auront généralement trait au pouvoir des parties de conclure et de réaliser l'acquisition et à l'historique de l'actif visé par l'acquisition, certaines d'entre elles étant faites et données à la connaissance d'Avantage, à titre de vendeur de l'actif visé par l'acquisition. Les déclarations et les garanties d'Avantage continueront d'avoir effet pendant la période de 12 mois suivant la clôture de l'acquisition.

La clôture de l'acquisition aux termes de la convention d'achat et de vente a notamment pour condition que (i) le présent placement soit réalisé, (ii) les parties remettent des attestations quant à l'exactitude des déclarations et des garanties et à l'exécution des engagements et (iii) Longview et Avantage versent ou remettent ce qu'il leur appartient de verser ou de remettre.

Les propriétés faisant l'objet d'un DPR ne participent aucunement au total de production actuelle ou des réserves prouvées brutes au 31 décembre 2010 qui sont attribuables à l'actif visé par l'acquisition et, bien que le montant exact n'ait pas encore été établi, la Société prévoit que la valeur qui leur sera attribuée sera inférieure à 1 % du prix d'achat. Conformément aux modalités de la convention d'achat et de vente, Avantage est tenue d'envoyer des avis d'aliénation aux tiers qui détiennent une participation dans chaque propriété faisant l'objet d'un DPR. Ces avis n'ont pas encore été envoyés. Ces tiers disposeront d'une période allant de 15 à 30 jours après la réception de l'avis pour soit renoncer à exercer leur DPR, soit l'exercer et acquérir les propriétés faisant l'objet d'un DPR auprès d'Avantage moyennant le même prix d'achat que celle-ci leur a attribué, soit contester l'avis (y compris la valeur attribuée aux propriétés applicables dans l'avis d'exercice d'un DPR). Si un tiers ayant le droit d'exercer un DPR l'exerce avant la clôture, celle-ci aura tout de même lieu, mais la partie de l'actif visé par l'acquisition faisant l'objet du DPR sera exclue de l'achat et de la vente prévus par la convention d'achat et de vente et le prix d'achat sera rajusté pour tenir compte de la valeur attribuée aux propriétés en question dans l'avis d'exercice d'un DPR. Si un tiers qui reçoit un avis d'exercice d'un DPR conteste l'avis en question avant la clôture, celle-ci aura tout de même lieu, Avantage transférera le titre de propriété de l'actif visé par l'acquisition faisant l'objet de la contestation à la Société et le prix d'achat et l'actif visé par l'acquisition pourraient être rajustés par la suite selon l'issue de la contestation. Voir « Facteurs de risque – Possibilité que les avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas ».

Dans le cadre de l'acquisition, Avantage a convenu d'indemniser la Société et les parties qui lui sont reliées, pendant la période de 12 mois suivant la clôture, de certaines pertes susceptibles de découler de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition par la Société en raison de violations déterminantes des déclarations faites, des garanties données ou des engagements pris par Avantage, y compris une déclaration et garantie limitée quant à certaines questions d'ordre environnemental. La Société a convenu d'indemniser Avantage et les parties qui lui sont reliées, pendant la période de 12 mois suivant la clôture, de certaines pertes découlant de la convention d'achat et de vente, y compris une violation des déclarations qu'elle a faites, des garanties qu'elle a données ou des engagements qu'elle a pris. Conformément aux pratiques d'usage dans le secteur, la Société a également convenu d'indemniser Avantage des responsabilités que celle-ci pourrait engager relativement à l'actif visé par l'acquisition à compter de la date d'effet de l'acquisition. La Société a également expressément pris en charge toutes les responsabilités environnementales passées, présentes et futures attribuées à l'actif visé par l'acquisition et a convenu d'indemniser Avantage des responsabilités que celle-ci pourrait engager relativement à des questions d'ordre environnemental ayant trait à l'actif visé par l'acquisition, sauf les responsabilités découlant de la violation de la déclaration et garantie limitée quant à des questions d'ordre environnemental d'Avantage qui est décrite ci-dessus.

La clôture de l'achat de l'actif visé par l'acquisition par Longview devrait avoir lieu tout de suite après la clôture du présent placement. La clôture du présent placement n'aura lieu que s'il est certain que Longview achètera l'actif visé par l'acquisition. Voir « Description des propriétés principales ».

### **Convention relative aux placements futurs**

La Société et Avantage concluront la convention relative aux placements futurs qui fera partie de la contrepartie versée dans le cadre de l'acquisition. Cette convention prévoit que, pendant la période débutant 12 mois après la date à laquelle le prospectus définitif aura été visé en vertu des lois sur les valeurs mobilières canadiennes

applicables et prenant fin à la première des dates suivantes, soit (i) la date correspondant à la fin de la septième année suivant la date de la convention relative aux placements futurs ou (ii) la date correspondant à la fin du troisième mois suivant la date à laquelle Advantage aura cessé d'être propriétaire véritable de plus de 10 % des actions ordinaires en circulation, Advantage pourra exiger que la Société rédige, dépose et fasse viser un prospectus définitif en vertu des lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables assurant l'admissibilité du placement de la totalité ou d'une partie des actions ordinaires ou des autres titres de celle-ci qu'elle détiendra. Ce droit est assujéti à certaines restrictions. En outre, pendant la période dont il est question ci-dessus, Advantage aura le droit d'être avisée sans délai si la Société a l'intention de déposer un prospectus au Canada en vue d'un placement de ses titres et elle pourra exiger que la totalité ou une partie des actions ordinaires ou des autres titres de la Société qu'elle détient fassent l'objet du placement en question. Ce droit est assujéti à certaines restrictions.

### **RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ RELATIFS À L'ACTIF VISÉ PAR L'ACQUISITION**

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz qui est présenté ci-après (les « **données relatives aux réserves** ») est daté du 31 décembre 2010. Les données relatives aux réserves sont valables en date du 31 décembre 2010 et ont été établies en date du 9 février 2011.

#### **Présentation des données relatives aux réserves**

Les données relatives aux réserves qui sont présentées ci-après sont fondées sur une évaluation effectuée par Sproule en date du 31 décembre 2010 qui figure dans le rapport Sproule. Les données relatives aux réserves résument les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables à l'actif visé par l'acquisition et la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs correspondants établie au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Les estimations des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui sont présentées dans le rapport Sproule sont fondées sur les lignes directrices prévues dans le manuel COGE et les définitions des réserves qui figurent dans le règlement 51-101 et dans le manuel COGE. Ces définitions sont résumées dans le glossaire du présent prospectus. Sproule a été chargée d'évaluer les réserves prouvées et les réserves P+P; aucune tentative n'a été faite en vue d'évaluer les réserves possibles. D'autres renseignements qui ne sont pas requis par le règlement 51-101 ont été présentés afin d'offrir une continuité et des renseignements supplémentaires que la Société estime importants pour le lecteur.

Comme la Société n'est pas propriétaire de l'actif visé par l'acquisition actuellement, les renseignements suivants ont été résumés à partir de renseignements publiés, de renseignements qui ont été fournis à la Société dans le cadre de la vérification diligente que celle-ci a effectuée ou de renseignements tirés du rapport Sproule. Le rapport Sproule a été dressé par Sproule pour le compte de la Société dans le cadre de ses négociations avec Advantage.

**Les renseignements qui sont donnés dans les présentes visent la totalité de l'actif visé par l'acquisition. Les propriétés faisant l'objet d'un DPR ne participent aucunement à la production actuelle totale ou aux réserves prouvées brutes au 31 décembre 2010 qui sont attribuables à l'actif visé par l'acquisition. Si des tiers exercent un DPR, la totalité des réserves et des renseignements sur l'exploitation historiques ainsi que les produits d'exploitation, les redevances et les frais d'exploitation attribués à l'actif visé par l'acquisition seront réduits du montant des réserves et des renseignements sur l'exploitation historiques et des produits d'exploitation, des redevances et des frais d'exploitation attribuables aux propriétés ayant fait l'objet de l'exercice d'un DPR. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition » et « Facteurs de risque – Possibilité que les avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas ».**

Toutes les réserves attribuables à l'actif visé par l'acquisition se trouvent au Canada, plus précisément dans les provinces d'Alberta et de Saskatchewan.

Il ne faut pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs qui sont présentées dans les tableaux suivants représentent la juste valeur marchande des réserves. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel ainsi que des produits d'exploitation futurs correspondants. Les renseignements sur les réserves et les produits d'exploitation correspondants qui sont présentés dans le présent prospectus ne sont que des estimations. Les estimations relatives à la récupération et aux

réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui sont données dans les présentes ne sont que des estimations et il n'est pas certain que les réserves estimées seront récupérées. Les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN effectivement récupérées pourraient être supérieures ou inférieures à ces estimations. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel qui peuvent être récupérées de façon rentable et des produits d'exploitation nets futurs correspondants reposent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme la production passée tirée des propriétés, les taux de production, la récupération ultime des réserves, le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci doivent être engagées, la qualité marchande du pétrole brut et du gaz naturel, les taux de redevance, les effets escomptés de la réglementation des organismes gouvernementaux et les frais d'exploitation futurs, qui pourraient tous différer considérablement des résultats réels. Pour ces motifs, entre autres choses, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable qui sont attribuables à un groupe donné de propriétés, le classement de ces réserves d'après le risque inhérent à la récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs correspondants pourraient varier, et les écarts pourraient être marqués. La production, les produits d'exploitation, les taxes et impôts et les frais de mise en valeur et d'exploitation relatifs aux réserves attribuables à l'actif visé par l'acquisition pourrait s'écarter des renseignements donnés dans les présentes, et ces écarts pourraient être marqués.

Le total des colonnes des tableaux présentés ci-après pourrait sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.

**SOMMAIRE DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ**  
en date du 31 décembre 2010  
**PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

**RÉSERVES  
ATTRIBUABLES À LA  
PARTICIPATION DE LA  
SOCIÉTÉ**

| Catégorie de réserves                           | Pétrole léger et de densité moyenne |                 | Pétrole lourd  |                | Méthane houiller           |                            | Gaz naturel (non associé et associé) |                            | LGN            |                | Total en équivalents de pétrole |                 |
|---|-------------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------|---------------------------------|-----------------|
|   | Brutes (kb)                         | Nettes (kb)     | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (Mpi <sup>3</sup> ) | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (Mpi <sup>3</sup> )           | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (kbeq)                   | Nettes (kbeq)   |
| <b>RÉSERVES PROUVÉES</b>                        |                                     |                 |                |                |                            |                            |                                      |                            |                |                |                                 |                 |
| Réserves mises en valeur exploitées             | 8 867,0                             | 7 749,1         | 1 428,6        | 1 282,2        | 903                        | 833                        | 19 786                               | 17 682                     | 1 154,9        | 848,5          | 14 898,7                        | 12 965,7        |
| Réserves mises en valeur inexploitées           | 701,1                               | 596,2           | 150,7          | 128,7          | 0                          | 0                          | 461                                  | 405                        | 25,8           | 17,7           | 954,4                           | 810,1           |
| Réserves non mises en valeur                    | 2 760,1                             | 2 398,7         | 95,0           | 87,4           | 1 232                      | 1 167                      | 5 353                                | 4 654                      | 244,8          | 194,1          | 4 197,4                         | 3 650,3         |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES</b>              | <b>12 328,2</b>                     | <b>10 744,1</b> | <b>1 674,3</b> | <b>1 498,4</b> | <b>2 135</b>               | <b>2 000</b>               | <b>25 600</b>                        | <b>22 740</b>              | <b>1 425,5</b> | <b>1 060,4</b> | <b>20 050,5</b>                 | <b>17 426,1</b> |
| <b>RÉSERVES PROBABLES</b>                       | <b>9 128,9</b>                      | <b>7 835,4</b>  | <b>2 845,8</b> | <b>2 340,5</b> | <b>657</b>                 | <b>613</b>                 | <b>22 217</b>                        | <b>19 829</b>              | <b>1 023,1</b> | <b>761,9</b>   | <b>16 810,1</b>                 | <b>14 344,8</b> |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES</b> | <b>21 457,1</b>                     | <b>18 579,5</b> | <b>4 520,1</b> | <b>3 838,9</b> | <b>2 792</b>               | <b>2 613</b>               | <b>47 817</b>                        | <b>42 569</b>              | <b>2 448,6</b> | <b>1 822,2</b> | <b>36 860,6</b>                 | <b>31 770,9</b> |

**RÉSERVES  
ATTRIBUABLES À  
L'INTÉRÊT  
ÉCONOMIQUE DIRECT  
DE LA SOCIÉTÉ<sup>(1)</sup>**

| Catégorie de réserves                           | Pétrole léger et de densité moyenne |                 | Pétrole lourd  |                | Méthane houiller           |                            | Gaz naturel (non associé et associé) |                            | LGN            |                | Total en équivalents de pétrole |                 |
|---|-------------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------|---------------------------------|-----------------|
|   | Brutes (kb)                         | Nettes (kb)     | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (Mpi <sup>3</sup> ) | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (Mpi <sup>3</sup> )           | Nettes (Mpi <sup>3</sup> ) | Brutes (kb)    | Nettes (kb)    | Brutes (kbeq)                   | Nettes (kbeq)   |
| <b>RÉSERVES PROUVÉES</b>                        |                                     |                 |                |                |                            |                            |                                      |                            |                |                |                                 |                 |
| Réserves mises en valeur exploitées             | 8 683,3                             | 7 749,1         | 1 413,4        | 1 282,2        | 903                        | 833                        | 19 733                               | 17 682                     | 1 151,7        | 848,5          | 14 687,8                        | 12 965,7        |
| Réserves mises en valeur inexploitées           | 699,9                               | 596,2           | 147,5          | 128,7          | 0                          | 0                          | 461                                  | 405                        | 25,8           | 17,7           | 950,1                           | 810,1           |
| Réserves non mises en valeur                    | 2 760,1                             | 2 398,7         | 90,0           | 87,4           | 1 232                      | 1 167                      | 5 353                                | 4 654                      | 244,8          | 194,1          | 4 192,3                         | 3 650,3         |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES</b>              | <b>12 143,2</b>                     | <b>10 744,1</b> | <b>1 650,8</b> | <b>1 498,4</b> | <b>2 135</b>               | <b>2 000</b>               | <b>25 548</b>                        | <b>22 740</b>              | <b>1 422,3</b> | <b>1 060,3</b> | <b>19 830,2</b>                 | <b>17 426,1</b> |
| <b>RÉSERVES PROBABLES</b>                       | <b>9 038,7</b>                      | <b>7 835,4</b>  | <b>2 831,2</b> | <b>2 340,5</b> | <b>657</b>                 | <b>613</b>                 | <b>22 190</b>                        | <b>19 829</b>              | <b>1 021,6</b> | <b>761,9</b>   | <b>16 699,3</b>                 | <b>14 344,8</b> |
| <b>TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES</b> | <b>21 181,9</b>                     | <b>18 579,5</b> | <b>4 482,0</b> | <b>3 838,9</b> | <b>2 792</b>               | <b>2 613</b>               | <b>47 738</b>                        | <b>42 569</b>              | <b>2 443,8</b> | <b>1 822,2</b> | <b>36 529,5</b>                 | <b>31 770,9</b> |

**Note**

- (1) Le total des réserves prouvées et probables nettes tient compte des droits de redevances de 331,1 kbp composés de 318,0 kb de pétrole et de LGN et de 79 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel.

**SOMMAIRE DE LA VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS  
au 31 décembre 2010  
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

| CATÉGORIE DE<br>RÉSERVES                          | Avant impôts, actualisés à (en pourcentage par année) |         |         |         |         | Après impôts, actualisés à (en pourcentage par année) |         |         |         |         | Valeur<br>unitaire<br>avant<br>impôts,<br>actualisés à<br>10 % par<br>année <sup>(1)</sup><br>(\$/bep) |  |
|---|---|---------|---------|---------|---------|---|---------|---------|---------|---------|--|--|
|   | 0   | 5       | 10      | 15      | 20      | 0   | 5       | 10      | 15      | 20      |  |  |
|   | (en milliers de dollars)                              |         |         |         |         |   |         |         |         |         |  |  |
| RÉSERVES<br>PROUVÉES                              |   |         |         |         |         |   |         |         |         |         |  |  |
| Réserves mises en<br>valeur exploitées            | 565 940   | 409 890 | 327 739 | 276 448 | 241 050 | 557 591   | 403 580 | 322 252 | 271 484 | 236 479 | 25,28  |  |
| Réserves mises en<br>valeur<br>inexploitées       | 33 336  | 24 071  | 18 720  | 15 247  | 12 809  | 24 118  | 17 433  | 13 489  | 10 920  | 9 110   | 23,11  |  |
| Réserves non<br>mises en valeur                   | 136 340   | 93 018  | 66 078  | 48 234  | 35 830  | 100 306   | 66 702  | 45 823  | 32 034  | 22 494  | 18,10  |  |
| TOTAL DES<br>RÉSERVES<br>PROUVÉES                 | 735 616   | 526 979 | 412 537 | 339 929 | 289 689 | 682 021   | 487 721 | 381 569 | 314 437 | 268 087 | 23,67  |  |
| RÉSERVES<br>PROBABLES                             | 745 807   | 404 411 | 257 180 | 179 338 | 132 559 | 548 162   | 295 682 | 186 322 | 128 419 | 93 641  | 17,93  |  |
| TOTAL DES<br>RÉSERVES<br>PROUVÉES ET<br>PROBABLES | 1 481 423   | 931 390 | 669 717 | 519 266 | 422 248 | 1 230 182   | 783 402 | 567 889 | 442 856 | 361 727 | 21,08  |  |

**Note**

- (1) Les valeurs unitaires sont fondées sur le volume des réserves nettes.

**TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS (NON ACTUALISÉS)  
au 31 décembre 2010  
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

| CATÉGORIE<br>DE<br>RÉSERVES                       | PRODUITS<br>D'EXPLOITATION | REDEVANCES | FRAIS<br>D'EXPLOITATION | FRAIS<br>DE MISE<br>EN<br>VALEUR | FRAIS<br>D'ABANDON<br>ET DE<br>REMISE EN<br>ÉTAT | PRODUITS<br>D'EXPLOITATION<br>NETS FUTURS<br>AVANT IMPÔTS | IMPÔTS<br>FUTURS | PRODUITS<br>D'EXPLOITATION<br>NETS FUTURS<br>APRÈS IMPÔTS |
|---|----------------------------|------------|-------------------------|----------------------------------|--|---|------------------|---|
|   |                            |            |                         | (en milliers de dollars)         |  |   |                  |   |
| Réserves<br>prouvées                              | 1 592 543                  | 221 572    | 534 482                 | 66 017                           | 34 856   | 735 616   | 53 595           | 682 021   |
| Somme des<br>réserves<br>prouvées et<br>probables | 3 051 664                  | 442 995    | 930 138                 | 141 820                          | 55 288   | 1 481 423   | 251 241          | 1 230 182   |

**PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS  
PAR GROUPE DE PRODUCTION  
en date du 31 décembre 2010  
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

| CATÉGORIE DE<br>RÉSERVES       | GROUPE DE PRODUCTION   | PRODUITS<br>D'EXPLOITATION<br>NETS FUTURS AVANT<br>IMPÔTS<br>(actualisés au taux<br>de 10 % par année)<br>(en milliers de dollars) |              | VALEUR UNITAIRE<br>(\$/bep) |
|--------------------------------|--|--|--------------|-----------------------------|
|                                |  |  |              |                             |
| Réserves prouvées              | Pétrole brut léger et de densité moyenne<br>(y compris le gaz dissous et les autres<br>sous-produits)                              | 332 731  | 25,28        |                             |
|                                | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les<br>autres sous-produits)  | 45 288   | 26,82        |                             |
|                                | Gaz naturel (y compris les sous-produits, mais à<br>l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits<br>tirés des puits de pétrole) | 30 464   | 13,60        |                             |
|                                | Activités pétrolières et gazières non classiques<br>(méthane houiller)   | 4 055  | 12,17        |                             |
|                                | <b>TOTAL</b>   | <b>412 538</b>   | <b>23,67</b> |                             |
| Réserves prouvées et probables | Pétrole brut léger et de densité moyenne<br>(y compris le gaz dissous et les autres<br>sous-produits)                              | 519 824  | 22,79        |                             |
|                                | Pétrole lourd (y compris le gaz dissous et les<br>autres sous-produits)  | 91 765   | 22,34        |                             |
|                                | Gaz naturel (y compris les sous-produits, mais à<br>l'exclusion du gaz dissous et des sous-produits<br>tirés des puits de pétrole) | 52 631   | 11,91        |                             |
|                                | Activités pétrolières et gazières non classiques<br>(méthane houiller)   | 5 498  | 12,63        |                             |
|                                | <b>TOTAL</b>   | <b>669 718</b>   | <b>21,08</b> |                             |

### Hypothèses relatives aux prix

Les tableaux suivants présentent les prix de référence, au 31 décembre 2010, utilisés dans les données relatives aux réserves. Sproule a fourni ces hypothèses, qui correspondaient à ses prévisions à la date du rapport Sproule, à Longview.

**RÉSUMÉ DES HYPOTHÈSES RELATIVES AUX PRIX ET AU TAUX D'INFLATION<sup>(1)</sup>  
en date du 31 décembre 2010  
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS**

| Exercice                          | WTI à<br>Cushing<br>en<br>Oklahoma<br>(\$ US/b) | Pétrole<br>brut léger<br>non<br>corrosif à<br>Edmonton<br>(40 °API)<br>(\$ CA/b) | Pétrole<br>brut de<br>densité<br>moyenne<br>(29 °API)<br>(\$ CA/b) | Pétrole<br>lourd à<br>Hardisty<br>(12 °API)<br>(\$ CA/b) | Prix au<br>comptant du<br>gaz naturel à<br>l'AECO-C<br>(\$ CA/MBtu) | LGN<br>Pentanes<br>Plus à<br>Edmonton<br>(\$ CA/b) | LGN<br>Butanes à<br>Edmonton<br>(\$ CA/b) | Taux<br>d'inflation<br>(en<br>pourcentage<br>par année) | Cours du<br>change <sup>(2)</sup><br>(\$ CA/\$ US) |
|-----------------------------------|---|--|--|--|---|--|---|---|--|
| 2010<br>Prévisions <sup>(3)</sup> | 79,43   | 77,81  | 73,66  | 62,29  | 4,16  | 84,21  | 57,04                                     | 1,0   | 0,971  |
| 2011                              | 88,40   | 93,08  | 85,63  | 74,46  | 4,04  | 95,32  | 62,44                                     | 1,5   | 0,932  |
| 2012                              | 89,14   | 93,85  | 86,34  | 75,08  | 4,66  | 96,11  | 62,95                                     | 1,5   | 0,932  |
| 2013                              | 88,77   | 93,43  | 85,02  | 72,87  | 4,99  | 95,68  | 62,67                                     | 1,5   | 0,932  |
| 2014                              | 88,88   | 93,54  | 84,18  | 71,09  | 6,58  | 95,79  | 62,75                                     | 1,5   | 0,932  |
| 2015                              | 90,22   | 94,95  | 85,45  | 72,16  | 6,69  | 97,24  | 63,69                                     | 1,5   | 0,932  |
| 2016                              | 91,57   | 96,38  | 86,74  | 73,25  | 6,80  | 98,71  | 64,65                                     | 1,5   | 0,932  |

| Exercice     | WTI à Cushing en Oklahoma (\$ US/b) | Pétrole brut léger non corrosif à Edmonton (40 °API) (\$ CA/b) | Pétrole brut de densité moyenne (29 °API) (\$ CA/b) | Pétrole lourd à Hardisty (12 °API) (\$ CA/b) | Prix au comptant du gaz naturel à l'AECO-C (\$ CA/MBtu) | LGN Pentanes Plus à Edmonton (\$ CA/b) | LGN Butanes à Edmonton (\$ CA/b) | Taux d'inflation (en pourcentage par année) | Cours du change <sup>(2)</sup> (\$ CA/\$ US) |
|--------------|-------------------------------------|--|---|--|---|--|----------------------------------|---|--|
| 2017         | 92,94                               | 97,84  | 88,05   | 74,36  | 6,91  | 100,20                                 | 65,63                            | 1,5   | 0,932  |
| 2018         | 94,34                               | 99,32  | 89,38   | 75,48  | 7,02  | 101,71                                 | 66,62                            | 1,5   | 0,932  |
| 2019         | 95,75                               | 100,81   | 90,73   | 76,62  | 7,14  | 103,25                                 | 67,63                            | 1,5   | 0,932  |
| 2020         | 97,19                               | 102,34   | 92,10   | 77,78  | 7,26  | 104,81                                 | 68,65                            | 1,5   | 0,932  |
| Par la suite | +1,5 %                              | +1,5 %   | +1,5 %  | +1,5 %                                       | +1,5 %  | +1,5 %                                 | +1,5 %                           | +1,5 %                                      | 0,932  |

#### Notes

- (1) Ce tableau indique les prix de référence qui pourraient s'appliquer à un *émetteur assujetti*.
- (2) Cours du change employé pour obtenir les prix de référence de ce tableau.
- (3) Au 31 décembre.

Les prix historiques moyens pondérés, sans tenir compte des opérations de couverture, auxquels la production tirée de l'actif visé par l'acquisition a été vendue au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 se sont établis à 72,37 \$/b pour le pétrole brut, à 47,54 \$/b pour les LGN et à 4,25 \$/kpi<sup>3</sup> pour le gaz naturel.

#### Autres renseignements sur les données relatives aux réserves attribuables à l'actif visé par l'acquisition

##### *Réserves non mises en valeur*

Sproule attribue les réserves non mises en valeur conformément aux normes et méthodes qui figurent dans le manuel COGE. Les réserves prouvées non mises en valeur sont les réserves qu'on peut estimer avec un degré élevé de certitude et qu'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables. Les réserves probables non mises en valeur sont les réserves dont la récupération est moins certaine que celle des réserves prouvées et qu'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables. Les réserves prouvées et probables non mises en valeur ont été attribuées conformément aux pratiques techniques et géologiques énoncées dans le règlement 51-101. En règle générale, on prévoit mettre en valeur les réserves non mises en valeur dans un délai de deux ans.

Dans certains cas, la mise en valeur de ces réserves nécessitera plus de deux ans. Un certain nombre de facteurs pourraient retarder ou annuler la mise en valeur, y compris les suivants : (i) l'évolution de la conjoncture économique (en raison de la fluctuation des prix, des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations), (ii) l'évolution des conditions techniques (y compris des anomalies dans la production, notamment une percée d'eau ou un épuisement prématuré), (iii) la mise en valeur multizone (par exemple, la mise en production d'une zone d'intérêt pourrait être retardée jusqu'à ce que les zones déjà en production ne soient plus rentables), (iv) il pourrait être nécessaire d'étaler un vaste programme de mise en valeur sur plusieurs années afin d'optimiser l'affectation des capitaux et l'utilisation des installations et (v) des questions d'accès en surface (y compris celles relatives aux propriétaires fonciers, aux conditions climatiques et aux approbations des organismes de réglementation). Pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique intitulée « Facteurs de risque ».

Les tableaux suivants présentent les réserves prouvées et probables non mises en valeur, par type de produit, qui ont d'abord été attribuées à l'actif visé par l'acquisition au cours de chacun des exercices terminés suivants.

### Réserves prouvées non mises en valeur

| Exercice | Pétrole léger et de densité moyenne (kb) |                              | Pétrole lourd (kb)   |                              | Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> ) |                              | LGN (kb)             |                              |
|----------|--|------------------------------|----------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|
|          | Attribution initiale                     | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale            | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale | Cumul à la fin de l'exercice |
|          | Auparavant                               | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                            |
| 2008     | -  | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                            |
| 2009     | -  | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                            |
| 2010     | 2 760,1                                  | 2 760,1                      | 90,0                 | 90,0                         | 6 585                           | 6 585                        | 244,8                | 244,8                        |

Sproule a attribué des réserves prouvées non mises en valeur de 4,2 Mbep dans le rapport Sproule, selon l'hypothèse des prix et des coûts prévisionnels, et a prévu des dépenses en immobilisations futures non actualisées correspondantes de 64,1 M\$. Les dépenses en immobilisations relatives aux réserves prouvées non mises en valeur au cours des deux premiers exercices visés par les prévisions du rapport Sproule comptent pour 42,8 M\$, soit 66,8 %, des dépenses totales prévues. Ces chiffres augmentent pour passer à 64,0 M\$, soit 99,8 %, au cours des cinq premiers exercices visés par le rapport Sproule.

### Réserves probables non mises en valeur

| Exercice | Pétrole léger et de densité moyenne (kb) |                              | Pétrole lourd (kb)   |                              | Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> ) |                              | LGN (kb)             |                            |
|----------|--|------------------------------|----------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|----------------------|----------------------------|
|          | Attribution initiale                     | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale            | Cumul à la fin de l'exercice | Attribution initiale | Cumul la fin de l'exercice |
|          | Auparavant                               | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                          |
| 2008     | -  | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                          |
| 2009     | -  | -                            | -                    | -                            | -                               | -                            | -                    | -                          |
| 2010     | 4 597,7                                  | 4 597,7                      | 2 120,8              | 2 120,8                      | 11 844                          | 11 844                       | 409,8                | 409,8                      |

Sproule a attribué des réserves probables non mises en valeur de 9,1 Mbep et a prévu des dépenses en immobilisations futures de 75,8 M\$ à l'égard de toutes les réserves probables non mises en valeur, dont 70,1 M\$ devraient être engagés au cours des cinq premiers exercices.

### Facteurs et incertitudes importants

Estimer des réserves est un processus complexe qui exige beaucoup de jugement et des décisions fondées sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques accessibles. Ces estimations peuvent changer considérablement à mesure que des données supplémentaires sur les activités de mise en valeur en cours et la production deviennent accessibles et que la conjoncture économique influant sur les prix du pétrole et du gaz et les coûts évolue. Les estimations des réserves qui figurent dans les présentes sont fondées sur les prévisions relatives à la production, les prix et la conjoncture économique actuels. Les réserves de la Société sont évaluées par Sproule.

Les estimations des réserves peuvent aussi changer au fur et à mesure que la situation évolue et que des données supplémentaires voient le jour. Les estimations sont examinées et révisées, à la hausse ou à la baisse, en fonction des nouvelles données. Des révisions sont souvent requises pour tenir compte de l'évolution du rendement des puits, du prix des produits de base, de la conjoncture économique et des restrictions gouvernementales.

Bien que tous les efforts raisonnables soient faits pour s'assurer que les estimations des réserves sont exactes, ces estimations sont faites par déduction. Par conséquent, les décisions subjectives, de nouveaux renseignements géologiques ou données sur la production et l'évolution du contexte pourraient se répercuter sur ces estimations.

L'évolution du prix du pétrole et du gaz en fin d'exercice et le rendement des réservoirs pourraient justifier la révision, à la hausse ou à la baisse, des estimations des réserves.

En outre, si les frais d'exploitation dépassaient les estimations, cela réduirait considérablement les rentrées nettes de la Société et, par conséquent, les liquidités susceptibles d'être réinvesties dans des travaux de forage. Ce facteur est important surtout lorsque le prix des produits de base est bas et que la hausse des coûts se répercute davantage sur les profits.

### *Frais de mise en valeur futurs*

Le tableau suivant présente les frais de mise en valeur déduits dans le cadre de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-après.

| <u>Exercice</u>       | <u>Prix et coûts prévisionnels</u>                    |  |
|-----------------------|---|--|
|                       | <u>Réserves prouvées<br/>(en millions de dollars)</u> | <u>Somme des réserves prouvées et probables<br/>(en millions de dollars)</u> |
| 2011                  | 15,8  | 25,7   |
| 2012                  | 28,7  | 49,6   |
| 2013                  | 8,0   | 30,5   |
| 2014                  | 5,6   | 13,9   |
| 2015                  | 7,6   | 16,1   |
| Par la suite          | 0,3   | 6,0  |
| Total (non actualisé) | <u>66,0</u>   | <u>141,8</u>   |

La Société prévoit financer la mise en valeur de ces réserves au moyen de rentrées de fonds internes, d'emprunts et de l'émission de nouvelles actions quant elle le jugera approprié.

Il n'est pas certain que la Société dispose des fonds nécessaires pour mettre en valeur la totalité des réserves attribuées dans le rapport Sproule, ni que le conseil d'administration y affectera des fonds. Le fait de ne pas mettre ces réserves en valeur pourrait avoir une incidence défavorable sur les rentrées de fonds futures de la Société.

Les intérêts à payer ou les autres frais relatifs à un financement externe ne sont pas pris en considération dans les estimations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs, qu'ils auraient pour effet de réduire jusqu'à un certain point, selon les sources de financement utilisées. La Société ne prévoit pas que les intérêts à payer ou les autres frais de financement compromettent la rentabilité de la mise en valeur future de l'actif visé par l'acquisition.

## Autre information concernant le pétrole et le gaz

### *Puits de pétrole et de gaz*

Le tableau suivant présente le nombre et l'état, au 31 décembre 2010, des puits dans lesquels Longview aura un intérêt économique direct une fois que l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition aura été réalisée.

|              | Puits de pétrole |      |             |      | Puits de gaz naturel |      |             |      |
|--------------|------------------|------|-------------|------|----------------------|------|-------------|------|
|              | Exploités        |      | Inexploités |      | Exploités            |      | Inexploités |      |
|              | Bruts            | Nets | Bruts       | Nets | Bruts                | Nets | Bruts       | Nets |
| Saskatchewan | 377              | 312  | 55          | 43   | 72                   | 4    | 5           | 2    |
| Alberta      | 281              | 205  | 19          | 17   | 72                   | 51   | 45          | 40   |
| Total        | 658              | 517  | 74          | 60   | 144                  | 55   | 50          | 42   |

#### Note

- (1) À l'exclusion des participations mineures dans le terrain en exploitation concertée suivant (intérêt économique direct inférieur à 5 %) : terrain en exploitation concerté n° 1 North Pembina Cardium. Les puits d'injection entrent dans la catégorie de puits de pétrole inexploités.

### *Propriétés auxquelles aucune réserve n'a été attribuée*

Le tableau suivant présente les terrains mis en valeur et non mis en valeur qui faisaient partie de l'actif visé par l'acquisition au 31 décembre 2010.

|              | Terrains mis en valeur<br>(en acres) |        | Terrains non mis en valeur<br>(en acres) |         | Total<br>(en acres) |         |
|--------------|--------------------------------------|--------|--|---------|---------------------|---------|
|              | Bruts                                | Nets   | Bruts                                    | Nets    | Bruts               | Nets    |
| Saskatchewan | 56 220                               | 37 541 | 126 530                                  | 90 476  | 182 750             | 128 017 |
| Manitoba     | 160                                  | 19     | 240                                      | 240     | 400                 | 259     |
| Alberta      | 92 321                               | 57 769 | 100 722                                  | 91 620  | 193 043             | 149 389 |
| Total        | 148 701                              | 95 329 | 227 492                                  | 182 336 | 376 193             | 277 665 |

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, des droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation visant des terrains non mis en valeur d'une superficie de 7 849 acres nets ont expiré. Longview prévoit que des droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation visant des terrains non mis en valeur d'une superficie de 18 582 acres nets expireront d'ici le 31 décembre 2011. Une partie du programme d'exploitation et de mise en valeur de 2011 de Longview pourrait se traduire par le report ou l'annulation de ces expirations éventuelles. Longview surveille de près les dates d'expiration des droits sur les terrains dans le cadre de son programme de mise en valeur dans le but de réduire au minimum l'expiration de droits sur des terrains non mis en valeur présentant des possibilités intéressantes.

### *Contrats à livrer*

Les résultats d'exploitation et la situation financière de Longview sont tributaires des prix auxquels celle-ci vend sa production de pétrole et de gaz naturel. Le prix du pétrole et du gaz naturel fluctue énormément depuis quelques années. Il est déterminé principalement par des facteurs économiques et politiques. Les facteurs liés à l'offre et à la demande, y compris les conditions climatiques, ainsi que la situation qui existe dans d'autres régions productrices de pétrole et de gaz naturel, ont également une incidence sur les prix. La hausse ou la baisse du prix du pétrole et du gaz naturel pourrait se répercuter sur la situation financière de la Société et, par conséquent, sur le montant des dividendes que celle-ci verse aux actionnaires.

Longview mettra en œuvre une politique de couverture selon laquelle elle aura recours, entre autres choses, à des tunnels à prime zéro et à des échanges à prix fixe afin de couvrir jusqu'à 60 % de sa production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel brut pendant une période maximale de trois ans. Ces activités de couverture pourraient

l'exposer à des pertes ou à des gains. Dans la mesure où la Société conclut des opérations de gestion du risque lié au prix des produits de base, elle sera exposée au risque découlant de la solvabilité de ses contreparties. Elle atténuera ce risque en ne concluant des contrats qu'avec des parties solvables et en évaluant fréquemment le risque auquel celles-ci l'exposent. Voir « Facteurs de risque ».

Dans le cadre de l'acquisition, Longview acquerra les contrats d'échange à prix fixe suivants auprès d'Avantage :

| <b>Description de l'instrument dérivé</b> | <b>Durée</b>                    | <b>Volume</b> | <b>Prix moyen</b> |
|---|---------------------------------|---------------|-------------------|
| <b>Pétrole brut</b><br>Prix fixe          | De janvier 2011 à décembre 2011 | 1 500 b/j     | 91,05 \$ CA/b     |

Ce contrat de couverture pourrait contribuer à stabiliser les rentrées de fonds afin de soutenir le versement de dividendes aux actionnaires. Longview envisagera également d'autres activités de couverture à l'avenir en vue de stabiliser les rentrées de fonds. Voir « Politique en matière de dividendes ».

#### ***Autres renseignements sur les frais d'abandon et de remise en état***

Longview évalue les frais qu'elle doit engager pour abandonner et remettre en état tous ses puits exploités et inexploités, usines de traitement du gaz, pipelines, installations pétrolières et autres installations. Aucune estimation de la valeur de récupération n'est déduite des frais estimatifs. Pour évaluer le montant de ces frais, la Société a procédé par puits et par installation. Les dépenses estimatives établies pour chaque puits et chaque installation sont fondées sur des estimations internes. Chaque puits ou installation se voit attribuer des frais d'abandon et de remise en état moyens sur une période de 60 ans. Le moment où les frais doivent être engagés repose sur les budgets et les estimations relatifs à ces activités annuelles. Les frais de remise en état des installations commencent normalement à être engagés juste avant la fin de la durée de vie des réserves connexes de la Société et se poursuivent au delà de la durée de vie des réserves en supposant que la mise hors service de l'usine ou des installations vise des éléments d'actif mobiles dotés d'une longue durée de vie utile.

Longview estime qu'elle engagera des frais de remise en état et d'abandon relativement à 674 puits exploités et inexploités nets. Les frais nets approximatifs qu'il faudra engager pour abandonner et remettre en état tous les puits et installations, actualisés au taux de 10 %, totalisent 7,8 M\$ (106,0 M\$ sans actualisation), dont environ 4,7 M\$ sont pris en considération dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs (18,5 M\$ sans actualisation). Les frais d'abandon et de remise en état que l'on prévoit engager au cours des trois prochains exercices, sans actualisation, totalisent 1,5 M\$.

#### ***Horizon fiscal***

En tant qu'entreprise nouvellement constituée, Longview n'a encore eu aucun impôt sur le revenu à payer. Après l'acquisition, elle disposera de comptes fiscaux d'environ • M\$, composés principalement de pertes d'exploitation nettes, de frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz et de déductions pour amortissement. Il est prévu, selon la législation en vigueur actuellement, les projections figurant dans le rapport Sproule et diverses autres hypothèses, que la Société n'aura aucun impôt sur le revenu à payer avant 2015. Si le montant des dépenses en immobilisations était supérieur à celui qui est prévu dans le rapport Sproule ou si d'autres acquisitions étaient effectuées, cela pourrait prolonger davantage l'horizon fiscal estimatif.

### Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations (sans tenir compte des frais généraux et administratifs et des autres frais capitalisés) affectées aux activités attribuables à l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

| <u>(en milliers de dollars)</u>                               | <u>31 décembre 2010</u> |
|---|-------------------------|
| Terrains et données sismiques                                 | 1 325                   |
| Travaux de forage, de conditionnement et de reconditionnement | 11 028                  |
| Outillage des puits et installations                          | 4 001                   |
| Total des dépenses en immobilisations                         | <u>16 354</u>           |

En outre, des dépenses en immobilisations de 500 000 \$ ont été affectées à l'exploration de l'actif visé par l'acquisition au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

### Activités d'exploration et de mise en valeur

Le tableau suivant présente les puits bruts et nets qui font partie de l'actif visé par l'acquisition au forage desquels Advantage a participé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

|                        | Puits d'exploration |            | Puits de développement |            | Total des puits |             |
|------------------------|---------------------|------------|------------------------|------------|-----------------|-------------|
|                        | Bruts               | Nets       | Bruts                  | Nets       | Bruts           | Nets        |
| Puits de pétrole       | -                   | -          | 16                     | 8,4        | 16              | 8,4         |
| Puits de gaz           | -                   | -          | -                      | -          | -               | -           |
| Puits stratigraphiques | -                   | -          | -                      | -          | -               | -           |
| Puits de service       | 1                   | 1,0        | 1                      | 0,7        | 2               | 1,7         |
| Puits secs             | 1                   | 1,0        | -                      | -          | 1               | 1,0         |
| Total                  | <u>2</u>            | <u>2,0</u> | <u>17</u>              | <u>9,1</u> | <u>19</u>       | <u>11,1</u> |

Les grandes lignes des programmes de la Société sont décrites à la rubrique « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Description des propriétés principales ».

### Production estimative

Le tableau suivant présente le volume de production attribuable à l'intérêt économique direct estimatif dans l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2011, qui est pris en considération dans le cadre de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs présentée dans les tableaux figurant à la rubrique « Présentation des données relatives aux réserves ».

|                                       | Pétrole léger et de densité moyenne |              | Pétrole lourd         |            | Gaz naturel           |              | LGN                   |            | Total                 |              |
|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------|------------|-----------------------|--------------|-----------------------|------------|-----------------------|--------------|
|                                       | (b/j)                               |              | (b/j)                 |            | (kpi <sup>3</sup> /j) |              | (b/j)                 |            | (bep/j)               |              |
|                                       | Brutes <sup>(1)</sup>               | Nettes       | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes     | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes       | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes     | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes       |
| Réserves prouvées                     |                                     |              |                       |            |                       |              |                       |            |                       |              |
| Réserves exploitées                   | 2 895                               | 2 507        | 585                   | 504        | 8 405                 | 7 559        | 467                   | 344        | 5 348                 | 4 615        |
| Réserves mises en valeur inexploitées | 89                                  | 73           | 18                    | 15         | 38                    | 38           | 2                     | 2          | 115                   | 96           |
| Réserves non mises en valeur          | 212                                 | 173          | 15                    | 12         | 822                   | 707          | 39                    | 32         | 403                   | 335          |
| Total des réserves prouvées           | <u>3 196</u>                        | <u>2 753</u> | <u>618</u>            | <u>531</u> | <u>9 265</u>          | <u>8 304</u> | <u>508</u>            | <u>378</u> | <u>5 866</u>          | <u>5 046</u> |

|  | Pétrole léger et de densité moyenne |        | Pétrole lourd         |        | Gaz naturel           |        | LGN                   |        | Total                 |        |
|--|-------------------------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|
|  | (b/j)                               |        | (b/j)                 |        | (kpi <sup>3</sup> /j) |        | (b/j)                 |        | (bep/j)               |        |
|  | Brutes <sup>(1)</sup>               | Nettes | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes | Brutes <sup>(1)</sup> | Nettes |
| Total des réserves probables             | 308                                 | 273    | 39                    | 28     | 762                   | 701    | 42                    | 35     | 516                   | 453    |
| Total des réserves prouvées et probables | 3 504                               | 3 026  | 657                   | 559    | 10 027                | 9 005  | 550                   | 413    | 6 382                 | 5 499  |

**Note**

- (1) Il s'agit de la production brute attribuable à l'intérêt économique direct estimée pour l'actif visé par l'acquisition, sans tenir compte de la production attribuable aux droits de redevance estimés de 105 bep/j.

Le tableau suivant présente le volume de production estimatif de l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2011, qui est attribuable à la participation de la Société.

|  | Pétrole léger et de densité moyenne |        | Pétrole lourd |        | Gaz naturel           |        | LGN    |        | Total   |        |
|--|-------------------------------------|--------|---------------|--------|-----------------------|--------|--------|--------|---------|--------|
|  | (b/j)                               |        | (b/j)         |        | (Kpi <sup>3</sup> /j) |        | (b/j)  |        | (bep/j) |        |
|  | Brutes                              | Nettes | Brutes        | Nettes | Brutes                | Nettes | Brutes | Nettes | Brutes  | Nettes |
| Réserves prouvées                        |                                     |        |               |        |                       |        |        |        |         |        |
| Réserves exploitées                      | 2 982                               | 2 507  | 585           | 504    | 8 433                 | 7 559  | 469    | 344    | 5 441   | 4 615  |
| Réserves mises en valeur inexploitées    | 89                                  | 73     | 18            | 15     | 38                    | 38     | 2      | 2      | 115     | 96     |
| Réserves non mises en valeur             | 212                                 | 173    | 15            | 12     | 822                   | 707    | 39     | 32     | 403     | 335    |
| Total des réserves prouvées              | 3 283                               | 2 753  | 618           | 531    | 9 293                 | 8 304  | 510    | 378    | 5 960   | 5 046  |
| Total des réserves probables             | 319                                 | 273    | 39            | 28     | 765                   | 701    | 42     | 35     | 527     | 453    |
| Total des réserves prouvées et probables | 3 602                               | 3 026  | 657           | 559    | 10 058                | 9 005  | 552    | 413    | 6 487   | 5 499  |

**Historique de production**

Le tableau suivant résume certains renseignements relatifs à la production, aux prix auxquels les produits ont été vendus, aux redevances versées, aux frais d'exploitation et aux rentrées nettes en résultant attribuables à l'actif visé par l'acquisition pour les périodes indiquées.

|  | Trimestre terminé le |              |                   |                  | Exercice terminé le<br>31 décembre 2010 |
|--|----------------------|--------------|-------------------|------------------|---|
|  | 31 mars 2010         | 30 juin 2010 | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2010 |   |
| Production quotidienne moyenne <sup>(1)</sup>                            |                      |              |                   |                  |   |
| Pétrole brut (b/j)   | 4 300                | 4 070        | 3 846             | 4 018            | 4 057                                   |
| Gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)  | 10,7                 | 10,1         | 10,0              | 9,7              | 10,1                                    |
| LGN (b/j)  | 654                  | 653          | 667               | 591              | 641                                     |
| Cumul (bep/j)  | 6 730                | 6 413        | 6 182             | 6 220            | 6 385                                   |
| Prix nets moyens obtenus en contrepartie de la production <sup>(2)</sup> |                      |              |                   |                  |   |
| Pétrole brut (\$/b)  | 75,03                | 70,15        | 69,84             | 74,25            | 72,37                                   |
| Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )   | 5,58                 | 3,99         | 3,63              | 3,73             | 4,25                                    |
| LGN (\$/b)   | 50,56                | 44,55        | 44,46             | 50,99            | 47,54                                   |
| Cumul (\$/bep)   | 61,69                | 55,36        | 54,13             | 58,60            | 57,50                                   |

|   | Trimestre terminé le |              |                   |                  | Exercice terminé le |
|---|----------------------|--------------|-------------------|------------------|---------------------|
|   | 31 mars 2010         | 30 juin 2010 | 30 septembre 2010 | 31 décembre 2010 | 31 décembre 2010    |
| <b>Redevances versées</b>                     |                      |              |                   |                  |                     |
| Pétrole brut (\$/b)                           | 13,83                | 12,69        | 12,47             | 13,78            | 13,21               |
| Gaz (\$/kpi)                                  | 0,38                 | 0,16         | 0,13              | 0,15             | 0,21                |
| LGN (\$/b)                                    | 16,52                | 13,75        | 13,03             | 15,65            | 14,70               |
| Cumul (\$/bep)                                | 11,05                | 9,70         | 9,37              | 10,62            | 10,19               |
| <b>Frais de production<sup>(3)(4)</sup></b>   |                      |              |                   |                  |                     |
| Pétrole brut (\$/b)                           | 15,26                | 16,79        | 17,68             | 17,63            | 16,81               |
| Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )                    | 2,03                 | 2,32         | 2,30              | 1,97             | 2,15                |
| LGN (\$/b)                                    | 8,76                 | 8,89         | 7,91              | 6,59             | 8,06                |
| Cumul (\$/bep)                                | 13,81                | 15,22        | 15,57             | 15,07            | 14,90               |
| <b>Rentrées nettes touchées<sup>(5)</sup></b> |                      |              |                   |                  |                     |
| Pétrole brut (\$/b)                           | 45,94                | 40,67        | 39,69             | 42,84            | 42,35               |
| Gaz (\$/kpi <sup>3</sup> )                    | 3,17                 | 1,51         | 1,20              | 1,61             | 1,89                |
| LGN (\$/b)                                    | 25,28                | 21,91        | 23,52             | 28,75            | 24,78               |
| Production regroupée (\$/bep)                 | 36,83                | 30,44        | 29,19             | 32,91            | 32,41               |

#### Notes

- (1) Sans déduire les redevances.
- (2) Les prix auxquels la production a été vendue tiennent compte des frais de transport du produit jusqu'au marché.
- (3) Ces données comprennent les frais d'exploitation du champ.
- (4) Advantage ne comptabilise pas les frais d'exploitation par produit. L'information sur les frais d'exploitation relatifs au pétrole brut et aux LGN (\$/b) et au gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>) a été établie en répartissant les frais par puits selon le volume de production de pétrole brut et de LGN et de gaz naturel de chacun.
- (5) L'information sur les rentrées nettes touchées en contrepartie du pétrole brut et des LGN (\$/b) et du gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>) a été établie au moyen des frais d'exploitation relatifs au pétrole brut et aux LGN (\$/b) et au gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>), qui ne sont que des estimations. Voir la note (4) ci-dessus.

Le tableau suivant présente la production quotidienne approximative moyenne de l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

| Propriétés                       | Pétrole brut | LGN        | Gaz naturel           | Total        |
|----------------------------------|--------------|------------|-----------------------|--------------|
|                                  | (b/j)        | (b/j)      | (kpi <sup>3</sup> /j) | (bep/j)      |
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b> |              |            |                       |              |
| Nevis                            | 840          | 441        | 5 882                 | 2 261        |
| Westerose                        | 492          | 135        | 1 623                 | 898          |
| Sunset                           | 383          | 58         | 2 081                 | 788          |
| Skaro et Alexis                  | 226          | -          | 267                   | 270          |
| <b>Saskatchewan</b>              |              |            |                       |              |
| Sud-est                          | 1 580        | 7          | 127                   | 1 609        |
| Zone Lloydminster                | 536          | -          | 140                   | 559          |
| <b>Total</b>                     | <b>4 057</b> | <b>641</b> | <b>10 120</b>         | <b>6 385</b> |

Le tableau suivant présente la production quotidienne approximative moyenne de l'actif visé par l'acquisition pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010.

| Propriétés                       | Pétrole brut | LGN   | Gaz naturel           | Total   |
|----------------------------------|--------------|-------|-----------------------|---------|
|                                  | (b/j)        | (b/j) | (kpi <sup>3</sup> /j) | (bep/j) |
| <b>Centre-ouest de l'Alberta</b> |              |       |                       |         |
| Nevis                            | 776          | 389   | 5 487                 | 2 079   |
| Westerose                        | 454          | 134   | 1 663                 | 866     |
| Sunset                           | 358          | 61    | 2 001                 | 753     |
| Skaro et Alexis                  | 222          | -     | 255                   | 265     |

| Propriétés        | Pétrole brut<br>(b/j) | LGN<br>(b/j) | Gaz naturel<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | Total<br>(bep/j) |
|-------------------|-----------------------|--------------|--------------------------------------|------------------|
| Saskatchewan      |                       |              |                                      |                  |
| Sud-est           | 1 657                 | 7            | 123                                  | 1 685            |
| Zone Lloydminster | 551                   | -            | 140                                  | 572              |
| <b>Total</b>      | 4 018                 | 591          | 9 669                                | 6 220            |

### Rapprochement des réserves

Comme la Société n'est pas propriétaire de l'actif visé par l'acquisition actuellement et qu'elle n'a aucun autre élément d'actif et n'exerce aucune activité, sauf pour ce qui est d'évaluer des possibilités d'acquisition, les renseignements sur les réserves qui sont donnés dans les présentes ont été résumés à partir de renseignements publiés, de renseignements fournis à la Société dans le cadre de la vérification diligente que celle-ci a effectuée ou de renseignements tirés du rapport Sproule. Le rapport Sproule a été dressé par Sproule pour le compte de la Société uniquement dans le contexte des négociations de celle-ci avec Advantage. Par conséquent, comme la Société ne dispose d'aucune évaluation de l'actif visé par l'acquisition pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, conformément au règlement 51-101, aucun rapprochement des réserves n'est requis.

### Commercialisation

Longview vendra sa production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel principalement par l'entremise de sociétés de commercialisation au prix en vigueur sur le marché. En règle générale, les contrats relatifs au pétrole brut et aux LGN ont une durée pouvant aller jusqu'à un an et peuvent être annulés moyennant un préavis de 30 jours et les contrats relatifs au gaz naturel ont une durée d'un an et peuvent être annulés moyennant un préavis de 60 jours. Moins de 1 % de la production de gaz naturel de la Société sera vendue à des courtiers-fournisseurs qui cumulent la production de divers producteurs et la commercialisent pour le compte du groupe. Ces contrats visent des réserves en particulier et demeurent en vigueur pendant la durée de production des réserves en question.

### Caractère cyclique et saisonnier du secteur

Les résultats d'exploitation et la situation financière de Longview seront tributaires des prix auxquels celle-ci vendra sa production de pétrole et de gaz naturel. Le prix du pétrole et du gaz naturel fluctue énormément depuis quelques années et est déterminé par des facteurs liés à l'offre et à la demande, y compris les conditions climatiques et la conjoncture économique ainsi que la situation qui existe dans d'autres régions productrices de pétrole et de gaz naturel. La baisse des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la Société. Voir « Facteurs de risque ». Longview atténue ce risque lié aux prix en surveillant de près les marchés des divers produits de base et en établissant des programmes de couverture, si elle juge que cela est nécessaire, afin de s'assurer de tirer des rentrées nettes élevées de sa production. On trouvera de plus amples renseignements sur le programme de couverture en vigueur à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Contrats à livrer ».

### Questions d'ordre environnemental

Longview aura un système de gestion de l'environnement qui sera mis à jour continuellement et répondra aux lignes directrices en matière de gestion environnementale de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Elle adoptera les méthodes nécessaires pour s'assurer que la gestion courante de ses propriétés pétrolières et gazières est effectuée avec tout le soin voulu. Tous les règlements et directives gouvernementaux seront suivis dans le strict respect des lois. Longview estime que l'abandon des puits et la remise en état des lieux en temps utile permettent de limiter les dommages à l'environnement et de réduire les frais généraux.

### Santé, sécurité et environnement

Conformément aux modalités de la convention de prestation de services techniques, Advantage fournira à Longview, et mettra en œuvre pour le compte de celle-ci, un programme complet de santé et sécurité et de protection

de l'environnement qui reproduira son programme actuel. Le programme prévoira la remise de comptes rendus à la direction principale et au conseil d'administration de Longview.

La direction, les employés et tous les sous-traitants auront une obligation de rendre compte dans le cadre de l'ensemble du programme de santé et sécurité et de protection de l'environnement. Longview exercera ses activités conformément à l'ensemble des lois et des règlements applicables et s'assurera que tous les membres de son personnel et ses sous-traitants ont recours à des méthodes saines afin de protéger l'environnement et de garantir la santé et la sécurité des employés et du public.

La Société offrira un milieu de travail sûr et respectueux de l'environnement, donnera de la formation et mettra du matériel et des méthodes à la disposition de tous en vue de favoriser la conformité à ses politiques. Également, elle sollicitera l'avis de ses voisins, des collectivités et des autres parties intéressées en vue de protéger les gens et l'environnement et en tiendra compte.

### **Concurrence**

Longview exercera ses activités dans le secteur pétrolier, au sein duquel une forte concurrence s'exerce à tous les égards. Elle livrera concurrence à d'autres sociétés à l'égard de tous les aspects de son entreprise, y compris les zones d'intérêt en vue de l'exploitation et de la mise en valeur, l'accès aux marchés des produits de base, les occasions d'acquisition, l'accès aux capitaux et le recrutement du personnel.

Longview s'efforcera d'être concurrentielle en s'assurant que sa situation financière demeure solide et en utilisant les technologies actuelles pour améliorer ses activités d'exploitation et de mise en valeur et l'exploitation de son entreprise.

## **POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES**

### **Introduction**

Depuis sa constitution, la Société n'a déclaré ni versé aucun dividende sur ses actions ordinaires. Toutefois, après la réalisation de l'acquisition et sous réserve des lois applicables, Longview prévoit adopter pour politique de déclarer des dividendes en espèces mensuels réguliers. Son objectif principal est de conserver des ressources et une marge de manœuvre suffisantes pour répondre à ses besoins sur le plan des finances, de l'exploitation et des dépenses en immobilisations en vue, à tout le moins, de maintenir la production actuelle. Il appartiendra au conseil d'administration de verser ou non le dividende mensuel déclaré et d'en fixer le montant en fonction de son évaluation des perspectives de croissance de la Société, des dépenses en immobilisations requises, des fonds provenant de l'exploitation, des occasions d'acquisitions éventuelles, du degré d'endettement et des autres facteurs qu'il pourrait juger pertinents au moment en question, y compris les restrictions qui pourraient découler des modalités de la facilité de crédit et celles qui pourraient viser son pouvoir de verser des dividendes. En outre, le montant des dividendes en espèces futurs, le cas échéant, sera également tributaire de divers facteurs, y compris la fluctuation du prix des produits de base, les taux de production, les dépenses en immobilisations requises, le service de la dette, les frais d'exploitation, les redevances à payer et les cours du change. En outre, la valeur au marché des actions ordinaires pourrait baisser si la Société réduisait le montant de ses dividendes en espèces à l'avenir, et cette baisse pourrait être considérable. Voir « Facteurs de risque ».

### **Date de début du versement du dividende**

La Société prévoit déclarer des dividendes mensuels aux actionnaires inscrits à la fermeture de bureaux le dernier jour ouvrable de chaque mois, qui seront payables vers le 15<sup>e</sup> jour du mois qui suit la date de clôture des registres ou, si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable qui le suit. Le conseil d'administration de la Société établira chaque trimestre le montant par action du dividende mensuel en espèces à verser en tenant compte de la politique globale en matière de dividendes et des fonds que la Société aura tirés de son exploitation au cours du mois en question. La Société pourrait modifier sa politique en matière de dividendes selon les exigences du budget des dépenses en immobilisations, les exigences des prêteurs, le prix des produits de base et les autres facteurs qui sont mentionnés à la rubrique intitulée « Politique en matière de dividendes – Introduction » ci-dessus.

La Société prévoit actuellement déclarer le premier dividende aux actionnaires inscrits le dernier jour du mois qui suivra celui au cours duquel l'acquisition aura lieu. Si l'acquisition est réalisée le 31 décembre 2011 (soit la date de clôture prévue), on fixera le montant du premier dividende mensuel régulier à la fin de 2011 selon les résultats d'exploitation et les résultats financiers de la Société à cette date et les perspectives pour le trimestre suivant. La Société prévoit que le premier dividende en espèces mensuel s'établira à environ 0,25 \$ par action ordinaire, sous réserve toutefois des fonds qu'elle aura tirés de son exploitation.

Dans la mesure où la loi de l'impôt le lui permet, la Société désignera chaque dividende à titre de « dividende déterminé » aux fins de la loi de l'impôt.

### Sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés

Le tableau ci-dessous présente un sommaire pro forma des fonds provenant de l'exploitation ajustés de l'exercice se terminant le 31 décembre 2011, établis en fonction des estimations relatives aux prix des produits de base et à la production incluses dans le rapport Sproule sur la sensibilité. La direction n'a pas conclu d'engagement ferme à l'égard de l'ensemble des coûts et frais indiqués dans le tableau ci-dessous, ni obtenu l'assurance que les résultats d'exploitation indiqués seront atteints et, par conséquent, il n'est pas possible de déterminer de manière objective l'entière incidence financière de tous ces coûts, frais et résultats d'exploitation. Les résultats d'exploitation réels de la Société et les fonds provenant de l'exploitation ajustés qui en découleront seront probablement différents des montants présentés dans l'analyse qui suit, et les différences pourraient être importantes.

| (en milliers de dollars, sauf mention contraire)  | Exercice terminé le<br>31 décembre 2011 |
|---|---|
| Produits  | 149 053 \$                              |
| Moins : Redevances  | (25 211) \$                             |
| Moins : Charges d'exploitation  | (34 040) \$                             |
| <b>Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup></b>  | <b>89 802 \$</b>                        |
| Moins : Frais d'administration normalisés liés aux paiements effectués aux termes de la convention de prestation de services techniques <sup>2)</sup> | (3 900) \$                              |
| Moins : Coûts estimatifs liés à la conversion en société ouverte <sup>3)</sup>  | (1 100) \$                              |
| Moins : Frais d'intérêts et frais de financement <sup>4)</sup>  | (5 000) \$                              |
| Moins : Impôts sur le capital <sup>5)</sup>   | (1 200) \$                              |
| <b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>  | <b>78 602 \$</b>                        |
| <b>Dividendes en trésorerie estimatifs</b>  | <b>28 000 \$</b>                        |
| <b>Trésorerie disponible estimative pour les dépenses en immobilisations</b>  | <b>50 602 \$</b>                        |
| <b>Dividendes en trésorerie estimatifs par action ordinaire</b>   | <b>0,25 \$</b>                          |
| Production brute de 2011 <sup>1)</sup>  |   |
| Pétrole brut (b/j)  | 4 258                                   |
| LGN (b/j)   | 552                                     |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)   | 10 037                                  |
| <b>Production brute moyenne de 2011 (bep/j)</b>   | <b>6 483</b>                            |
| Composition de la production (pourcentage du pétrole brut et des LGN)   | 74 %                                    |

#### Notes :

- (1) Produits, redevances, charges d'exploitation, bénéfice d'exploitation et production indiqués dans le rapport Sproule sur la sensibilité. Les prix des produits de base utilisés dans le rapport Sproule sur la sensibilité diffèrent de ceux qui figurent dans le rapport Sproule comme suit :

| <b>Prix des produits de base de référence</b> | <b>Prix selon le rapport<br/>Sproule sur la<br/>sensibilité 2011</b> | <b>Prix selon le<br/>rapport Sproule<br/>2011</b> |
|---|--|---|
| WTI (\$ US/b)                                 | 88,40 \$   | 88,40 \$  |
| Prix au comptant AECO C (\$/MBTU)             | 3,72 \$  | 4,04 \$   |
| Taux de change \$ CA/\$ US                    | 1,00 \$  | 0,932 \$  |

Même si elle n'a pas été incluse dans ces calculs, une production de 1 500 b/j de Longview fait l'objet d'une couverture à 91,05 \$/b de janvier 2011 à décembre 2011. D'après les prix établis dans le rapport Sproule sur la sensibilité, cette couverture a une valeur de 1,45 M\$.

- (2) Longview estime qu'après la clôture du placement, elle engagera des frais aux termes de la convention de prestation de services techniques conclue avec Advantage. Cette estimation correspond au montant que Longview aurait déboursé si la convention de prestation de services techniques avait été en vigueur au cours de la période de douze mois terminée le 31 décembre 2010 et inclut le montant de 500 000 \$ lié à une estimation d'un recouvrement de capital par rapport au budget de 2011.
- (3) Longview prévoit qu'après la clôture du placement, sa nouvelle situation de société ouverte lui occasionnera des frais généraux et des frais d'administration supplémentaires. Ces coûts comprendront notamment les frais liés à la présentation continue de l'information financière ainsi que les frais de publication, les frais d'inscription en bourse, les frais juridiques, les honoraires d'audit, les honoraires des administrateurs et les coûts relatifs aux relations avec les investisseurs et aux assemblées annuelles des actionnaires.
- (4) Frais d'intérêts sur la facilité de crédit de la Société décrite à la rubrique « Financement de l'acquisition », estimés en fonction d'un certain prélèvement moyen de 100 M\$ à un taux d'intérêt moyen de 5,0 % pour une période de douze mois.
- (5) Impôts sur le capital estimatifs budgetés par Longview pour la période de douze mois suivant la clôture du placement.

Selon le rapport Sproule, le total des dépenses en immobilisations estimatives pour la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2011 s'établit à 25,7 M\$. La direction de Longview prévoit que des dépenses en immobilisations de 53,4 M\$ seront engagées au cours des douze prochains mois. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Dépenses en immobilisations ».

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., l'auditeur de la Société, n'a ni examiné, ni compilé l'information financière prospective contenue dans le sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés ci-dessus et n'a effectué aucune procédure sur cette information. Par conséquent, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. n'exprime pas une opinion ni ne donne aucune forme d'attestation sur l'information financière prospective et toute autre information tirée de celle-ci incluses dans le présent prospectus et récuse tout lien d'association avec ces informations.

## STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉ

Le tableau ci-dessous présente la structure du capital de la Société au 31 décembre 2010 avant et après la prise en compte du placement et de l'acquisition.

|                                      | <b>Autorisé</b> | <b>Encours et en circulation<br/>au 31 décembre 2010<br/>avant la prise en compte<br/>du placement et de l'acquisition</b> | <b>Encours et en circulation<br/>au 31 décembre 2010<br/>après la prise en compte<br/>du placement et de l'acquisition <sup>4)</sup></b> |
|--------------------------------------|-----------------|--|--|
| Actions ordinaires <sup>1), 2)</sup> | Illimité        | 10,00 \$<br>(10 actions)   | ● \$<br>(● actions)  |
| Facilité de crédit <sup>3)</sup>     | ● \$            | néant  | ● \$   |

### Notes :

- (1) En outre, à la date des présentes, ● actions ordinaires sont réservées pour émission aux termes des attributions d'AFOR. Se reporter à la rubrique « Régime incitatif d'octroi d'actions soumises faisant l'objet de restrictions lié au rendement ».
- (2) Le capital-actions est présenté déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des frais liés au placement, estimés à ● \$, et à ● \$ si l'option de surattribution est exercée dans sa totalité.
- (3) La Société a l'intention de contracter la facilité de crédit auprès d'un consortium de banques à charte canadiennes. Se reporter aux rubriques « Entreprise de la Société » et « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition ».

- (4) Si l'option de surattribution est exercée, en tout ou en partie, Longview versera un produit en trésorerie supplémentaire à Advantage, et Advantage recevra un moins grand nombre d'actions ordinaires en contrepartie de l'actif visé par l'acquisition. Par conséquent, le nombre d'actions ordinaires en circulation après prise en compte du placement et de l'acquisition ne changera pas, même si l'option de surattribution est exercée en tout ou en partie. Se reporter à la rubrique « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition ».

## PRINCIPALES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATIONS FINANCIÈRES

Le tableau qui suit présente un sommaire des principales informations financières de l'actif visé par l'acquisition aux 31 décembre 2010, 2009 et 2008 tirées du tableau audité des produits, des redevances et des charges d'exploitation figurant à l'annexe B du présent prospectus et de l'analyse présentée à la rubrique « Rapport de gestion » du présent prospectus. Ce sommaire doit être lu avec l'analyse figurant à la rubrique « Rapport de gestion » du présent prospectus.

### Production brute tirée de l'actif visé par l'acquisition

|                                   | Périodes de douze mois terminées les <sup>(1)(2)</sup> |                  |                  |
|-----------------------------------|--|------------------|------------------|
|                                   | 31 décembre 2010                                       | 31 décembre 2009 | 31 décembre 2008 |
| Pétrole brut (b/j)                | 4 057  | 4 815            | 5 857            |
| LGN (b/j)                         | 641  | 654              | 594              |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j) | 10 120   | 12 763           | 14 552           |
| bep/j                             | 6 385  | 7 596            | 8 876            |

#### Notes :

- (1) Se reporter à la rubrique « Rapport de gestion ».  
(2) Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Historique de production ».

### Prix des produits de base relatifs à l'actif visé par l'acquisition

|   | Périodes de douze mois terminées les <sup>(1)(2)</sup> |                  |                  |
|---|--|------------------|------------------|
|   | 31 décembre 2010                                       | 31 décembre 2009 | 31 décembre 2008 |
| <b>Prix des produits de base réalisés</b>     |  |                  |                  |
| Pétrole brut (\$/b)                           | 72,37  | 59,45            | 91,55            |
| LGN (\$/b)                                    | 47,54  | 39,12            | 66,68            |
| Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )            | 4,25   | 4,35             | 8,72             |
| <b>Prix des produits de base de référence</b> |  |                  |                  |
| WTI (\$ US/b)                                 | 79,53  | 61,93            | 99,65            |
| Indice mensuel AECO (\$/kpi <sup>3</sup> )    | 4,13   | 4,12             | 8,13             |
| Taux de change \$ US/ \$ CA                   | 0,97   | 0,88             | 0,94             |

#### Notes :

- (1) Se reporter à la rubrique « Rapport de gestion ».  
(2) Se reporter à la rubrique « Autre information concernant le pétrole et le gaz – Historique de production ».

## Tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation relatifs à l'actif visé par l'acquisition

| (en milliers de dollars)                                | Périodes de douze mois terminées les |                  |                  |
|---|--------------------------------------|------------------|------------------|
|   | 31 décembre 2010                     | 31 décembre 2009 | 31 décembre 2008 |
| Produits <sup>(1)</sup>                                 | 133 994                              | 134 084          | 257 177          |
| Redevances <sup>(1)</sup>                               | (23 757)                             | (23 026)         | (50 671)         |
| Excédent des produits sur les redevances <sup>(1)</sup> | 110 237                              | 111 058          | 206 506          |
| Charges d'exploitation <sup>(1)</sup>                   | (34 729)                             | (34 087)         | (43 633)         |
| Bénéfice d'exploitation <sup>(1)</sup>                  | 75 508                               | 76 971           | 162 873          |
| Bénéfice d'exploitation par bep <sup>(2)</sup>          | 32,41 \$                             | 27,77 \$         | 50,13 \$         |

### Notes :

- (1) Chiffres tirés du tableau audité des produits, des redevances et des charges d'exploitation relatifs à l'actif visé par l'acquisition figurant à l'annexe B du présent prospectus.
- (2) Chiffres tirés de l'analyse figurant à la rubrique « Rapport de gestion » du présent prospectus.

## RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion qui suit, daté du 3 mars 2011, présente en détail les produits, les redevances et les charges d'exploitation relatifs à l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008. Il doit être lu en parallèle avec le tableau audité des produits, des redevances et des charges d'exploitation pour les exercices terminés à ces dates, qui figure à l'annexe B du présent prospectus. Le tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation a été préparé, dans tous ses aspects significatifs, conformément au référentiel comptable mentionné au sous-alinéa 8.10(3)(e)(i) du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue, intitulé « Acquisition d'une participation dans un terrain pétrolifère ou gazéifère ». Voir la rubrique « Dispenses accordées ». Sauf mention contraire, toutes les sommes sont exprimées en dollars canadiens. Les montants par bep sont exprimés en fonction d'un taux de conversion de six mille pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole ou de liquides de gaz naturel.

### Produits

| (en milliers de dollars)         | Exercices terminés les |               |                   |               |                   |
|----------------------------------|------------------------|---------------|-------------------|---------------|-------------------|
|                                  | 31 décembre 2010       | Variation (%) | 31 décembre 2009  | Variation (%) | 31 décembre 2008  |
| Pétrole brut                     | 107 168 \$             | 3 %           | 104 479 \$        | (47) %        | 196 251 \$        |
| LGN                              | 11 118                 | 19 %          | 9 341             | (36) %        | 14 496            |
| Total du pétrole brut et des LGN | 118 286                | 4 %           | 113 820           | (46) %        | 210 747           |
| Gaz naturel                      | 15 708                 | (22) %        | 20 264            | (56) %        | 46 430            |
| <b>Total</b>                     | <b>133 994 \$</b>      | <b>-</b>      | <b>134 084 \$</b> | <b>(48) %</b> | <b>257 177 \$</b> |

Environ 85 % des produits tirés de l'actif visé par l'acquisition proviennent de la vente de pétrole brut et de LGN. Les produits ont diminué de 48 % entre 2008 et 2009 en raison de la chute des prix des produits de base et d'une réduction de 14 % de la production découlant du déclin normal associé à cet actif. Les produits sont restés sensiblement les mêmes de 2009 à 2010, car la réduction de 16 % de la production occasionnée par le déclin normal au cours de cette période a été contrebalancée par les produits supplémentaires dégagés grâce à la nette amélioration des prix réalisés sur le pétrole brut et les LGN.

## Production

|   | Exercices terminés les |                  |                     |                  |                     |
|---|------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|   | 31 décembre<br>2010    | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2009 | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2008 |
| Pétrole brut (b/j)                        | 4 057                  | (16) %           | 4 815               | (18) %           | 5 857               |
| LGN (b/j)                                 | 641                    | (2) %            | 654                 | 10 %             | 594                 |
| Total du pétrole brut et des LGN<br>(b/j) | 4 698                  | (14) %           | 5 469               | (15) %           | 6 451               |
| Gaz naturel (kpi <sup>3</sup> /j)         | 10 120                 | (21) %           | 12 763              | (12) %           | 14 552              |
| <b>Total (bep/j)</b>                      | <b>6 385</b>           | <b>(16) %</b>    | <b>7 596</b>        | <b>(14) %</b>    | <b>8 876</b>        |
| Pétrole brut (%)                          | 64 %                   |                  | 63 %                |                  | 66 %                |
| LGN (%)                                   | 10 %                   |                  | 9 %                 |                  | 7 %                 |
| Gaz naturel (%)                           | 26 %                   |                  | 28 %                |                  | 27 %                |

La production de pétrole brut et de LGN représente environ 74 % du total de la production tirée de l'actif visé par l'acquisition. La production quotidienne moyenne a diminué de 14 % entre 2008 et 2009 et de 16 % entre 2009 et 2010. Au cours des deux derniers exercices, un montant minime de dépenses en immobilisations a été consacré à l'ajout de nouvelle production à l'actif visé par l'acquisition. Les dépenses en immobilisations affectées à l'actif visé par l'acquisition ont donc porté essentiellement sur les travaux d'entretien, et seuls quelques nouveaux puits ont été forés. Par conséquent, les diminutions de production observées correspondent aux déclinis normaux généralement associés aux actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel.

## Prix du pétrole brut et des LGN

| (en \$/b)                                       | Exercices terminés les |                  |                     |                  |                     |
|---|------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|   | 31 décembre<br>2010    | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2009 | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2008 |
| Prix réalisés sur le pétrole brut               | 72,37 \$               | 22 %             | 59,45 \$            | (35) %           | 91,55 \$            |
| Prix réalisés sur les LGN                       | 47,54 \$               | 22 %             | 39,12 \$            | (41) %           | 66,68 \$            |
| Prix réalisés sur le pétrole brut et les<br>LGN | 68,99 \$               | 21 %             | 57,02 \$            | (36) %           | 89,26 \$            |
| WTI (en \$ US/b)                                | 79,53 \$               | 28 %             | 61,93 \$            | (38) %           | 99,65 \$            |
| Taux de change \$ US/ \$ CA                     | 0,97 \$                | 10 %             | 0,88 \$             | (6) %            | 0,94 \$             |

Les prix réalisés sur le pétrole brut et les LGN en 2009 ont baissé de 36 % par rapport à ceux de 2008, mais ont remonté de 21 % en 2010. Les prix réalisés sur le pétrole brut et les LGN sont essentiellement déterminés par le marché du brut West Texas Intermediate (le « WTI »); cependant, leur variation n'est pas tout à fait la même en raison des fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain ainsi que des variations que subissent les écarts sur le brut canadien par rapport au WTI. Le prix du WTI fluctue en fonction de la dynamique qui sous-tend l'offre et la demande à l'échelle mondiale. Les prix ont fait l'objet d'une grande volatilité au cours des dernières années; le WTI a atteint des sommets encore jamais vus au premier semestre de 2008 pour subir un dégringolade record au cours des six derniers mois de l'année et au début de 2009, la récession mondiale ayant provoqué l'effondrement de la demande. Au dernier semestre de 2009, les prix ont entamé un redressement qui s'est poursuivi jusqu'en 2010. Toutefois, le raffermissement constant du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au cours de 2010 a fait en sorte que les prix réalisés par la Société n'ont pas monté autant que ceux du WTI. Les facteurs à long terme qui sous-tendent les prix du pétrole brut semblent demeurer fermes, grâce à la gestion de l'offre par l'OPEP et à la demande relative solide en provenance de nombreux pays en développement, dont la Chine et l'Inde.

## Prix du gaz naturel

| (en \$/kpi <sup>3</sup> )        | Exercices terminés les |                  |                     |                  |                     |
|----------------------------------|------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                                  | 31 décembre<br>2010    | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2009 | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2008 |
| Prix réalisés sur le gaz naturel | 4,25 \$                | (2) %            | 4,35 \$             | (50) %           | 8,72 \$             |
| Indice mensuel AECO              | 4,13 \$                | -                | 4,12 \$             | (49) %           | 8,13 \$             |

Les prix réalisés sur le gaz naturel ont reculé de 50 % entre 2008 et 2009 et ont légèrement baissé (2 %) en 2010. Les prix ont considérablement baissé et sont restés bas en 2009 et en 2010 à cause de la production qui est restée

forte aux États-Unis, ce qui a eu pour effet d'augmenter l'offre; la faiblesse des prix est également due à l'anémie persistante de l'économie mondiale, qui a eu un effet négatif sur la demande. En faisant augmenter les stocks, ces facteurs ont exercé d'importantes pressions à la baisse sur les prix du gaz naturel. L'évolution des prix du gaz naturel dépendra de la vigueur de la reprise économique en Amérique du Nord et du moment où elle se manifestera, et cette reprise est liée à la demande industrielle.

## Redevances

|                                       | Exercices terminés les |                  |                     |                  |                     |
|---------------------------------------|------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                                       | 31 décembre<br>2010    | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2009 | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2008 |
| Redevances (en milliers de dollars)   | 23 757 \$              | 3 %              | 23 026 \$           | (55) %           | 50 671 \$           |
| Exprimées en dollars par bep          | 10,19 \$               | 23 %             | 8,30 \$             | (47) %           | 15,60 \$            |
| Exprimées en pourcentage des produits | 17,7 %                 | 0,5 %            | 17,2 %              | (2,5) %          | 19,7 %              |

Des redevances sont versées aux titulaires des droits miniers rattachés aux baux miniers portant sur l'actif visé par l'acquisition. Les baux miniers sont conclus avec les gouvernements provinciaux, des particuliers ou des sociétés. Les taux des redevances sont largement tributaires des divers cadres réglementaires provinciaux et peuvent varier en fonction des profondeurs, de la productivité des puits et des prix des produits de base. Les redevances incluent l'incidence de la déduction pour amortissement au titre du gaz, qui est une réduction des redevances payables au gouvernement de l'Alberta accordée pour tenir compte des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation engagées lors de la collecte et du traitement de la quote-part de la production de gaz naturel revenant au gouvernement. En règle générale, la déduction est indépendante des fluctuations des prix du gaz naturel. Si le total des redevances versées a diminué de 2008 à 2009, c'est principalement à cause de la baisse substantielle des prix des produits de base au cours de cette période, qui a entraîné une diminution des redevances exprimées en pourcentage des produits. La diminution de la production entre 2008 et 2009, qui s'est établie à 14 %, a également contribué à la baisse des redevances versées en 2009. Le total des redevances versées a été légèrement plus élevé en 2010 qu'en 2009, car la diminution de 16 % de la production totale a été largement compensée par le redressement marqué des prix du pétrole brut, ce qui a donné lieu à un accroissement des redevances. Exprimées en pourcentage des produits, les redevances sont restées semblables entre 2009 et 2010, car le gouvernement de l'Alberta a adopté, en date du 1er janvier 2009, un nouveau cadre réglementaire régissant les redevances. Ce nouveau cadre s'est traduit par des taux de redevances moyens en général moins élevés, qui ont de surcroît porté sur une production et des prix des produits de base plus faibles.

## Coûts d'exploitation

|   | Exercices terminés les |                  |                     |                  |                     |
|---|------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|   | 31 décembre<br>2010    | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2009 | Variation<br>(%) | 31 décembre<br>2008 |
| Coûts d'exploitation (en milliers de dollars) | 34 729 \$              | 2 %              | 34 087 \$           | (22) %           | 43 633 \$           |
| Exprimés en dollars par bep                   | 14,90 \$               | 21 %             | 12,29 \$            | (8) %            | 13,43 \$            |

Le total des coûts d'exploitation et les coûts d'exploitation par bep ont diminué entre 2008 et 2009 en raison de la réduction de la production durant cette période et grâce aux énergiques mesures d'optimisation des coûts qui ont été adoptées. Le total des coûts d'exploitation de 2010 est resté semblable à celui de 2009, mais les coûts par bep ont augmenté, car la production a diminué par suite du déclin normal alors que les coûts d'exploitation sont essentiellement fixes.

## Bénéfice d'exploitation

|                                | Exercices terminés les   |                 |                          |                 |                          |                 |
|--------------------------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
|                                | 31 décembre 2010         |                 | 31 décembre 2009         |                 | 31 décembre 2008         |                 |
|                                | (en milliers de dollars) | par bep         | (en milliers de dollars) | par bep         | (en milliers de dollars) | par bep         |
| Produits                       | 133 994 \$               | 57,50 \$        | 134 084 \$               | 48,36 \$        | 257 177 \$               | 79,16 \$        |
| Redevances                     | (23 757)                 | (10,19)         | (23 026)                 | (8,30)          | (50 671)                 | (15,60)         |
|                                | 110 237                  | 47,31           | 111 058                  | 40,06           | 206 506                  | 63,56           |
| Charges d'exploitation         | (34 729)                 | (14,90)         | (34 087)                 | (12,29)         | (43 633)                 | (13,43)         |
| <b>Bénéfice d'exploitation</b> | <b>75 508 \$</b>         | <b>32,41 \$</b> | <b>76 971 \$</b>         | <b>27,77 \$</b> | <b>162 873 \$</b>        | <b>50,13 \$</b> |

Le bénéfice d'exploitation de 2009 a diminué par rapport à celui de 2008 en raison de la baisse substantielle des prix des produits de base et d'une réduction de 14 % du total de la production suivant le déclin normal associé aux actifs. Entre 2009 et 2010, le bénéfice d'exploitation a légèrement baissé, une diminution de 16 % du total de la production ayant été en partie neutralisée par la nette amélioration des prix réalisés sur le pétrole brut et les LGN.

Les prix des produits de base sont le principal facteur de la grande variabilité du bénéfice d'exploitation tiré de l'actif visé par l'acquisition. En effet, le bénéfice d'exploitation dépend des prix obtenus pour la production de pétrole brut et de gaz naturel. Or, influencés qu'ils sont par divers facteurs politico-économiques, les prix du pétrole et du gaz naturel ont beaucoup fluctué. Certains facteurs qui sous-tendent l'offre et la demande influent sur les prix, comme la météo, la conjoncture économique globale et les conditions qui règnent dans les autres régions productrices de pétrole et de gaz naturel. Toute fluctuation des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir une incidence non négligeable sur le bénéfice d'exploitation. **À cause des variations des prix des produits de base, le rendement financier passé n'est pas nécessairement représentatif du rendement futur.**

### DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires; à l'heure actuelle, 10 actions ordinaires ont été émises et sont en circulation. Après la clôture du présent placement, il y en aura ● au total.

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de toucher les dividendes que le conseil d'administration déclare, le cas échéant, de voter aux assemblées des porteurs d'actions ordinaires de la Société et, en cas de liquidation ou de dissolution de la Société, de toucher le reliquat des biens et de l'actif de la Société. Toutes les actions ordinaires en circulation sont entièrement libérées et non susceptibles d'appels subséquents.

### VENTES ET PLACEMENTS ANTÉRIEURS

Le tableau qui suit présente les actions ordinaires que la Société a émises au cours des 12 derniers mois.

| Date        | Nombre d'actions ordinaires émises | Prix d'émission par action (en dollars) | Prix d'émission global (en dollars) | Nature de la contrepartie |
|-------------|------------------------------------|---|-------------------------------------|---------------------------|
| 4 mars 2010 | 10                                 | 1,00 \$                                 | 10 \$                               | Espèces                   |

## PORTEURS DE TITRES PRINCIPAUX

À la connaissance de la Société, aucune personne physique ou morale n'est propriétaire, directement ou indirectement, de plus de 10 % des actions ordinaires émises et en circulation ni n'exerce une emprise, directement ou indirectement, sur une telle proportion d'actions ordinaires, à l'exception de la personne indiquée dans le tableau qui suit :

| Nom et lieu de résidence | Type de propriétaire | Nombre et pourcentage d'actions ordinaires détenues en date des présentes | Nombre et pourcentage d'actions ordinaires, compte tenu du présent placement | Nombre et pourcentage d'actions ordinaires, compte placement et de la levée de l'option d'attribution excédentaire |
|--------------------------|----------------------|---|--|--|
| Advantage Oil & Gas Ltd. | Propriétaire inscrit | 10 (100 %)  | ● (● %)  | ● (● %)  |

### Note

- (1) Aucun actionnaire d'Advantage ne détient plus de 10 % des actions en circulation. Le conseil d'administration d'Advantage exercera les droits de vote rattachés aux actions ordinaires détenues par Advantage comme il l'entend et conformément aux modalités de la convention relative à la gouvernance. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts ».

## CONVENTION DE PRESTATION DE SERVICES TECHNIQUES

### Engagement d'Advantage et embauche du personnel

Au moment de la réalisation de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition, Longview et Advantage concluront la convention de prestation de services techniques, qui prévoira le partage des services nécessaires à la gestion des activités de Longview et régira l'affectation des frais généraux et administratifs entre les deux entreprises. De plus, Advantage permettra à Longview de bénéficier des services de certains de ses hauts dirigeants, qui exerceront notamment les fonctions de chef de la direction et de chef des finances.

L'équipe de Longview est dirigée par Kelly Drader, président et chef de la direction, Craig Blackwood, chef des finances, et Andy Mah, chef de l'exploitation. Longview aura libre accès aux membres de l'équipe de direction et aux employés actuels d'Advantage grâce à la convention de prestation de services techniques, qui prévoit que ces personnes seront des dirigeants de Longview et lui fourniront des services, mais demeureront des employés d'Advantage. Pendant la durée de la convention de prestation de services techniques, Longview ne prévoit pas embaucher de hauts dirigeants hors du cadre de la convention et tous les employés de Longview seront rémunérés par Advantage, sous réserve des remboursements à la charge de Longview qui y sont prévus. Nonobstant la convention de prestation de services techniques, si Longview a besoin d'employés supplémentaires, elle pourra les embaucher et les rémunérer elle-même.

L'affectation de membres du personnel d'Advantage aux postes de chef de la direction, de chef des finances et de chef de l'exploitation sera soumise chaque année à l'approbation des membres indépendants du conseil d'administration de Longview. Aux termes de la convention de prestation de services techniques, si les administrateurs indépendants de Longview n'approuvent pas les personnes qu'Advantage se propose d'affecter aux postes de chef de la direction, de chef des finances et de chef de l'exploitation de Longview, Advantage devra faire tous les efforts raisonnables pour proposer d'autres candidats appropriés (les « **nouveaux hauts dirigeants** »). Si les administrateurs indépendants de Longview n'approuvent pas les nouveaux hauts dirigeants, Longview pourra affecter à ces postes les personnes de son choix ou résilier la convention de prestation de services techniques au moyen d'un préavis de 30 jours.

## Partage des services

Conformément à la convention de prestation de services techniques, le personnel d'Avantage fournira des services ayant trait à la gestion, à l'exploration, à la mise en valeur et à l'exploitation de l'actif visé par l'acquisition et assumera diverses fonctions administratives, notamment les services et les fonctions décrits ci-après :

1. agir sur le terrain à titre d'exploitant des puits et des installations qui font partie de l'actif visé par l'acquisition et accomplir toutes les tâches et fournir tous les services qu'un exploitant accomplit ou fournit habituellement dans le cadre de la gestion et de l'exploitation, sur le terrain, de puits et d'installations du même type;
2. agir en qualité de superviseur, aussi bien sur le terrain que dans les bureaux, à l'égard de tous les travaux de construction, de forage, de conditionnement, d'équipement ou de collecte relatifs à l'actif visé par l'acquisition ou de travaux qui se rapportent à de nouvelles installations, le cas échéant, ou fournir les services d'un tel superviseur;
3. diriger toutes les activités relatives aux puits et aux installations de manière sûre et compétente, conformément aux normes reconnues dans le secteur et aux lois applicables;
4. passer des commandes auprès des fournisseurs et signer les bordereaux de réception connexes;
5. suivre les instructions raisonnables des représentants de Longview au sujet de l'exploitation des puits et des installations et faire à Longview des comptes rendus sur l'exploitation générale des puits et des installations chaque fois que celle-ci, agissant raisonnablement, le lui demande;
6. recommander à Longview les occasions d'acquisition à saisir (voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts »);
7. indiquer à Longview les possibilités de forage, de remise en production ou de quelque autre forme de mise en valeur que présente l'actif visé par l'acquisition;
8. s'assurer que le personnel possède la formation et les compétences requises pour s'acquitter de ses tâches et qu'il a reçu la formation requise avant d'exploiter les puits et les installations et s'assurer que les activités de Longview respectent les normes de sécurité, les méthodes de travail et les règlements en matière de prévention des accidents que celle-ci préconise;
9. établir, administrer et tenir tous les dossiers et la correspondance, les fiches immobilières et les registres relatifs aux propriétés et à l'actif de Longview;
10. embaucher le personnel ou retenir les services des mandataires, des représentants, des spécialistes ou des autres personnes qu'il juge nécessaires ou souhaitables aux fins de l'exploitation de l'entreprise de Longview, leur confier les pouvoirs et les fonctions nécessaires ou souhaitables à cette fin, sous réserve des conditions et moyennant la rémunération qu'Avantage, à sa discrétion, établit, ou, s'il le juge nécessaire ou souhaitable, les congédier ou mettre fin à leurs services;
11. fournir des services administratifs, notamment des services de gestion des ressources humaines et des services de comptabilité, y compris des conseils et de l'aide relativement à la gestion des comptes, à la facturation, au recouvrement, à la tenue du grand livre général, à l'établissement des états financiers, à l'établissement des budgets et à la rédaction des plans d'affaires;
12. fournir des locaux, du matériel et du personnel de bureau capable d'assurer, entre autres, les services de comptabilité et de secrétariat, les services du siège social et les services d'administration des terrains qui sont raisonnablement nécessaires pour s'acquitter des fonctions qui lui incombent aux termes de la convention de prestation de services techniques.

## Frais et charges

En contrepartie des services et du personnel qu'Advantage aura fournis aux termes de la convention de prestation de services techniques, Longview lui versera chaque mois des frais administratifs (i) correspondant à sa quote-part dans les frais généraux et administratifs qu'Advantage aura engagés relativement aux activités de production, de mise en valeur, d'acquisition, de comptabilité et d'administration, selon leurs volumes de production respectifs de pétrole, de gaz naturel, de bitume et d'hydrocarbures connexes, et d'autres substances, qu'elles soient à l'état gazeux, liquide ou solide et qu'il s'agisse d'hydrocarbures ou non (y compris du soufre), qui pourraient être produites en association avec les produits précités, ou de l'un ou l'autre d'entre eux ou de l'un ou l'autre de leurs composantes (collectivement, les « **substances hydrocarbonées** ») (établis selon le ratio de conversion des bep qui constitue la norme dans le secteur) par rapport aux volumes cumulés de production de substances hydrocarbonées d'Advantage et de Longview, ces frais généraux et administratifs excluant les frais directs attribuables à Advantage, comme la rémunération qui est payable aux administrateurs d'Advantage et les frais découlant du fait qu'Advantage est une société ouverte (y compris les frais relatifs à la communication et à la présentation de l'information financière, les droits d'inscription en bourse, les honoraires des conseillers juridiques et des vérificateurs, la rémunération des administrateurs et les frais relatifs aux relations avec les épargnants et aux assemblées annuelles), majorés (ii) des frais généraux et administratifs liés directement aux services d'ingénierie et d'acquisition et aux services des conseillers juridiques et des autres professionnels, déduction faite (iii) des frais indirects au titre de l'exploitation et des immobilisations qui sont recouvrés et directement attribuables à l'actif visé par l'acquisition et aux éléments d'actif acquis, le cas échéant, dans le cadre d'opérations subséquentes. Les frais administratifs ainsi calculés seront facturés chaque mois et, pour les périodes de moins d'un mois, ils feront l'objet d'une réduction proportionnelle, au besoin. Selon les résultats de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010, Longview estime qu'elle aurait eu à verser 5 M\$ à Advantage aux termes de la convention de prestation de services techniques si celle-ci avait été en vigueur au cours de cette période.

## Limitation des pouvoirs d'Advantage

Sauf disposition à l'effet contraire dans la convention de prestation de services techniques, Advantage n'aura pas le pouvoir de signer, pour le compte de Longview, quelque acte, convention ou document que ce soit, et tous ces documents devront être signés par les signataires autorisés de Longview. Nonobstant ce qui précède, les membres du conseil d'administration ou de la direction de Longview, selon le cas, pourront déléguer à des représentants d'Advantage le pouvoir de signer et de remettre, pour le compte de Longview, les actes, les conventions ou les documents qu'ils jugeront appropriés. En outre, Advantage ne peut en aucun temps, sans d'abord avoir obtenu l'approbation écrite du chef de la direction, du chef des finances ou du chef de l'exploitation de Longview (ou d'autres dirigeants de Longview), donner un consentement contractuel ou renoncer à des modalités contractuelles en faveur ou au profit d'Advantage ou d'un membre de son groupe, pour le compte de Longview, aux termes d'un contrat qu'Advantage ou un membre de son groupe a conclu avec Longview.

## Résiliation

La convention de prestation de services techniques entrera en vigueur au moment de la réalisation de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition et aura une durée initiale de un an. Elle sera reconduite automatiquement pour une durée de un an à chaque date anniversaire de la convention ou de la reconduction de celle-ci, selon le cas. Après la durée initiale, l'une ou l'autre des parties pourra la résilier au moyen d'un préavis écrit de 120 jours à l'autre partie.

De plus, si (i) Advantage est en défaut d'exécution de ses obligations, de ses responsabilités ou de ses engagements importants aux termes de la convention de prestation de services techniques et que, dans les cas où il serait raisonnablement possible de remédier à ce défaut dans les 60 jours après la réception d'un avis de Longview précisant la nature du défaut, Advantage ne le fait pas ou que, dans les cas où il ne serait pas raisonnablement possible de remédier à ce défaut dans un tel délai, elle ne commence pas à y remédier ou ne prend pas de mesures afin d'y remédier pendant un tel délai et, par la suite, ne prend pas de dispositions en vue d'y remédier avec diligence et aussi promptement qu'il est raisonnablement possible de le faire, (ii) Advantage A) entame des procédures en vue d'être reconnue faillie volontaire ou consent au dépôt d'une procédure en faillite à son encontre, B) dépose une demande, une réponse ou un consentement ou un autre acte de procédure en vue de la réalisation d'une restructuration, d'un rajustement, d'un arrangement, d'un concordat ou d'une autre mesure de redressement en vertu des lois fédérales, provinciales ou d'État canadiennes ou américaines, selon le cas, assurant la protection des

débiteurs faillis ou insolvable, C) consent à la nomination d'un séquestre, d'un liquidateur, d'un syndic de faillite ou d'un cessionnaire de ses biens, D) liquide ses affaires volontairement ou E) prend d'autres mesures en vue d'être reconnue insolvable, ou (iii) Advantage est visée A) par une procédure en vue de la nomination d'un séquestre, d'un administrateur-séquestre ou d'un syndic de faillite à l'égard de ses biens ou B) par une procédure en dissolution ou en liquidation, et que cette procédure n'est pas contestée de bonne foi par un moyen approprié ou, si Advantage la conteste, poursuit son cours et n'est pas rejetée ou suspendue pendant plus de 30 jours après qu'elle a été entamée (dans chaque cas, un « **cas de résiliation découlant d'Advantage** »). Si un cas de résiliation découlant d'Advantage se produit, et sans qu'il soit nécessaire de recourir à des voies judiciaires et sans que soient limités les autres droits ou recours qu'elle pourrait exercer en vertu de la loi ou d'une autre manière, Longview pourra résilier la convention de prestation de services techniques au moyen d'un préavis écrit de 10 jours en ce sens à Advantage.

### ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau qui suit donne le nom et le lieu de résidence de chacun des administrateurs et des hauts dirigeants actuels de la Société, les postes qu'ils occupent au sein de la Société, le nombre d'actions ordinaires dont ils sont propriétaires véritables ou sur lesquelles ils exercent une emprise en date du 28 février 2011 ainsi que leurs occupations principales au cours des cinq dernières années. Les administrateurs et les hauts dirigeants de la Société ont informé Longview qu'ils avaient l'intention de souscrire environ ● actions ordinaires dans le cadre du présent placement.

| <b>Nom, province et pays de résidence</b>               | <b>Postes occupés et date d'entrée en fonction</b>                     | <b>Nombre d'actions ordinaires dont il est propriétaire véritable ou sur lesquelles il exerce une emprise</b> | <b>Occupations principales (au cours des cinq dernières années)</b>   |
|---|--|---|---|
| Kelly Drader<br>Alberta, Canada                         | Président et chef de la direction depuis le 15 décembre 2010           | Néant   | Président et chef des finances d'Advantage depuis le 27 janvier 2009. Chef de la direction d'Advantage du 24 mai 2001 au 27 janvier 2009. Président d'AIM de mars 2001 à juin 2006. Auparavant, vice-président principal (1997-2001) et vice-président, Finances et chef des finances (1990-1997) du groupe de sociétés EnerPlus, sociétés qui se spécialisent dans la gestion de fiducies de redevances et de fonds de revenu pétroliers et gaziers. |
| Craig Blackwood<br>Alberta, Canada                      | Chef des finances depuis le 4 mars 2010                                | Néant   | Vice-président, Finances d'Advantage depuis le 27 janvier 2009. M. Blackwood est comptable agréé et il a été le directeur des finances d'Advantage de novembre 2004 au 27 janvier 2009.   |
| Andy Mah<br>Alberta, Canada                             | Chef de l'exploitation depuis le 15 décembre 2010                      | Néant   | Chef de la direction d'Advantage depuis le 27 janvier 2009. Président et chef de l'exploitation du 23 juin 2006 au 27 janvier 2009. Auparavant, président de Ketch Resources Ltd. depuis octobre 2005. Chef de l'exploitation de Ketch Resources Ltd. de janvier 2005 à septembre 2005. Auparavant, haut dirigeant et vice-président, Ingénierie et exploitation de Northrock Resources Ltd. d'août 1998 à janvier 2005.                              |
| Steven Sharpe <sup>(1),(2),(3)</sup><br>Ontario, Canada | Président du conseil externe et administrateur depuis le 27 avril 2010 | Néant   | Directeur général, The EmBeSa Corporation. M. Sharpe est l'un des administrateurs d'Advantage depuis 2001 et président du conseil externe depuis 2005. En outre, il est président du conseil de Prime Restaurants Inc. D'octobre 2009   |

| <b>Nom, province et pays de résidence</b> | <b>Postes occupés et date d'entrée en fonction</b> | <b>Nombre d'actions ordinaires dont il est propriétaire véritable ou sur lesquelles il exerce une emprise</b> | <b>Occupations principales (au cours des cinq dernières années)</b>   |
|---|--|---|---|
|   |  |   | à mars 2010, il a été président du conseil et chef de la direction du Prime Restaurants Royalty Income Fund. Jusqu'en juillet 2009, il a été conseiller principal chez Blair Franklin Capital Partners, Inc., société de courtage de Toronto qu'il a fondée avec d'autres en mai 2003. Auparavant, il était associé directeur de Blair Franklin depuis la création de celle-ci. Auparavant, il a été directeur général de The EBS Corporation, société de consultation en gestion et en stratégie. Avant d'entrer au service d'EBS, M. Sharpe était vice-président directeur de The Kroll-O'Gara Company (« <b>Kroll</b> »), de New York et, auparavant, associé principal chez Davies, Ward & Beck de Toronto. |
| Stephen E. Balog<br>Alberta, Canada       | Administrateur depuis le 27 avril 2010             | Néant   | Président, West Butte Management Inc., société de consultation en pétrole et en gaz fermée. Auparavant, président et chef de l'exploitation et l'un des administrateurs de Tasman Exploration Ltd. de 2001 à juin 2007. M. Balog est l'un des administrateurs d'Advantage depuis 2007.  |
| Jay P. Reid<br>Alberta, Canada            | Secrétaire général depuis le 4 mars 2010           | Néant   | Associé au sein du cabinet d'avocats Burnet, Duckworth & Palmer LLP, de Calgary, il pratique le droit des sociétés et des valeurs mobilières depuis 1990. Il a été administrateur ou dirigeant d'un certain nombre d'émetteurs cotés en bourse. À l'heure actuelle, il siège au conseil de Madalena Ventures Inc. et est secrétaire général d'Advantage Oil & Gas Ltd., d'Orleans Energy Ltd., de TriOil Resources Ltd. et de Pinecrest Energy Ltd., ainsi que d'autres émetteurs fermés.   |

Au moment de la réalisation du présent placement, on prévoit que Stephen E. Balog démissionnera du conseil de la Société et que les personnes suivantes y seront nommées, de sorte que le conseil d'administration sera composé de MM. Sharpe, Baker et Gilbert.

| <b>Nom, province et pays de résidence</b>            | <b>Postes occupés et date d'entrée en fonction</b>        | <b>Nombre d'actions ordinaires dont il est propriétaire véritable ou sur lesquelles il exerce une emprise</b> | <b>Occupations principales (au cours des cinq dernières années)</b>  |
|--|---|---|--|
| Doug Baker <sup>(1),(2),(3)</sup><br>Alberta, Canada | Doit être nommé au moment de la réalisation du placement. | Néant   | M. Baker est comptable agréé et œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz depuis 32 ans. Juste avant son départ à la retraite en septembre 2006, il était vice-président, Finances et chef des finances d'une société pétrolière et gazière inscrite à la TSX. M. Baker apporte au conseil de la Société de vastes connaissances en comptabilité, en finances et en gouvernance. Il a déjà présidé l'Institut Canadien des Comptables Agréés. |

| Nom, province et pays de résidence                      | Postes occupés et date d'entrée en fonction               | Nombre d'actions ordinaires dont il est propriétaire véritable ou sur lesquelles il exerce une emprise | Occupations principales (au cours des cinq dernières années)   |
|---|---|--|--|
| Daryl Gilbert <sup>(1),(2),(3)</sup><br>Alberta, Canada | Doit être nommé au moment de la réalisation du placement. | Néant  | M. Gilbert œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz naturel de l'Ouest canadien depuis plus de 30 ans. Il a travaillé de 1979 à 2005 au sein de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (désormais GLJ Petroleum Consultants Ltd.) (« GLJ »), cabinet de consultation en ingénierie, à titre d'évaluateur de réserves. Il a été président et chef de la direction de GLJ de 1994 à 2005. Depuis 2005, il est un homme d'affaires et un investisseur indépendant et siège au conseil d'un certain nombre d'entreprises ouvertes et fermées. M. Gilbert est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie civil de l'Université du Manitoba et porte le titre d'ingénieur en Alberta. |

#### Notes

- (1) Membre du comité d'évaluation des réserves indépendant.
- (2) Membre du comité de vérification.
- (3) Membre du comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération.
- (4) Les administrateurs de Longview seront en poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires de la Société ou jusqu'à ce que leurs successeurs soient nommés ou élus conformément à la *Business Corporations Act* (Alberta).

Au 28 février 2011, les administrateurs et les hauts dirigeants actuels de la Société, collectivement, n'étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, d'aucune action ordinaire ni n'exerçaient d'emprise sur ces actions. En présumant que le présent placement sera réalisé, les administrateurs et les hauts dirigeants de la Société, collectivement, seront propriétaires véritables, directement ou indirectement, de • actions ordinaires, ce qui représente environ • % des actions ordinaires émises et en circulation, ou exerceront une emprise sur une telle proportion d'actions ordinaires.

#### Antécédents professionnels des hauts dirigeants et des administrateurs

##### Kelly Drader, 54 ans

##### Président et chef de la direction

M. Drader est président et chef des finances d'Avantage depuis le 27 janvier 2009. Auparavant, il a été chef de la direction d'Avantage du 24 mai 2001 au 27 janvier 2009 et président d'AIM de mars 2001 à juin 2006. Avant cela, M. Drader a été vice-président principal (1997-2001) et vice-président, Finances et chef des finances (1990-1997) du groupe de sociétés EnerPlus, sociétés qui se spécialisaient dans la gestion de fiducies de redevances et de fonds de revenu pétroliers et gaziers. M. Drader est comptable agréé et titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Calgary. Conformément à la convention de prestation de services techniques, M. Drader partagera ses heures de travail entre Avantage et la Société, selon les besoins.

##### Craig Blackwood, 42 ans

##### Chef des finances

M. Blackwood est vice-président, Finances d'Avantage depuis janvier 2009 et il a été directeur des finances d'Avantage de novembre 2004 à janvier 2009. M. Blackwood a été contrôleur d'octobre 2003 à novembre 2004 et directeur de la présentation de l'information financière de mars 2002 à octobre 2003 de Calpine Canada Natural Gas Company et du Calpine Power Income Fund. Auparavant, il a occupé diverses fonctions financières et acquis une expérience diversifiée dans le secteur des ressources. M. Blackwood est comptable agréé et titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université Memorial de Terre-Neuve. Conformément à la convention de prestation

de services techniques, M. Blackwood partagera ses heures de travail entre Advantage et la Société, selon les besoins.

**Andy Mah, 51 ans**  
**Chef de l'exploitation**

M. Mah est chef de la direction d'Advantage depuis le 27 janvier 2009. Auparavant, il a été président et chef de l'exploitation d'Advantage du 23 juin 2006 au 27 janvier 2009. Avant cela, il était président de Ketch Resources Ltd. depuis octobre 2005 et a été chef de l'exploitation de Ketch Resources Ltd. de janvier 2005 à septembre 2005. Auparavant, M. Mah a été haut dirigeant et vice-président, Ingénierie et exploitation de Northrock Resources Ltd. d'août 1998 à janvier 2005. M. Mah est ingénieur et titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique et d'un baccalauréat ès sciences en chimie de l'Université de Saskatchewan. Conformément à la convention de prestation de services techniques, M. Mah partagera ses heures de travail entre Advantage et la Société, selon les besoins.

**Steven Sharpe, 57 ans**  
**Président du conseil externe et administrateur**

Depuis juillet 2009, M. Sharpe est directeur général, The EmBeSa Corporation. M. Sharpe est l'un des administrateurs d'Advantage depuis 2001 et président du conseil externe depuis 2005. En outre, il est président du conseil externe de Prime Restaurants Inc. D'octobre 2009 à mars 2010, il a été président du conseil externe et chef de la direction du Prime Restaurants Royalty Income Fund. Jusqu'en juillet 2009, il a été conseiller principal chez Blair Franklin Capital Partners, Inc., société de courtage de Toronto qu'il a fondée avec d'autres en mai 2003. Auparavant, il était associé directeur de Blair Franklin depuis la création de celle-ci. Auparavant, il a été directeur général de The EBS Corporation, société de consultation en gestion et en stratégie. Avant d'entrer au service d'EBS, M. Sharpe était vice-président directeur de Kroll et, auparavant, associé principal chez Davies, Ward & Beck de Toronto. M. Sharpe est titulaire d'un baccalauréat en droit de la faculté de droit Osgoode Hall de l'Université York et d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Western Ontario.

**Stephen E. Balog, 60 ans**  
**Administrateur**

M. Balog est président de West Butte Management Inc., société de consultation en pétrole et en gaz fermée. Auparavant, il a été président et chef de l'exploitation et l'un des administrateurs de Tasman Exploration Ltd. de 2001 à juin 2007, et l'un des administrateurs de BelAir Energy Corporation, petite société ouverte. M. Balog est l'un des administrateurs d'Advantage depuis 2007. Il a été nommé au comité de consultation pétrolière de la Commission des valeurs mobilières de l'Alberta en 2009 et il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique. Au moment de la réalisation du présent placement, on prévoit que Stephen E. Balog démissionnera du conseil de la Société.

**Doug Baker, 58 ans**  
**Administrateur**

M. Baker est comptable agréé et œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz depuis 32 ans. Juste avant son départ à la retraite en septembre 2006, il était vice-président, Finances et chef des finances de Valiant Energy Inc., société pétrolière et gazière inscrite à la TSX. Auparavant, il était président et chef des finances de Forte Resources et de ses sociétés devancières depuis août 2001. M. Baker apporte au conseil d'administration de la Société de vastes connaissances en comptabilité, en finances et en gouvernance. Il a déjà présidé l'Institut Canadien des Comptables Agréés. M. Baker est comptable agréé depuis 1977 et titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université de Saskatchewan. En 1996, il a eu l'honneur d'être nommé *Fellow* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

**Daryl Gilbert, 59 ans**  
**Administrateur**

M. Gilbert œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz naturel de l'Ouest canadien depuis plus de 30 ans. Il a travaillé de 1979 à 2005 au sein de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (désormais GLJ Petroleum Consultants Ltd.) (« **GLJ** »), cabinet de consultation en ingénierie, à titre d'évaluateur de réserves. Il a été président et chef de la direction de GLJ de 1994 à 2005. Depuis 2005, il est un homme d'affaires et un investisseur indépendant et siège au conseil d'un certain nombre d'entreprises ouvertes et fermées. M. Gilbert porte le titre d'ingénieur en Alberta et est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie civil de l'Université du Manitoba.

**Jay P. Reid, 46 ans**  
**Secrétaire général**

M. Reid est associé au sein du cabinet d'avocats Burnet, Duckworth & Palmer LLP, de Calgary, et il pratique le droit des sociétés et des valeurs mobilières depuis 1990. Il a été administrateur ou dirigeant d'un certain nombre d'émetteurs cotés en bourse. À l'heure actuelle, il siège au conseil de Madalena Ventures Inc. et est secrétaire général d'Advantage Oil & Gas Ltd., d'Orleans Energy Ltd., de TriOil Resources Ltd. et de Pine Crest Energy Ltd., ainsi que d'autres émetteurs fermés. M. Reid est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) et d'un baccalauréat en droit de l'Université d'Alberta.

**Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions**

Sauf pour ce qui est indiqué ci-après :

- a) aucun administrateur ou dirigeant qui occupe ses fonctions actuellement ou dont la candidature est proposée ni aucun porteur de titres détenant actuellement un nombre suffisant de titres de Longview pour exercer une influence importante sur le contrôle de celle-ci n'a, au cours des dix années ayant précédé la date du présent document, été administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'un émetteur (y compris Longview) qui, (i) pendant que cette personne agissait à ce titre, a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations ou d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui l'empêchait de se prévaloir d'une dispense des obligations prévues par les lois sur les valeurs mobilières, l'ordonnance en question étant en vigueur, dans chaque cas, pendant plus de trente (30) jours consécutifs ou (ii) a fait l'objet d'une ordonnance qui a fait en sorte que l'administrateur, le haut dirigeant ou le porteur de titres détenant un nombre suffisant de titres de Longview pour exercer une influence importante sur le contrôle de celle-ci a cessé d'être administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'un émetteur, ou que l'émetteur fasse l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations ou d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui l'empêchait de se prévaloir d'une dispense des obligations prévues par les lois sur les valeurs mobilières, l'ordonnance en question étant en vigueur, dans chaque cas, pendant plus de trente (30) jours consécutifs et résultant d'un événement survenu pendant que cette personne agissait à titre d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances de l'émetteur;
- b) aucun administrateur ou dirigeant qui occupe ses fonctions actuellement ou dont la candidature est proposée ni aucun porteur de titres détenant actuellement un nombre suffisant de titres de Longview pour exercer une influence importante sur le contrôle de celle-ci n'a, au cours des dix années ayant précédé la date du présent document, été administrateur ou haut dirigeant d'une société (y compris Longview) qui, pendant que cette personne agissant à ce titre ou pendant la période de un an après que cette personne a cessé d'agir à ce titre, a fait faillite, a présenté une proposition en vertu d'une loi sur la faillite ou l'insolvabilité, a fait l'objet d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou proposé un tel arrangement ou concordat, intenté des poursuites à cet égard ou fait l'objet de telles poursuites, ou subi la nomination d'un séquestre, d'un administrateur-séquestre ou d'un fiduciaire chargé de détenir son actif;
- c) aucun administrateur ou dirigeant qui occupe ses fonctions actuellement ou dont la candidature est proposée ni aucun porteur de titres détenant actuellement un nombre suffisant de titres de Longview pour exercer une influence importante sur le contrôle de celle-ci n'a, au cours des dix années ayant précédé la date du présent document, fait faillite, présenté une proposition en vertu d'une loi sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou proposé un tel

arrangement ou concordat, intenté des poursuites à cet égard ou fait l'objet de telles poursuites, ou subi la nomination d'un séquestre, d'un administrateur-séquestre ou d'un fiduciaire chargé de détenir son actif;

- d) aucun administrateur ou dirigeant qui occupe ses fonctions actuellement ou dont la candidature est proposée ni aucun porteur de titres détenant actuellement un nombre suffisant de titres de Longview pour exercer une influence importante sur le contrôle de celle-ci n'a fait l'objet (i) d'amendes ou de sanctions imposées par un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu une convention de règlement avec une telle autorité, (ii) d'autres amendes ou sanctions imposées par un tribunal ou un organisme de réglementation qu'un épargnant raisonnable qui aurait à prendre une décision en matière de placement considérerait probablement comme importantes.

M. Gilbert siège au conseil de Global Direct Inc. (« **Global Direct** »). Les 20 et 22 novembre 2002, Global Direct a fait l'objet d'ordonnances d'interdiction d'opérations rendues par les commissions des valeurs mobilières de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, respectivement, pour avoir déposé des états financiers en retard. Les états financiers requis ont été déposés et les ordonnances d'interdiction d'opérations ont été révoquées le 23 décembre 2002. Par la suite, Global Direct a demandé et obtenu la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) en juin 2007 et, après de vains efforts de restructuration, l'un de ses créanciers a nommé un séquestre en décembre 2007.

### **Conflits d'intérêts**

Il se pourrait que des membres du conseil ou de la direction de la Société fassent à un moment donné partie du conseil ou de la direction de sociétés dont les intérêts entrent en conflit avec ceux de Longview. Conformément à la *Business Corporations Act* (Alberta), les administrateurs qui ont un intérêt dans une opération projetée sur laquelle le conseil d'administration de la Société doit voter sont tenus de divulguer leurs intérêts et de s'abstenir de voter sur l'opération en question.

Au 28 février 2011, la Société n'était au courant d'aucun conflit d'intérêts important, réel ou éventuel, qui opposerait la Société et une filiale de celle-ci et un administrateur ou un dirigeant de la Société ou d'une filiale de celle-ci, sauf que, relativement à l'acquisition, Kelly Drader, président et chef de la direction de la Société, Craig Blackwood, chef des finances de la Société, Andy Mah, chef de l'exploitation de la Société, et Jay P. Reid, secrétaire général de la Société, sont également des dirigeants d'Avantage, et Stephen Balog et Steven Sharpe, deux des administrateurs de la Société, sont également des administrateurs d'Avantage.

Au moment de la réalisation de l'acquisition et du présent placement, Longview et Avantage concluront la convention relative à la gouvernance, dans laquelle Avantage s'engagera à exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires de sorte que le conseil d'administration de Longview soit composé majoritairement d'administrateurs indépendants jusqu'à la première des dates suivantes, soit (i) la date à laquelle Avantage cessera d'être propriétaire véritable de plus de 50 % des actions ordinaires en circulation ou (ii) la date à laquelle Avantage et Longview prendront d'autres dispositions par écrit. Aux termes de la convention relative à la gouvernance, Longview s'engagera à inscrire sur la liste des candidats à l'élection du conseil à une assemblée des actionnaires de la Société les administrateurs indépendants qu'Avantage pourrait mettre en candidature ou proposer. L'engagement d'Avantage dont il est question ci-dessus ne s'appliquera pas si un tiers propose une liste de candidats émanant d'un opposant.

### **RÉGIME INCITATIF D'OCTROI D' ACTIONS FAISANT L'OBJET DE RESTRICTIONS LIÉ AU RENDEMENT**

La Société a un régime incitatif d'octroi d'actions faisant l'objet de restrictions lié au rendement, dit régime incitatif, qui permet au conseil d'administration d'octroyer des actions faisant l'objet de restrictions, ou des AFOR, aux fournisseurs de services de Longview, y compris ceux dont les services ont été retenus aux termes de la convention de prestation de services techniques.

Les objectifs principaux du régime incitatif sont les suivants : a) permettre à la Société et aux membres de son groupe d'intéresser et de garder à leur service les fournisseurs de services compétents dont ils ont besoin; b) inciter

ces fournisseurs de services à détenir une participation dans la Société ainsi qu'à demeurer au service de la Société et des membres de son groupe et à consacrer le maximum d'efforts à la réussite de l'entreprise de la Société; c) récompenser et stimuler le rendement de certains fournisseurs de services; d) axer les efforts des fournisseurs de services sur les résultats d'exploitation, les résultats financiers ainsi que le rendement total à long terme réalisé par les actionnaires.

Le conseil d'administration administre le régime incitatif et a le pouvoir, à son entière discrétion, sous réserve des dispositions expresses du régime incitatif et conformément à celles-ci, d'administrer le régime incitatif et d'exercer tous les pouvoirs qui lui sont conférés expressément dans le cadre de celui-ci, y compris les pouvoirs suivants : a) octroyer des AFOR; b) établir la juste valeur marchande des actions ordinaires à quelque date que ce soit; c) désigner les fournisseurs de services à qui des AFOR seront octroyées; d) établir le nombre d'actions ordinaires qui font l'objet de chaque octroi d'AFOR; e) devancer la date à laquelle les actions ordinaires octroyées dans le cadre des attributions d'AFOR seront émises à leur bénéficiaire (la « **date d'émission** ») en échange de la totalité ou d'une partie de ses AFOR.

Selon les modalités du régime incitatif, tous les fournisseurs de services sont admissibles aux octrois d'AFOR. Chaque AFOR donne à son porteur le droit de se faire émettre le nombre d'actions qui y est indiqué, et ces actions sont acquises à leur porteur et lui sont émises à raison de un tiers à la date de l'octroi et à raison de un tiers à chacun des premier et deuxième anniversaires de la date de l'octroi ou à la date antérieure ou postérieure que le conseil d'administration pourrait fixer. En règle générale, sauf dans certaines circonstances, les AFOR sont octroyées chaque trimestre vers le 15 janvier, le 15 avril, le 15 juillet et le 15 octobre. Selon le régime incitatif, le nombre maximal d'actions ordinaires réservées à des fins d'émission en échange d'AFOR ne peut pas excéder 5 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation à quelque moment que ce soit. Le nombre maximal prescrit peut être augmenté ultérieurement, à la condition que le changement soit autorisé par un vote des actionnaires de la Société. En outre, aucun fournisseur de services ne peut bénéficier d'un octroi d'AFOR dont le nombre, ajouté à celui de toutes les AFOR qu'il détient à ce moment-là, lui donnerait le droit de recevoir un nombre d'actions ordinaires supérieur à 5 % du nombre d'actions ordinaires en circulation (le « **plafond de 5 %** »), sans tenir compte de la dilution. De plus, (i) le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des initiés à quelque moment que ce soit, aux termes de tous les mécanismes de rémunération en titres de la Société, ne doit pas excéder 10 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation et (ii) le nombre d'actions ordinaires émises à des initiés au cours d'une période de un an, aux termes de tous les mécanismes de rémunération en titres de la Société, ne doit pas excéder 10 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises en échange d'AFOR octroyées aux termes du régime incitatif à un administrateur de la Société qui n'est pas un dirigeant ou un employé de la Société ou d'un membre du groupe de la Société ne doit pas excéder 0,5 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation.

En cas de changement de contrôle de la Société (sauf s'il est réalisé par Advantage), au sens donné à ce terme dans le régime incitatif, le délai d'acquisition des droits sur les AFOR prescrit par les modalités du régime est écourté et toutes les AFOR n'ayant pas été échangées le sont immédiatement avant la date de réalisation du changement de contrôle.

Aux termes du régime incitatif, sauf si le conseil d'administration établit une disposition contraire après avoir tenu compte des facteurs appropriés, ou sauf disposition contraire d'une convention d'octroi d'AFOR se rapportant à un octroi d'AFOR en particulier ou d'une convention écrite régissant le rôle d'un bénéficiaire à titre de fournisseur de services, si un bénéficiaire cesse d'être un fournisseur de services, a) parce que la Société met fin à sa relation avec lui pour un motif valable, en date de l'avis à cet effet donné au bénéficiaire, toutes les conventions d'octroi d'AFOR en vigueur aux termes desquelles des AFOR lui ont été octroyées seront résiliées et le bénéficiaire perdra tous les droits de recevoir des actions ordinaires qui y sont prévus, b) parce que la Société met fin à sa relation avec lui sans motif valable, toutes les actions ordinaires sous-jacentes aux AFOR qui lui ont été octroyées et sont toujours en circulation seront émises à la date à laquelle il cesse d'être un fournisseur de services, c) parce qu'il démissionne volontairement (sauf dans le cas d'un « fournisseur de services prenant sa retraite », soit un fournisseur de services qui est âgé de plus de 62 ans et compte plus de 10 années de service reconnues au sein de la Société et dont les AFOR seront, à moins que le conseil d'administration n'en devance l'émission, à son entière discrétion, émises dans le cours normal du régime sur une période de deux ans), toutes les conventions d'octroi d'AFOR en vigueur aux termes desquelles des AFOR lui ont été octroyées seront résiliées et il perdra tous les droits de recevoir des actions

ordinaires qui y sont prévus; d) parce qu'il est décédé, toutes les actions ordinaires qui lui ont été octroyées aux termes d'une convention d'octroi d'AFOR en vigueur seront émises en date de son décès.

Sauf en cas de décès, le droit de recevoir les actions ordinaires sous-jacentes à un octroi d'AFOR ne peut être exercé que par le fournisseur de services qui a bénéficié de l'octroi. Sauf disposition contraire du régime incitatif, aucun transfert, cession, vente ou nantissement d'AFOR, ni la création d'une charge grevant de telles AFOR, que l'opération soit effectuée volontairement ou involontairement, par l'effet de la loi ou d'une autre manière, ne confère de droit sur ces AFOR à un cessionnaire et, dès le moment de la cession, de la vente, du transfert, du nantissement ou de la création d'une telle charge, ou d'une tentative faite dans ce but, les AFOR visées prennent fin et n'ont plus aucun effet.

Le régime incitatif ne peut être modifié ou aboli qu'avec l'approbation de la bourse à laquelle les actions ordinaires sont inscrites, celle d'un comité formé du chef de la direction et du chef des finances de la Société (les « **représentants des fournisseurs de services** ») et celle des actionnaires donnée par voie de résolution ordinaire à une assemblée des actionnaires, comme le prévoient les politiques de la bourse à laquelle les actions ordinaires sont inscrites. Nonobstant quelque autre disposition que ce soit du régime incitatif, en cas de changement de contrôle (sauf s'il est réalisé par Advantage) ou de changement de contrôle projeté, le régime incitatif ne peut être modifié d'une manière qui porte atteinte aux droits des fournisseurs de services qui y sont prévus (notamment les attributions d'AFOR ou les attributions non octroyées qui ont été gagnées ou cumulées avant un changement de contrôle) sans le consentement des représentants des fournisseurs de services. Sous réserve du consentement de la bourse à laquelle les actions ordinaires sont inscrites, le conseil d'administration peut abolir le régime incitatif ou y apporter les modifications qu'il juge appropriées. Nonobstant ce qui précède, l'approbation des actionnaires n'est pas requise s'il s'agit de modifications de caractère administratif (c'est-à-dire la correction d'erreurs de transcription ou d'erreurs typographiques ou le règlement de questions administratives). Sans restreindre la portée générale de ce qui précède, la Société doit obtenir l'approbation des actionnaires, conformément aux politiques de la bourse à laquelle les actions ordinaires sont inscrites, lorsqu'elle souhaite faire ce qui suit : a) modifier le régime incitatif en vue d'augmenter le pourcentage d'actions ordinaires réservées à des fins d'émission en échange d'AFOR au delà du plafond de 5 % actuellement prescrit; b) modifier les dispositions du régime incitatif en matière de modification; c) modifier le régime incitatif de manière à permettre à un bénéficiaire de transférer des AFOR à un autre bénéficiaire véritable, sauf dans le cas du décès du bénéficiaire; d) modifier le régime incitatif en vue de modifier la définition de fournisseurs de services admissibles qui y figure d'une manière qui pourrait avoir pour effet d'augmenter le nombre d'initiés qui y participent. Nonobstant ce qui précède, ni l'abolition projetée du régime ni les modifications que l'on projette d'y apporter ne peuvent porter atteinte aux AFOR qui ont déjà été octroyées.

Sous réserve du plafond de 5 % et sauf en cas de changement de contrôle, le régime incitatif limite le pourcentage de participation des fournisseurs de services à 2,25 % par trimestre. Le « compte d'AFOR » désigne, dans le régime incitatif, le produit de la multiplication de la capitalisation boursière (au sens donné à ce terme dans le régime) pour la période de rendement par le facteur de participation (au sens donné à ce terme dans le régime). Par conséquent, l'envergure du compte d'AFOR disponible au cours d'une période de rendement donnée dépend du rendement total réalisé par les actionnaires et du rendement relatif de Longview par rapport à son groupe de comparaison (dont les membres sont choisis par le conseil d'administration). La capitalisation boursière est définie dans le régime incitatif.

Sous réserve du nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être émises en échange d'AFOR en circulation aux termes du régime incitatif qui est prévu dans celui-ci et sauf en cas de changement de contrôle (auquel cas le plafond de 5 % applicable aux actions ordinaires pouvant être émises en échange d'AFOR octroyées doit être maintenu mais, si le compte d'AFOR établi pour la période de rendement applicable et le nombre d'AFOR alors émises devaient dépasser le plafond de 5 %, les AFOR excédentaires (les « **AFOR excédentaires** ») qui auraient par ailleurs donné lieu à l'émission d'actions ordinaires seront réglées au moyen d'une somme en espèces correspondant au produit de la multiplication du nombre d'AFOR excédentaires par le cours des actions ordinaires sur le marché pendant les sept jours ouvrables précédant la date du changement de contrôle), le nombre d'AFOR pouvant être octroyées à l'égard d'une période de rendement applicable correspond au quotient de la division du compte d'AFOR établi en fonction de la période de rendement précédente par le cours des actions ordinaires sur le marché à la date d'octroi.

Sous réserve des modalités du régime incitatif, si la convention de prestation de services techniques est résiliée, la date d'émission de toutes les actions ordinaires qui peuvent être émises en échange des AFOR en circulation qui ont

été octroyées aux fournisseurs de services qui constituent du « personnel » au sens de cette convention sera la date de la résiliation.

En date des présentes, aucune attribution d'AFOR n'avait été faite aux termes du régime incitatif et la direction n'avait pris encore aucune décision à l'égard de celles qui seraient faites après la réalisation du présent placement. Cela dépendra du rendement de la Société après la réalisation de l'acquisition de l'actif visé par l'acquisition.

Le présent sommaire est présenté sous réserve du texte intégral du régime incitatif, que l'on peut consulter sur le site Web de SEDAR, sous le profil de la Société, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## **RÉMUNÉRATION DES HAUTS DIRIGEANTS**

### **Exercice terminé le 31 décembre 2010**

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la Société ne comptait aucun haut dirigeant, de sorte que Longview n'a versé aucun salaire ni aucune autre forme de rémunération.

### **Attentes à l'égard de l'exercice se terminant le 31 décembre 2011**

#### *Introduction*

Kelly Drader, président et chef de la direction de la Société, Craig Blackwood, chef des finances de la Société, et Andy Mah, chef de l'exploitation de la Société (collectivement, les « **hauts dirigeants désignés** »), fourniront des services à Longview aux termes de la convention de prestation de services techniques, mais ils demeureront des employés d'Advantage. Les hauts dirigeants désignés consacreront une partie de leurs heures de travail à Longview, proportionnellement aux taux de production et aux dépenses en immobilisations des deux sociétés. Pendant la durée de la convention de prestation de services techniques, Longview ne prévoit pas embaucher de hauts dirigeants, à l'exception de ceux qui sont visés par cette convention, et tous les employés de Longview seront rémunérés aux termes de cette convention. Nonobstant la convention de prestation de services techniques, si Longview a besoin d'employés supplémentaires, elle pourra les embaucher et les rémunérer elle-même. Voir « Convention de prestation de services techniques ».

#### *Éléments de la rémunération*

Sous réserve des remboursements que Longview devra effectuer aux termes de la convention de prestation de services techniques, Advantage assumera à elle seule la totalité des salaires, des frais de consultation, des avantages sociaux et des autres frais (y compris les indemnités de départ ou de cessation d'emploi et les frais connexes) des hauts dirigeants désignés, y compris les déductions à la source, les remises et les cotisations telles que l'impôt sur le revenu, les primes d'assurance-emploi, les cotisations au Régime de pensions du Canada, les cotisations aux régimes d'assurance-maladie provinciaux et les cotisations aux régimes d'indemnisation des accidentés du travail, ainsi que tous les autres avantages sociaux. En outre, à des fins administratives, Advantage versera les primes en espèces payables par Longview, sous réserve des remboursements que celle-ci devra effectuer.

En ce qui concerne la rémunération à long terme, les hauts dirigeants désignés pourront participer au régime incitatif, dont les objectifs principaux sont les suivants : (i) permettre à Longview et aux membres de son groupe d'intéresser et de garder à leur service les fournisseurs de services compétents dont elles ont besoin; (ii) inciter ces fournisseurs de services à détenir une participation dans Longview; (iii) inciter les fournisseurs de services à consacrer le maximum d'efforts à la réussite de l'entreprise de Longview; (iv) axer les efforts des fournisseurs de services sur les résultats d'exploitation, les résultats financiers et le rendement réalisé par les actionnaires. Voir « Régime incitatif d'octroi d'actions faisant l'objet de restrictions lié au rendement ».

Les salaires et les augmentations salariales des hauts dirigeants désignés seront examinés et approuvés conformément aux modalités de la convention de prestation de services techniques.

### **Tableau récapitulatif de la rémunération**

À la date des présentes, la rémunération affectée aux hauts dirigeants désignés aux termes de la convention de prestation de services techniques n'a pas été établie, car elle variera d'un mois à l'autre selon certains facteurs, comme le rapport entre la production tirée de l'actif visé par l'acquisition et celle des autres éléments d'actif d'Advantage et la tranche des frais administratifs que Longview devra rembourser chaque mois à Advantage conformément à la convention en question. Voir « Convention de prestation de services techniques ».

### **Attributions aux termes du régime incitatif**

La Société n'a aucune attribution à base d'actions ou à base d'options en cours. Elle n'a attribué aucune action faisant l'objet de restrictions aux termes du régime incitatif aux hauts dirigeants désignés depuis le début de 2011 et le conseil d'administration n'a pris aucune décision à cet égard pour le reste de 2011.

### **Indemnités de cessation d'emploi et de changement de contrôle**

Longview n'a conclu aucun contrat, convention, régime ou mécanisme qui prévoit le versement de quelque somme que ce soit aux hauts dirigeants désignés dans le cadre de leur cessation d'emploi (que celle-ci soit volontaire ou involontaire ou qu'il s'agisse d'un congédiement déguisé), de leur démission, de leur départ à la retraite, du changement de contrôle de Longview ou d'un changement dans leurs responsabilités. Les hauts dirigeants désignés de Longview seront rémunérés par Advantage, sous réserve des remboursements que Longview devra effectuer aux termes de la convention de prestation de services techniques.

### **Rémunération des administrateurs**

On prévoit actuellement verser au président du conseil une provision annuelle fixe de 100 000 \$ et à chacun des autres membres du conseil une provision annuelle fixe de 75 000 \$, en plus de rembourser à ces derniers les frais qu'ils auront engagés pour assister aux réunions du conseil ou de ses comités. En outre, les membres du conseil seront admissibles au régime incitatif. Le nombre d'AFOR qui pourront être émises aux termes du régime incitatif à un administrateur de Longview qui n'est pas un dirigeant ou un employé de Longview ou d'un membre de son groupe sera limité à 0,5 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Voir « Régime incitatif d'octroi d'actions faisant l'objet de restrictions lié au rendement ».

### **Tableau récapitulatif de la rémunération – Attentes pour 2011**

Selon les renseignements dont on dispose à la date des présentes, le tableau qui suit présente des renseignements sur la rémunération que la Société prévoit verser à ses administrateurs au cours de l'exercice se terminant le 31 décembre 2011.

| <b>Nom</b>    | <b>Rémunération gagnée (en dollars)<sup>(1)</sup></b> | <b>Attributions à base d'actions (en dollars)<sup>(2)</sup></b> | <b>Attributions à base d'options (en dollars)</b> | <b>Rémunération aux termes d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions (en dollars)<sup>(3)</sup></b> | <b>Valeur du régime de retraite (en dollars)<sup>(4)</sup></b> | <b>Toute autre rémunération (en dollars)</b> | <b>Total (en dollars)</b> |
|---------------|---|---|---|---|--|--|---------------------------|
| Steven Sharpe | 100 000   | s.o.  | s.o.  | s.o.  | s.o.   | s.o.   | 100 000                   |
| Doug Baker    | 75 000  | s.o.  | s.o.  | s.o.  | s.o.   | s.o.   | 75 000                    |
| Daryl Gilbert | 75 000  | s.o.  | s.o.  | s.o.  | s.o.   | s.o.   | 75 000                    |

#### **Notes**

- (1) Soit (i) la provision annuelle à titre de membre du conseil et (ii) la provision annuelle à titre de président d'un comité du conseil (s'il y a lieu). La rémunération effectivement gagnée au cours de l'exercice se terminant le 31 décembre 2011 pourrait être supérieure ou inférieure à la somme indiquée.
- (2) La Société n'a octroyé aucune action faisant l'objet de restrictions aux administrateurs depuis le début de 2011 et le conseil d'administration n'a pris aucune décision à cet égard pour le reste de 2011.
- (3) La Société n'a versé aucune rémunération aux termes d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions aux administrateurs depuis le début de 2011 et le conseil d'administration n'a pris aucune décision à cet égard pour le reste de 2011.
- (4) À l'heure actuelle, la Société n'offre aucun régime à prestations déterminées ou à cotisations déterminées à ses administrateurs et ne cotise à aucun régime de cette nature.

### ***Attributions à base d'options et à base d'actions en cours des administrateurs***

La Société n'a aucune attribution à base d'actions ou à base d'options en cours. Elle n'a attribué aucune action faisant l'objet de restrictions aux termes du régime incitatif aux administrateurs depuis le début de 2011 et le conseil d'administration n'a pris aucune décision à cet égard pour le reste de 2011.

### **PRÊTS CONSENTIS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX DIRIGEANTS**

Aucun des administrateurs ou des dirigeants de la Société, ni aucun des candidats au conseil de la Société, ni aucune personne ayant respectivement des liens avec ces administrateurs ou ces dirigeants ni aucun des membres de leurs groupes respectifs n'a eu, à quelque moment que ce soit depuis la constitution de la Société, quelque dette que ce soit, sans tenir compte des prêts de caractère courant, envers la Société ou une autre entreprise qui fait l'objet, ou qui a fait l'objet à quelque moment que ce soit au cours du dernier exercice terminé, d'une garantie, d'une convention de soutien, d'une lettre d'entente ou d'un autre arrangement ou entente similaire consenti par la Société.

### **EMPLOI DU PRODUIT**

Le produit brut que la Société tirera du présent placement s'établira à ● \$ (● \$ si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement). Le produit net du présent placement qui reviendra à la Société, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes, mais sans déduire les frais relatifs au présent placement estimés à ● \$, est estimé à ● \$ (● \$ si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement). Le montant total des fonds dont la Société disposera au moment de la clôture du présent placement, déduction faite des frais relatifs au présent placement estimés à ● \$, est estimé à ● \$ (● \$ si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement).

La Société prévoit utiliser le produit net du présent placement pour régler la tranche en espèces du prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition. En outre, elle prévoit utiliser initialement une tranche (jusqu'à concurrence de 100 M\$) de la facilité de crédit pour financer le reste de cette tranche en espèces. Voir « Entreprise de la Société ». Si l'option d'attribution excédentaire est levée en totalité ou en partie, Longview versera une somme en espèces supplémentaire à Advantage et cette dernière recevra moins d'actions ordinaires en contrepartie de l'actif visé par l'acquisition.

La manière dont la Société affectera le produit net du présent placement cadre avec les objectifs d'affaires et les objectifs stratégiques qu'elle a énoncés, soit l'acquisition et la mise en valeur d'éléments d'actif axés sur le gaz naturel et le pétrole.

### **MODE DE PLACEMENT**

Conformément à la convention de prise ferme, la Société a convenu d'émettre et de vendre ● actions ordinaires et les preneurs fermes ont convenu individuellement d'acheter ces actions ordinaires en vue de les revendre, sous réserve des modalités stipulées dans cette convention, au prix de ● \$ chacune, soit une contrepartie globale de ● \$. Le prix d'émission des actions ordinaires dans le cadre du présent placement a été établi par voie de négociation entre la Société et les preneurs fermes. La Société versera aux preneurs fermes, en contrepartie des services que ceux-ci auront fournis dans le cadre du présent placement, une rémunération de ● \$ par action ordinaire (5,75 % du produit brut du présent placement).

La Société a octroyé aux preneurs fermes l'option d'attribution excédentaire, que ceux-ci peuvent lever, à leur discrétion, en totalité ou en partie, à quelque moment que ce soit pendant la période allant de la clôture du présent placement au 30<sup>e</sup> jour suivant celle-ci, en vue d'acheter à la Société, au prix d'émission, jusqu'à ● actions ordinaires supplémentaires (soit 15 % du nombre d'actions ordinaires qui font l'objet du présent placement) afin de couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et à des fins de stabilisation du marché. Si les preneurs fermes lèvent l'option d'attribution excédentaire intégralement, le prix d'émission, la rémunération des preneurs fermes et le produit net revenant à la Société totaliseront respectivement ● \$, ● \$ et ● \$, sans déduire les frais relatifs au présent placement. Le présent prospectus assure également l'admissibilité du placement des actions ordinaires qui seront émises au moment de la levée de l'option d'attribution excédentaire. La personne qui acquiert des actions ordinaires faisant partie de la position d'attribution excédentaire des preneurs fermes les acquiert aux termes du présent

prospectus, que la position d'attribution excédentaire soit finalement comblée au moyen de la levée de l'option d'attribution excédentaire ou au moyen d'achats effectués sur le marché secondaire.

Les obligations qui incombent aux preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont individuelles (et non conjointes ou conjointes et individuelles) et ceux-ci peuvent y mettre fin, à leur discrétion, si certaines conditions se réalisent. Si un preneur ferme n'achète pas les actions ordinaires qu'il avait convenu d'acheter, les autres preneurs fermes pourront, sans y être tenus, acheter ces actions ordinaires. Cependant, si le nombre total d'actions ordinaires qui n'ont pas été achetées, exprimé en pourcentage, est égal ou inférieur à ● % du nombre total d'actions ordinaires que les preneurs fermes avaient convenu d'acheter, les autres preneurs fermes seront individuellement tenus d'acheter, au prorata ou selon les autres modalités dont ils conviendront entre eux, les actions ordinaires qui n'auront pas été prises en livraison. Toutefois, les preneurs fermes sont tenus de prendre en livraison et de payer toutes les actions ordinaires si au moins l'une d'entre elles est achetée conformément à la convention de prise ferme.

La Société a convenu d'indemniser les preneurs fermes et les membres de leurs groupes respectifs ainsi que leurs administrateurs, dirigeants, employés et mandataires respectifs de certaines responsabilités, y compris les responsabilités civiles qui pourraient prendre naissance en vertu des lois sur les valeurs mobilières canadiennes, ou contribuera aux paiements que les preneurs fermes pourraient être tenus d'effectuer à l'égard de ces responsabilités.

Les actions ordinaires n'ont pas été, et ne seront pas inscrites, en vertu de la *Securities Act of 1933* des États-Unis, en sa version modifiée (la « **loi de 1933** »), ou des lois sur les valeurs mobilières d'un État et, sauf dans certaines circonstances, elles ne peuvent être placées ou vendues aux États-Unis. Les preneurs fermes ont convenu de ne pas placer ni vendre ces titres aux États-Unis, sauf aux termes de dispenses des obligations d'inscription de la loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières des États applicables. En outre, les preneurs fermes ont convenu que les actions ordinaires ne seraient placées ou vendues à l'extérieur des États-Unis que conformément au règlement S de la loi de 1933. En outre, pendant la période de 40 jours suivant le début du présent placement, le courtier (qu'il participe ou non au présent placement) qui place ou vend des actions ordinaires aux États-Unis pourrait violer les obligations d'inscription de la loi de 1933 s'il ne le faisait pas conformément à une dispense des obligations en question.

La Société a convenu de ne pas, directement ou indirectement, pendant la période de 180 jours suivant la clôture du présent placement, sans le consentement préalable de RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et de FirstEnergy Capital Corp., pour le compte des preneurs fermes, que celles-ci ne pourront refuser de donner sans motif valable, émettre, placer, vendre, s'engager à vendre, échanger ou aliéner d'une autre manière (ou annoncer son intention de faire l'une ou l'autre des choses qui précèdent) des actions ordinaires ou des titres donnant le droit d'acquérir des actions ordinaires, compte tenu du présent placement, sauf si cela est effectué conformément au régime incitatif ou dans le cadre d'une acquisition d'entreprises ou d'éléments d'actif par la Société.

Advantage a convenu de ne pas, directement ou indirectement, pendant la période de 180 jours suivant la date de clôture de l'acquisition, vendre ou offrir de vendre des actions ordinaires ou conclure de swap ou une autre opération qui entraîne le transfert à un tiers, en totalité ou en partie, de l'une ou l'autre des conséquences économiques du fait d'être propriétaire d'actions ordinaires, qu'une telle opération soit réglée par la remise d'actions ordinaires ou d'autres titres, en espèces ou d'une autre manière, ni annoncer son intention de faire l'une ou l'autre des choses qui précèdent, sans le consentement de RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et de FirstEnergy Capital Corp., pour le compte des preneurs fermes, que celles-ci ne pourront refuser de donner sans motif valable.

Les souscriptions d'actions ordinaires seront reçues sous réserve du droit de les rejeter ou de les répartir en totalité ou en partie et les preneurs fermes se réservent le droit de clore les livres de souscription à quelque moment que ce soit sans avis.

On prévoit que les certificats représentant les actions ordinaires qui seront émises ou vendues dans le cadre du présent placement pourront être remis à la date de clôture du présent placement, qui devrait avoir lieu vers le ● 2011, ou à la date ultérieure dont la Société et les preneurs fermes pourraient convenir, au plus tard le ● 2011. Les preneurs fermes prendront en livraison, le cas échéant, les actions ordinaires qui font l'objet du présent prospectus (sauf celles qui seront émises au moment de la levée de l'option d'attribution excédentaire) au plus tard à la date se situant 42 jours après la date à laquelle le présent prospectus aura été visé.

Dans le cadre du présent placement, les preneurs fermes peuvent attribuer des actions ordinaires en excédent de l'émission ou faire des opérations visant à fixer ou à stabiliser le cours des actions ordinaires à un cours autre que celui qui serait formé sur le marché libre, y compris des opérations de stabilisation, des ventes à découvert, des achats visant à couvrir les positions créées par les ventes à découvert, des offres d'achat de pénalité (*penalty bids*) obligatoires et des opérations de couverture syndicales (*syndicate covering transactions*).

Les opérations de stabilisation sont des offres d'achat ou des achats effectués dans le but d'empêcher ou de retarder la baisse du prix des actions ordinaires pendant la durée du présent placement. Ces opérations peuvent aussi comprendre des ventes à découvert, c'est-à-dire le fait que les preneurs fermes vendent un nombre d'actions ordinaires supérieur à celui qu'ils sont tenus d'acheter dans le cadre du présent placement. Les ventes à découvert peuvent être des « ventes à découvert couvertes », soit des positions vendeur qui n'excèdent pas la position correspondant à l'option d'attribution excédentaire, ou des « ventes à découvert non couvertes », soit des positions vendeur qui excèdent une telle position.

Les preneurs fermes peuvent liquider les positions vendeur couvertes en levant l'option d'attribution excédentaire, en totalité ou en partie, ou en achetant des actions ordinaires sur le marché libre. Les preneurs fermes choisissent l'une ou l'autre de ces méthodes notamment après avoir comparé le prix des actions ordinaires qui peuvent être achetées sur le marché libre à celui qu'ils devraient payer s'ils levaient l'option d'attribution excédentaire. Les preneurs fermes doivent liquider les positions vendeur non couvertes en achetant des actions ordinaires sur le marché libre. Une position à découvert non couverte est plus susceptible d'être créée si les preneurs fermes craignent que le prix des actions ordinaires subisse une pression à la baisse sur le marché libre, ce qui pourrait porter préjudice aux personnes qui achètent des actions ordinaires dans le cadre du présent placement.

En outre, conformément aux règlements et aux instructions générales de certains organismes de réglementation des valeurs mobilières canadiens, les preneurs fermes ne peuvent, pendant la durée du placement, acheter des actions ordinaires ou offrir d'en acheter. Toutefois, cette restriction comporte des exceptions dans le cas où l'achat ou l'offre d'achat n'est pas fait dans le but de créer une activité réelle ou apparente sur les actions ordinaires ou de faire monter leur prix. Ces exceptions comprennent les achats ou les offres d'achat permis par les règlements des organismes de réglementation compétents et la TSX, notamment les Règles universelles d'intégrité du marché, qui régissent les activités de stabilisation et de maintien passif du marché, et les achats et les offres d'achat effectués pour le compte d'un client dont l'ordre n'a pas été sollicité pendant la durée du placement.

En raison de ces activités, le prix des actions ordinaires sera fixé initialement au prix d'émission indiqué à la première page du présent prospectus. Une fois que les preneurs fermes auront fait des efforts raisonnables pour vendre la totalité des actions ordinaires à ce prix, ils pourront le réduire et le modifier de nouveau, sans toutefois l'augmenter au delà du prix d'émission, et la rémunération qu'ils toucheront sera réduite de la somme correspondant à l'écart entre le prix global que les acquéreurs auront payé en contrepartie des actions ordinaires et le prix d'achat brut que les preneurs fermes auront versé à la Société.

## **RELATION ENTRE LA SOCIÉTÉ ET CERTAINS DES PRENEURS FERMES**

RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Marchés mondiaux CIBC Inc., cinq des preneurs fermes, sont des filiales en propriété exclusive directes ou indirectes de banques à charte canadiennes dont on prévoit qu'elles verseront des fonds à la Société et envers lesquelles celle-ci sera endettée à la clôture du présent placement. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la facilité de crédit, y compris le montant total de l'encours de celle-ci au moment de la clôture du présent placement et la nature de la sûreté garantissant la dette ainsi contractée qui sont prévus, il y a lieu de se reporter à la note (3) du tableau qui figure à la rubrique « Structure du capital consolidé ». Par conséquent, la Société peut être considérée comme un « émetteur associé » à RBC Dominion valeurs mobilières Inc., à Scotia Capitaux Inc., à BMO Nesbitt Burns Inc., à Financière Banque Nationale Inc. et à Marchés mondiaux CIBC Inc. aux fins de la réglementation sur les valeurs mobilières de certaines provinces.

La décision de placer les actions ordinaires par les présentes a été prise, et les modalités du présent placement ont été établies, par voie de négociation entre la Société, d'une part, et RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et First Energy Capital Corp., pour le compte des preneurs fermes, d'autre part. Les banques n'ont participé ni à cette décision ni à l'établissement de ces modalités, mais elles en ont été informées. En conséquence du présent

placement, RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Marchés mondiaux CIBC Inc. recevront leurs quotes-parts respectives dans la rémunération des preneurs fermes.

## **SITUATION DANS LE SECTEUR**

L'exposé qui suit décrit brièvement les affaires commerciales, la situation sur le marché et dans le secteur et les tendances qui ont ou pourraient avoir une incidence importante sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Les sociétés qui exercent leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier sont assujetties à de nombreux règlements et contrôles (qui régissent notamment le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) qui sont prévus par les lois adoptées par divers paliers de gouvernement et, quant à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par les conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Saskatchewan; les épargnants du secteur pétrolier et gazier devraient examiner soigneusement tous ces éléments. On ne prévoit pas que ces règlements et contrôles aient sur l'exploitation de la Société un effet sensiblement différent de celui qu'ils ont sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Toutes les lois actuelles sont du domaine public et la Société ne peut prévoir quelles autres lois ou modifications législatives pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent le secteur pétrolier et gazier.

### **Établissement du prix et commercialisation**

#### ***Pétrole***

Les producteurs de pétrole peuvent négocier les contrats de vente directement avec les acheteurs, de sorte que le prix du pétrole est déterminé par le marché. Le prix du pétrole repose principalement sur l'offre et la demande mondiales. Il est en partie tributaire de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des modalités de vente contractuelles. Les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation dont la durée n'excède pas un an, dans le cas du pétrole brut léger, et deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd, à la condition toutefois qu'une ordonnance approuvant cette opération ait été obtenue de l'Office national de l'énergie (l'« ONE »). L'exportateur qui veut exporter du pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) doit obtenir un permis d'exportation de l'ONE, qui nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

#### ***Gaz naturel***

Le prix de la vaste majorité du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien est désormais fixé par l'intermédiaire du marché liquide établi sur la plaque tournante que constitue le NOVA Inventory Transfer (NIT) de l'Alberta, plutôt que par voie de négociation directe entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et d'autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (à l'exception du propane, du butane et de l'éthane) doivent être faites aux termes d'une ordonnance de l'ONE si leur durée est inférieure à deux ans ou s'échelonne de deux à 20 ans (pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m<sup>3</sup>/j). Pour exporter du gaz naturel aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) ou pour exporter des quantités plus grandes, l'exportateur doit obtenir un permis d'exportation de l'ONE, qui nécessite une audience publique et l'approbation du gouverneur en conseil.

Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan réglementent également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de leur territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci d'après certains facteurs tels que la quantité de réserves dont on dispose, les modalités de transport et des questions relatives au marché.

### ***Capacité des pipelines***

En raison des agrandissements de pipelines qui ont été effectués au cours des dernières années, la capacité pipelinère suffit amplement au transport de la production de pétrole et de gaz naturel actuelle dans l'Ouest canadien et, de manière générale, ne limite pas le pouvoir de produire et de commercialiser cette production.

### **Accord de libre-échange nord-américain**

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« **ALENA** ») conclu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1994. Il reprend la plupart des modalités importantes ayant trait aux ressources énergétiques qui figurent dans l'Accord de libre-échange conclu entre le Canada et les États-Unis. Dans le contexte des ressources énergétiques, le Canada demeure libre d'établir s'il y a lieu d'autoriser l'exportation de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet (i) de réduire la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de biens de la partie qui impose la restriction comparativement à la proportion ayant existé au cours de la période de 36 mois la plus récente, (ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur (sous réserve d'une exception en ce qui a trait à certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations) et (iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. Il est interdit aux trois pays signataires d'imposer une exigence minimale ou maximale en matière de prix à l'exportation dans les situations où une autre forme de restriction quantitative est interdite. Il leur est aussi interdit d'imposer une exigence minimale ou maximale en matière de prix à l'importation, sauf dans la mesure où cela est permis dans le cadre de la mise en application d'ordonnances et d'engagements de compensation et antidumping.

L'ALENA interdit l'imposition de restrictions frontalières et de taxes à l'exportation discriminatoires. Il exige également que les organismes de réglementation de l'énergie assurent l'application ordonnée et équitable des changements d'ordre réglementaire et veillent à ce que cette application ne cause qu'une perturbation minimale des ententes contractuelles et n'entraîne aucune ingérence indue dans les arrangements conclus en matière de prix, de commercialisation et de distribution, ce qui, dans tous les cas, est important pour les exportations de pétrole et de gaz naturel canadiens.

### **Redevances et mesures incitatives**

#### ***Introduction***

Outre les règlements fédéraux, chaque province a des lois et des règlements qui régissent les redevances, les taux de production et d'autres questions. Le régime de redevances d'une province donnée influe considérablement sur la rentabilité de la production de pétrole brut, de LGN, de soufre et de gaz naturel. Les redevances à payer sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire exclusif des droits miniers et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances versées sur la production tirée des terres de la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles repose généralement en partie sur les prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le gisement a été découvert, la méthode de récupération et le type ou la qualité du produit pétrolier. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont à l'occasion retranchés de la participation du propriétaire de l'intérêt économique direct dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations aux bénéfices nets ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt au titre des redevances et sont généralement implantés lorsque le prix des produits de base est bas de manière à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur en améliorant le bénéfice et les rentrées de fonds au sein du secteur.

## *Alberta*

Les producteurs du pétrole et du gaz naturel produits sur les terres de la Couronne de l'Alberta sont tenus de verser un loyer annuel, qui correspond à l'heure actuelle à 3,50 \$ par hectare, et des redevances mensuelles sur le pétrole et le gaz naturel produits.

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié un rapport intitulé *The New Royalty Framework* (le « **nouveau régime de redevances** »), qui énonce les propositions du gouvernement en vue du nouveau régime de redevances de l'Alberta, qui ont été mises en œuvre par la suite par la *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008*. Le nouveau régime de redevances a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Le 11 mars 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il avait modifié le régime de redevances de l'Alberta afin d'accroître le pouvoir concurrentiel de l'Alberta dans le secteur en amont du pétrole et du gaz naturel; ces modifications comprenaient la réduction du taux de redevances maximal applicable à la production de pétrole classique et de gaz naturel à compter du mois de production de janvier 2011. Les courbes de redevances intégrant les modifications annoncées le 11 mars 2010 ont été publiées le 27 mai 2010.

En ce qui a trait au pétrole classique, le nouveau régime de redevances a aboli le système de classement qui était utilisé dans le cadre de l'ancien régime, qui classait le pétrole selon la date à laquelle le gisement avait été découvert. Dans le cadre du nouveau régime de redevances, les taux de redevances applicables au pétrole classique sont fixés au moyen d'une formule unique à taux mobile qui est appliquée mensuellement et intègre des variables distinctes qui tiennent compte des taux de production et des prix qui ont cours sur le marché. Les taux de redevances applicables au pétrole classique dans le cadre du nouveau régime de redevances s'échelonnaient de 0 à 50 %, en hausse par rapport au taux maximal antérieur, soit 35 % selon l'année de découverte du pétrole, et le taux plafonnait lorsque le prix atteignait 120 \$ le baril. Avec effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la redevance maximale payable dans le cadre du nouveau régime de redevances a été ramenée à 40 %. La courbe de redevances applicable au pétrole classique annoncée le 27 mai 2010 modifie la composante « prix » de la formule de calcul des redevances de manière à modérer l'augmentation du taux de redevances lorsque les prix sont supérieurs à 535 \$/m<sup>3</sup> par rapport à la courbe de redevances antérieure.

Les taux de redevances applicables au gaz naturel dans le cadre du nouveau régime de redevances sont fixés de façon similaire au moyen d'une formule unique à taux mobile qui intègre des variables distinctes qui tiennent compte des taux de production et des prix qui ont cours sur le marché. Les taux de redevances applicables au gaz naturel dans le cadre du nouveau régime de redevances s'échelonnaient de 5 % à 50 %, en hausse par rapport aux taux maximaux antérieurs, qui s'échelonnaient de 5 % à 35 %, et le taux plafonnait lorsque le prix atteignait 16,59 \$/GJ. Avec effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la redevance maximale payable dans le cadre du nouveau régime de redevances a été ramenée à 36 %. La courbe de redevances applicable au gaz naturel annoncée le 27 mai 2010 modifie la composante « prix » de la formule de calcul des redevances de manière à modérer l'augmentation du taux de redevances lorsque les prix sont supérieurs à 5,25 \$/GJ par rapport à la courbe de redevances antérieure.

Les projets d'extraction de sables bitumineux sont également assujettis au nouveau régime de redevances. Avant l'atteinte du seuil de rentabilité, les redevances sont payables sur les produits d'exploitation bruts tirés du projet. Les taux de redevances sur les produits d'exploitation bruts s'échelonnent de 1 % à 9 %, selon le prix du pétrole sur le marché : le taux est fixé à 1 % lorsque le prix du pétrole sur le marché est égal ou inférieur à 55 \$ le baril et augmente pour chaque dollar en sus de ce prix jusqu'à concurrence de 9 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 \$. Après l'atteinte du seuil de rentabilité, la redevance payable correspond au plus élevé des chiffres suivants : la redevance sur les produits d'exploitation bruts calculée d'après le taux de redevances sur ceux-ci s'échelonnant de 1 % à 9 % ou la redevance sur les produits d'exploitation nets calculée d'après le taux de redevances sur ceux-ci. Le taux de redevances sur les produits d'exploitation nets commence à 25 % et augmente pour chaque dollar du prix du pétrole sur le marché en sus de 55 \$ pour atteindre 40 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 \$. Un projet d'extraction de sables bitumineux atteint le seuil de rentabilité lorsque ses produits d'exploitation cumulatifs sont égaux ou supérieurs à ses charges cumulatives. Les charges comprennent certains frais d'exploitation et dépenses en immobilisations permis stipulés relativement au projet ainsi qu'un rendement admissible stipulé. Dans le cadre de l'implantation du nouveau régime de redevances, le gouvernement de l'Alberta a renégocié les contrats de certains producteurs de sables bitumineux qui n'étaient pas conformes au nouveau régime de redevances.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel produits sur les terrains en propriété franche de l'Alberta sont tenus de payer chaque année des impôts sur la production en propriété franche. Le montant de cet impôt repose sur le volume de la production mensuelle et un taux d'imposition stipulé tant pour le pétrole que pour le gaz.

En avril 2005, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre le programme des technologies énergétiques innovatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) (le « PTEI »), dont les objectifs énoncés consistaient à accroître la récupération à partir de gisements de pétrole et de gaz, à trouver des solutions techniques à la question du gaz et du bitume, à améliorer la récupération de bitume au moyen de techniques sur place et de techniques d'extraction et à améliorer la récupération de gaz naturel à partir de filons de charbon. Le PTEI bénéficie d'un engagement de financement de 200 M\$ sur une période de cinq ans qui a débuté le 1<sup>er</sup> avril 2005 et prévoit des rajustements de redevances dans le cas de certains projets pilotes et de démonstrations qui ont recours à des technologies nouvelles ou innovatrices qui leur permettent d'accroître la récupération des réserves existantes.

Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a adopté deux nouveaux programmes de redevances qui seront mis en œuvre conjointement avec le nouveau régime de redevances et qui visent à encourager la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz situées en profondeur, qui est plus coûteuse. Un programme quinquennal relatif aux puits d'exploration de pétrole classique situés à une profondeur de plus de 2 000 m accorde à l'égard des puits admissibles une exonération de redevances pouvant aller jusqu'à 1 M\$ ou 12 mois, selon la première éventualité, et un programme quinquennal relatif aux puits de gaz naturel situés à une profondeur de plus de 2 500 m prévoit des crédits de redevances établis selon une échelle mobile en fonction de la profondeur, jusqu'à concurrence de 3 750 \$/m pour les puits d'exploration et de 3 000 \$/m pour les puits de développement. Le 27 mai 2010, le programme de forage de puits de gaz naturel en profondeur a été modifié, rétroactivement au 1<sup>er</sup> mai 2010, comme suit : la profondeur admissible minimale a été réduite pour s'établir à 2 000 m; le crédit supplémentaire de 875 000 \$ applicable aux puits situés à une profondeur de plus de 4 000 m qui ont été forés par battage après cette date a été supprimé.

Le 19 novembre 2008, en réaction à la chute du prix des produits de base qui a eu lieu au cours du deuxième semestre de 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'instauration d'un programme quinquennal de taux de redevances transitoires dans le but de promouvoir le forage de nouveaux puits. L'option de transition de cinq ans applique un taux de redevances inférieur, à certains prix, au cours des premières années de la durée du puits, c'est-à-dire pendant que les taux de production devraient être les plus élevés. Dans le cadre de ce nouveau programme, les sociétés qui forent de nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique en profondeur (entre 1 000 et 3 500 m) bénéficient d'une option non récurrente leur permettant, pour chaque puits, qui leur permet de choisir entre les nouveaux taux de redevances transitoires et ceux du nouveau régime de redevances. Conformément aux modifications du cadre de redevances de l'Alberta qui ont été annoncées le 11 mars 2010, les producteurs ne pouvaient choisir d'adopter les taux de redevances transitoires qu'avant le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et ceux qui l'avaient fait à cette date avaient le droit de passer au cadre de redevances traditionnel de l'Alberta jusqu'au 15 février 2011. Le 1<sup>er</sup> janvier 2014, tous les producteurs assujettis aux taux de redevances transitoires deviendront automatiquement assujettis au cadre de redevances traditionnel de l'Alberta. Les courbes de redevances révisées applicables au pétrole classique et au gaz naturel ne s'appliqueront pas à la production de puits visés par le cadre de redevances transitoires.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif en trois points visant à stimuler l'activité économique en cours et la nouvelle activité économique en Alberta. Ce programme lançait un crédit de redevances applicable au forage de nouveaux puits de pétrole classique et de gaz naturel et un nouveau programme incitatif de redevances sur les nouveaux puits de pétrole classique et de gaz naturel, qui s'appliquent tous les deux aux puits forés entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2010. Ce crédit s'établit à 200 \$/m dans le cas des nouveaux puits et devrait profiter principalement aux petits producteurs, étant donné que le crédit maximal qui peut être demandé sera établi en fonction du taux de production de la société en 2008 et de ses activités de forage entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2010, ce qui favorisera les petits producteurs qui, forcément, exercent leurs activités à plus petite échelle. Le nouveau programme incitatif applicable aux nouveaux puits s'appliquait initialement aux puits de pétrole classique et de gaz naturel qui sont entrés en production entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2010 et prévoyait un taux de redevances maximal de 5 % pendant les 12 premiers mois de production, jusqu'à concurrence de 50 000 barils de pétrole ou de 500 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel. En juin 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la prolongation de ces deux programmes incitatifs pour une durée d'un an, jusqu'au 31 mars 2011. Le 11 mars 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que le taux de redevances de 5 % prévu par le programme incitatif pour les

12 premiers mois de production deviendrait permanent et que les restrictions au chapitre du volume continueraient de s'appliquer.

Outre ce qui précède, le 27 mai 2010, dans le cadre de la publication des nouvelles courbes de redevances, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un certain nombre de nouvelles initiatives destinées à accélérer le perfectionnement de la technologie et à faciliter la mise en valeur de ressources non classiques (l'« **initiative relative aux nouvelles ressources et technologies** ») (*Emerging Resources and Technologies Initiative*). Plus précisément, on prévoit ce qui suit :

- les puits de méthane houiller seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 36 mois de production, jusqu'à concurrence de 750 Mpi<sup>3</sup>, qui s'applique rétroactivement aux puits qui sont entrés en production à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010;
- les puits de gaz de schiste seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 36 mois de production, sans limite de volume, qui s'applique rétroactivement aux puits qui sont entrés en production à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010;
- les puits de gaz horizontaux seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 18 mois de production, jusqu'à concurrence de 500 Mpi<sup>3</sup>, qui s'applique rétroactivement aux puits forés à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010;
- les puits de pétrole horizontaux et les puits de sables bitumineux horizontaux non liés à des projets seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 %, les limites relatives au volume et aux mois de production étant établies selon la profondeur du puits, qui s'applique rétroactivement aux puits forés à compter du 1<sup>er</sup> mai 2010.

Le gouvernement de l'Alberta reverra l'initiative relative aux nouvelles ressources et technologies en 2014 et s'est engagé à donner un avis de trois ans au secteur, à ce moment-là, s'il décide de mettre fin au programme.

Outre ce qui précède, l'Alberta offre notamment, à l'heure actuelle, un programme de réduction des redevances à l'égard des puits de pétrole et de sables bitumineux dont la production est faible, un programme de rajustements des redevances à l'égard des puits de gaz naturel marginaux profonds et une exonération de redevances applicable aux puits de réactivation.

### ***Saskatchewan***

En Saskatchewan, le montant de la redevance payable sur le pétrole dépend du type de pétrole, de l'année de la découverte du gisement, de la quantité de pétrole produite au cours d'un mois, de la valeur du pétrole produit et de certains facteurs de rajustement que le gouvernement provincial établit chaque mois. Aux fins de la redevance destinée à la Couronne et des impôts sur la production en propriété franche, le pétrole classique est classé comme du « pétrole lourd », du « pétrole désigné du sud-ouest » ou du « pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest ». Les catégories traditionnelles servant à établir les redevances et l'impôt sur la production de pétrole (« pétrole de quatrième niveau », « pétrole de troisième niveau », « pétrole nouveau » et « pétrole ancien ») dépendent, entre autres choses, de la date de la fin du forage d'un puits et s'appliquent de manière quelque peu différente à chacun des trois types de pétrole brut.

Les prix de base servent à établir les limites minimales dans la structure des redevances fondées sur les prix qui s'appliquent au pétrole classique. Lorsque les prix moyens en tête de puits sont inférieurs aux prix de base établis, soit 100 \$/m<sup>3</sup> dans le cas du pétrole de troisième et de quatrième niveau et 50 \$/m<sup>3</sup> dans le cas du pétrole nouveau et du pétrole ancien, les taux de redevances de base s'appliquent. Ceux-ci s'établissent à 5 % pour la totalité du pétrole de quatrième niveau, à 10 % pour le pétrole lourd qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 12,5 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 15 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et à 20 % pour le pétrole ancien. Lorsque les prix moyens en tête de puits sont supérieurs aux prix de base, les taux de redevances marginaux s'appliquent à la

proportion de la production qui excède le prix de base du pétrole. Les taux de redevances marginaux s'établissent à 30 % pour la totalité du pétrole de quatrième niveau, à 25 % pour le pétrole lourd qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 35 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 35 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et à 45 % pour le pétrole ancien.

La redevance payable sur la production de gaz naturel est établie selon une échelle mobile fondée sur un prix de référence (correspondant au prix obtenu par le producteur ou au prix minimal prescrit, selon le plus élevé des deux), la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel et l'année de la découverte de celui-ci. Comme c'est le cas pour le pétrole classique, le gaz naturel peut être classé comme du « gaz non associé » ou du « gaz associé » et les taux de redevances sont établis en fonction de la date de la fin du forage du puits en question. Le gaz non associé est le gaz produit à partir d'un puits de gaz et est classé comme du « gaz de quatrième niveau », du « gaz de troisième niveau », du « gaz nouveau » ou du « gaz ancien ». Le gaz associé est le gaz produit à partir d'un puits de pétrole et est classé comme du « gaz de quatrième niveau », du « gaz de troisième niveau » ou du « gaz nouveau ». À titre d'incitation à la production et à la commercialisation du gaz naturel qui pourrait avoir été brûlé à la torche, le gaz naturel produit en association avec du pétrole fait l'objet d'une redevance inférieure à celle qui est payable sur le gaz non associé.

Le 9 décembre 2010, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté la *Freehold Oil and Gas Production Tax Act, 2010*, qui remplace la *Freehold Oil and Gas Production Tax Act* et vise à accroître l'efficacité du régime d'imposition de la production en propriété franche. Aucun règlement prévoyant le calcul de cet impôt n'a été adopté en vertu de la nouvelle loi.

Comme c'est le cas pour la production de pétrole classique, les prix de base servent à établir les limites minimales dans la structure de redevances fondées sur les prix du gaz naturel. Lorsque les prix moyens à l'entrée du gisement sont inférieurs aux prix de base établis, soit 50 \$ par millier de m<sup>3</sup> dans le cas du gaz de troisième et de quatrième niveau et 35 \$ par millier de m<sup>3</sup> dans le cas du gaz nouveau et du gaz ancien, les taux de redevances de base s'appliquent. Ceux-ci s'établissent à 5 % pour la totalité du gaz de quatrième niveau, à 15 % pour le gaz de troisième niveau ou le gaz nouveau et à 20 % pour le gaz ancien. Lorsque les prix moyens à l'entrée du gisement sont supérieurs aux prix de base, les taux de redevances marginaux s'appliquent à la proportion de la production qui excède le prix de base du gaz. Les taux de redevances marginaux s'établissent à 30 % pour la totalité du gaz de quatrième niveau, à 35 % pour le gaz de troisième niveau et le gaz nouveau et à 45 % pour le gaz ancien.

Le gouvernement de la Saskatchewan offre à l'heure actuelle un certain nombre de programmes incitatifs ciblés, qui comprennent tant des programmes de réduction de redevances que des programmes incitatifs fondés sur le volume, dont les suivants :

- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de pétrole verticaux forés à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Vertical Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevance à la Couronne et des impôts sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 8 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de pétrole de développement verticaux profonds, de 4 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de pétrole d'exploration verticaux peu profonds et de 16 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de pétrole d'exploration verticaux profonds (plus de 1 700 m de profondeur ou dans certaines formations);
- Le programme de redevances ou de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de gaz d'exploration forés à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Exploratory Gas Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevance à la Couronne et des impôts sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 25 000 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits d'exploration de gaz admissibles;
- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de pétrole forés à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevances à la Couronne et des

impôts sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 6 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de pétrole horizontaux peu profonds et de 16 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de pétrole horizontaux profonds (plus de 1 700 m de profondeur ou dans certaines formations);

- Le programme de redevances ou d'imposition applicable au pétrole supplémentaire produit dans le cadre de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2002 (*Royalty/Tax Regime for Incremental Oil Produced from New or Expanded Waterflood Projects Implemented on or after October 1, 2002*) vise la production supplémentaire tirée de projets d'expansion par injection d'eau à titre de pétrole de quatrième niveau aux fins du calcul des redevances;
- Le programme de redevances ou d'imposition applicable aux projets de récupération de pétrole améliorée (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 (*Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing prior to April 1, 2005*) prévoit le calcul des redevances à la Couronne et des impôts sur la production en propriété franche d'après, en partie, la rentabilité des projets de récupération améliorée, avant et après l'atteinte du seuil de rentabilité;
- Le programme de redevances ou d'imposition applicable aux projets de récupération améliorée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 (*Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing on or after April 1, 2005*) prévoit une redevance à la Couronne correspondant à 1 % des produits d'exploitation bruts à l'égard des projets de récupération améliorée du pétrole, avant l'atteinte du seuil de rentabilité, et à 20 %, une fois le seuil de rentabilité atteint, et une taxe sur la production en propriété franche sur le bénéfice d'exploitation tiré des projets de récupération améliorée du pétrole de 0 %, avant l'atteinte du seuil de rentabilité, et de 8 %, une fois le seuil de rentabilité atteint.

En 1975, le gouvernement de la Saskatchewan a mis en place un dégrèvement d'impôt au titre des redevances (*Royalty Tax Rebate*) (« **DITR** ») en réaction au refus du gouvernement du Canada de reconnaître les redevances à la Couronne et les taxes et impôts similaires à titre de dépenses d'entreprise déductibles aux fins de l'impôt sur le revenu. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2007, le report prospectif du solde du DITR inutilisé a été limité à sept ans, étant donné que le gouvernement du Canada a rétabli la pleine déduction des redevances sur les ressources provinciales dans le calcul du revenu imposable fédéral et provincial. Le DITR de la Saskatchewan sera réduit progressivement en raison du projet du gouvernement du Canada de rétablir la pleine déductibilité des redevances sur les ressources provinciales aux fins de l'impôt des sociétés.

### **Régime foncier**

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant en Alberta et en Saskatchewan appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent aussi appartenir à des membres du secteur privé et les droits d'exploration et de production s'y rapportant sont accordés aux termes de baux selon des modalités négociées.

L'Alberta et la Saskatchewan ont adopté des lois prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers visant les formations géologiques profondes et non productives à la fin de la durée initiale d'un bail ou d'une licence.

En Alberta, le nouveau régime de redevances comprend une politique de « réversion des droits sur le gaz peu profond », qui prévoit la réversion à la Couronne des droits miniers sur les formations géologiques peu profondes et non productives aux termes de tous les baux et licences. Pour ce qui est des baux et des licences octroyés après le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la réversion des droits sur le gaz peu profond s'appliquera à la fin de la durée initiale du bail ou de la licence. Les détenteurs des baux ou les titulaires des licences qui ont été prolongés indéfiniment avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009 seront informés de la réversion des droits sur le gaz peu profond, qui sera mise en œuvre trois ans après la date de l'avis en question. L'ordre dans lequel ces conventions feront l'objet de l'avis de réversion dépendra de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement, les baux et les licences plus anciens en faisant l'objet

en premier à compter de janvier 2011. Les baux et les licences qui ont été octroyés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009, mais qui ont été prolongés après cette date, ne feront pas l'objet de la réversion des droits sur le gaz peu profond jusqu'à ce qu'ils soient parvenus à la fin de leur durée initiale et prolongés (et, à ce moment-là, la réversion des droits sur le gaz profond leur sera appliquée); par la suite, les détenteurs de ces conventions se verront signifier un avis de réversion des droits sur le gaz peu profond en fonction de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement similaire à celui visant les baux et licences qui avaient déjà été prolongés en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

### **Réglementation du secteur pétrolier et gazier**

Le secteur pétrolier et gazier de l'Alberta et de la Saskatchewan fait l'objet d'une vaste réglementation et d'un contrôle serré des organismes de réglementation provinciaux. L'approbation des organismes de réglementation doit être obtenue, entre autres choses, pour forer des puits de pétrole et de gaz, construire et exploiter des installations et stocker, injecter et éliminer des substances. Les exploitants pétroliers et gaziers doivent se conformer aux lois, aux règlements, aux ordonnances, aux directives et aux autres instructions applicables (qui sont tous susceptibles d'être révisés et modifiés par le gouvernement) afin de pouvoir exercer leurs activités et de demeurer en règle à ce titre auprès de l'organisme de réglementation provincial compétent. Ils pourraient devoir engager des sommes considérables pour se conformer à ces lois, règlements, ordonnances, directives et autres instructions et faire l'objet d'amendes ou d'autres sanctions s'ils violent ceux-ci.

### **Réglementation environnementale**

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à des règlements environnementaux prévus par diverses lois provinciales et fédérales (qui sont tous susceptibles d'être révisés et modifiés par le gouvernement). Ces lois et règlements limitent ou interdisent le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, telles que le dioxyde de soufre et l'oxyde nitreux. En outre, ils exigent que l'emplacement des puits et des installations soit abandonné et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. La conformité à ces lois et règlements peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis, licences et autorisations nécessaires, l'attribution d'une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions lourdes.

### **Réglementation relative à l'utilisation des terres**

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a publié une nouvelle politique d'utilisation des terres en surface de l'Alberta, soit le cadre d'utilisation des terres de l'Alberta (*Alberta Land Use Framework*) (le « CUTA »). Le CUTA établit la démarche qui doit servir à gérer l'utilisation des terres publiques et privées et la mise en valeur des ressources naturelles d'une manière conforme aux objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme de la province. Il prévoit l'élaboration de plans d'utilisation des terres propres à chaque région en vue de gérer les effets combinés de l'utilisation actuelle et future des terres dans une région donnée et l'intégration d'une démarche de gestion des effets cumulatifs aux plans en question. La loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA ») a été promulguée le 1<sup>er</sup> octobre 2009 en Alberta et confère au gouvernement de l'Alberta le pouvoir législatif de mettre en œuvre les politiques prévues dans le CUTA. Les plans régionaux qui ont été établis conformément à l'ALSA sont réputés être des textes législatifs qui équivalent à des règlements et qui lient le gouvernement de l'Alberta et les organismes de réglementation provinciaux, y compris ceux qui régissent le secteur pétrolier et gazier. En cas de conflit ou de contradiction entre un plan régional et un autre règlement, document réglementaire ou consentement prévu par la loi, le plan régional prévaut. En outre, l'ALSA oblige les gouvernements locaux et les ministères, les organismes, les organes administratifs et les tribunaux provinciaux à revoir leurs documents réglementaires et à y apporter les modifications nécessaires afin de s'assurer qu'ils soient conformes au plan régional qui a été adopté. L'ALSA prévoit également la modification ou l'abolition de consentements prévus par la loi donnés antérieurement, tels que les permis, les licences, les approbations et les autorisations réglementaires, afin d'atteindre un objectif ou de maintenir une politique résultant de la mise en œuvre d'un plan régional. Les objectifs des plans régionaux qui sont énoncés dans l'ALSA sont appuyés par des mesures comme la servitude de conservation, qui peut être accordée aux fins de la protection, de la conservation et de l'amélioration des terres, et des directives en matière de conservation, qui sont des déclarations explicites prévues dans un plan régional en vue de protéger, de conserver, de gérer et d'améliorer l'environnement de façon permanente. Bien qu'aucun plan régional n'ait été établi en vertu de l'ALSA, le processus de planification est en cours à l'égard de la région du cours

inférieur de l'Athabasca (où la majeure partie des travaux de mise en valeur de sables bitumineux sont effectués) et la région du sud de la Saskatchewan. Bien que l'incidence éventuelle des plans régionaux établis en vertu de l'ALSA ne puisse être établie pour le moment, il est évident que ces plans pourraient avoir une incidence importante sur l'utilisation des terres de l'Alberta et se répercuter sur le secteur pétrolier et gazier.

## Réglementation relative aux changements climatiques

### *Réglementation fédérale*

En décembre 2002, le gouvernement du Canada a ratifié le Protocole de Kyoto (le « **Protocole de Kyoto** »), qui exige que les pays signataires réduisent leurs émissions de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012. Le Protocole de Kyoto est entré en vigueur officiellement le 16 février 2005 et il engage le Canada à ramener ses émissions de gaz à effet de serre à 6 % en deçà des seuils courants de 1990 d'ici 2012.

Le 14 février 2007, la Chambre des communes a adopté le projet de loi C-288, intitulé *Loi visant à assurer le respect des engagements du Canada en matière de changements climatiques en vertu du Protocole de Kyoto*. La *Loi de mise en œuvre du Protocole de Kyoto* qui en a résulté est entrée en vigueur le 22 juin 2007. Son objectif formulé est le suivant : « assurer la prise de mesures efficaces et rapides par le Canada afin qu'il honore ses engagements dans le cadre du Protocole de Kyoto et aide à combattre le problème des changements climatiques mondiaux ». Elle exige que le ministre de l'Environnement fédéral produise un plan sur les changements climatiques annuel décrivant en détail les mesures qui seront prises afin d'assurer que le Canada remplisse les obligations qui lui incombent aux termes du Protocole de Kyoto, entre autres choses. Elle autorise en outre l'établissement de règlements sur des questions telles que les seuils d'émissions, la surveillance, l'échange et l'application.

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a publié le plan « *Prendre le virage : Un plan pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique* » (le « **plan d'action** »), qui prévoit la réglementation qui encadre les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique. Le 10 mars 2008, il a publié une mise à jour du plan d'action, intitulée « *Prendre le virage : Cadre sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre* » (le « **plan d'action mis à jour** »). Même si on prévoyait publier les projets de règlements en vue de la mise en œuvre du plan d'action mis à jour à l'automne 2008 et les rendre obligatoires le 1<sup>er</sup> janvier 2010, aucun règlement de ce type n'a été proposé jusqu'à maintenant. De plus, le gouvernement canadien a indiqué récemment que les propositions énoncées dans le plan d'action mis à jour seraient modifiées afin de s'assurer que celui-ci soit conforme à la démarche qu'adopteront les États-Unis en matière de réglementation des émissions de gaz à effet de serre, qui pourrait prévoir un plafond d'émissions absolu, ainsi que des crédits de conformité qui pourraient être mis aux enchères en partie à l'intention des entreprises réglementées. On ne sait pas non plus si la démarche qu'adopteront les États-Unis prévoira des contributions à un fonds technologique à titre de mécanisme de conformité, comme c'est actuellement permis en Alberta et par le plan d'action mis à jour. Par conséquent, on prévoit qu'un grand nombre de dispositions du plan d'action mis à jour, qui est décrit ci-après, seront modifiées en profondeur, ou il se pourrait qu'elles ne soient pas mises en œuvre.

L'objectif formulé du plan d'action mis à jour, en sa version actuelle, est de réduire les émissions de gaz à effet de serre à 20 % en deçà des seuils de 2006 d'ici 2020 et de 60 à 70 % d'ici 2050. Comme il est indiqué ci-dessus, le gouvernement du Canada a modifié cet objectif depuis. Le plan d'action mis à jour présente les cibles d'intensité des émissions qui s'appliqueront aux secteurs réglementés à l'échelle des installations, du secteur ou de l'entreprise. Les cibles relatives aux installations s'appliquent aux secteurs des activités pétrolières et gazières en amont, des sables bitumineux, du raffinage du pétrole et des gazoducs. Sauf si un seuil minimal prévu par règlement s'applique, toutes les installations qui font partie d'un secteur réglementé seront assujetties aux cibles d'intensité des émissions.

Le plan d'action mis à jour fait la distinction entre les « installations existantes » et les « nouvelles installations ». Il exige que les installations existantes réduisent l'intensité de leurs émissions de 18 % en deçà des seuils de 2006 d'ici 2010, puis de 2 % de façon constante chaque année. Les « nouvelles installations » sont celles qui sont entrées en exploitation en 2004 et comprennent les installations neuves et les agrandissements d'installations importants qui ont entraîné une augmentation d'au moins 25 % de la capacité matérielle d'une installation et des rénovations en profondeur qui entraînent des modifications fondamentales des procédés utilisés dans l'installation. Les nouvelles installations bénéficieront d'un délai de grâce de trois ans pendant lequel aucune réduction de l'intensité des émissions ne sera exigée, mais des cibles exigeant une réduction annuelle de 2 % de l'intensité des émissions

commenceront à s'appliquer au cours de la quatrième année de l'exploitation commerciale. En outre, les cibles d'intensité des émissions qui s'appliqueront aux nouvelles installations seront établies d'après une norme relative au combustible propre afin d'encourager la réduction constante de l'intensité des émissions au fil du temps. La méthode d'application de cette norme n'a pas encore été établie. En outre, le plan d'action mis à jour indique que des cibles d'adoption des technologies de captage et de stockage du carbone seront établies pour les installations in situ de traitement des sables bitumineux, les usines de valorisation et les usines de production d'électricité au charbon qui entreront en exploitation à compter de 2012. Ces cibles commenceront à s'appliquer en 2018, bien que leur nature exacte n'ait pas encore été établie.

Étant donné le grand nombre de petites installations que comptent les secteurs des activités pétrolières et gazières en amont et des gazoducs, les installations qui en font partie seront uniquement assujetties à des cibles d'intensité des émissions si elles atteignent certains seuils d'émissions minimaux, soit (i) 50 000 tonnes métriques d'équivalents-CO<sub>2</sub> par installation par année pour les gazoducs et (ii) 3 000 tonnes métriques d'équivalents-CO<sub>2</sub> par installation par année et 10 000 bep/j par société pour les installations de pétrole et de gaz en amont. Ces seuils réglementaires sont considérablement inférieurs à ceux qui sont en vigueur en Alberta, dont il est question ci-après. Dans tous les autres secteurs régis par le plan d'action mis à jour, toutes les installations seront assujetties à la réglementation.

Quatre mécanismes de conformité distincts sont prévus dans le plan d'action mis à jour relativement aux cibles dont il est question ci-dessus. Les entreprises réglementées pourront utiliser leurs contributions au fonds technologique pour atteindre leurs cibles d'intensité des émissions. Le taux des contributions au fonds technologique augmentera au fil du temps, passant de 15 \$ la tonne métrique d'équivalents-CO<sub>2</sub> pour la période allant de 2010 à 2012 à 20 \$ en 2013 et augmentant par la suite en fonction de la croissance du produit intérieur brut nominal jusqu'en 2017. La limite maximale des contributions passera également de 70 % en 2010 à 0 % en 2018. Les contributions au fonds technologique seront investies dans des projets de technologie de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Sinon, les entreprises réglementées seront admissibles à des crédits si elles investissent dans des projets de transformation et à grande échelle selon le même taux de contribution et des exigences similaires à ceux qui sont décrits ci-dessus.

Le système de crédits compensatoires vise à encourager la réduction des émissions provenant d'activités non réglementées, permettant ainsi aux entreprises non réglementées de participer aux activités de réduction des émissions et d'en bénéficier. Afin d'obtenir des crédits compensatoires, les promoteurs de projets doivent proposer et faire approuver des activités de réduction des émissions qui seront vérifiées au préalable. Ils pourront ensuite vendre ces crédits à des entreprises réglementées, qui pourront les utiliser pour se conformer à la réglementation, ou à des acheteurs non réglementés qui veulent soit acheter les crédits compensatoires afin de les annuler, soit les accumuler pour pouvoir les utiliser ou les vendre ultérieurement.

Le plan d'action mis à jour permettra en outre aux entreprises réglementées d'acheter des crédits attribués dans le cadre du mécanisme pour un développement propre du Protocole de Kyoto, qui facilite les investissements des pays industrialisés dans les projets de réduction des émissions des pays en développement. L'achat de ces crédits aux fins de la réduction des émissions se limitera à 10 % de l'obligation réglementaire de chaque entreprise et, de plus, les crédits liés aux projets de puits forestiers ne pourront être utilisés à des fins de conformité à la réglementation canadienne.

Finalement, un crédit unique pouvant aller jusqu'à 15 000 000 de tonnes métriques de crédits d'émission sera attribué aux entreprises réglementées aux fins des activités de réduction des émissions qu'elles ont entreprises entre 1992 et 2006. Ces crédits pourront être échangés ou accumulés.

La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques vise à établir un accord qui remplacerait le Protocole de Kyoto. La réunion des chefs de gouvernement et des représentants gouvernementaux d'environ 170 pays qui a eu lieu du 7 au 18 décembre 2009 à Copenhague, au Danemark (la « **conférence de Copenhague** ») a donné lieu à l'Accord de Copenhague, qui renforce l'engagement de réduire les émissions de gaz à effet de serre que prévoit le Protocole de Kyoto et promet du financement aux pays en développement en vue de les aider à atténuer les changements climatiques et à s'adapter à ceux-ci. La réunion des représentants d'environ 190 pays qui a eu lieu du 29 novembre au 10 décembre 2010 à Cancun, au Mexique, a donné lieu aux Accords de Cancun, dans le cadre desquels les pays développés se sont engagés à prendre des mesures supplémentaires en vue d'aider les pays

en développement à composer avec les changements climatiques. Toutefois, contrairement au Protocole de Kyoto, ni l'Accord de Copenhague ni les Accords de Cancun ne prévoient de cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre obligatoires.

En réponse à l'Accord de Copenhague, le gouvernement du Canada a indiqué le 29 janvier 2010 qu'il tenterait, d'ici 2020, de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport aux seuils de 2005. Cet objectif est similaire à celui qui avait été exprimé dans les documents de politique antérieurs dont il est question ci-dessus.

Le 23 décembre 2010, l'*Environmental Protection Agency* des États-Unis a indiqué qu'elle avait l'intention d'imposer des normes en matière d'émissions de gaz à effet de serre au plus tard en juillet 2011 en ce qui a trait aux centrales électriques alimentées au combustible fossile et au plus tard en décembre 2011 en ce qui a trait aux raffineries.

### **Alberta**

L'Alberta a adopté la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « **CCEMA** ») le 4 décembre 2003 et l'a modifiée au moyen de la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act*, qui a reçu la sanction royale le 4 novembre 2008. La CCEMA repose sur une méthode de contrôle de l'intensité des émissions similaire à celle du plan d'action mis à jour et vise une réduction de 50 % par rapport aux émissions de 1990 en fonction du PIB d'ici 2020.

Les installations albertaines qui émettent plus de 100 000 tonnes métriques de gaz à effet de serre par année sont assujetties à la CCEMA. Tout comme le plan d'action mis à jour, la CCEMA et le *Specified Gas Emitters Regulation* y afférent font la distinction entre les « installations établies » et les « nouvelles installations ». Les installations établies sont celles qui ont terminé leur première année d'exploitation commerciale avant le 1<sup>er</sup> janvier 2000 ou qui comptent au moins huit ans d'exploitation commerciale. Elles sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions à 88 % de leur seuil pour 2008 et les années ultérieures. Leur seuil est établi selon la moyenne du ratio des émissions annuelles totales par rapport à la production des années 2003 à 2005. Les nouvelles installations sont celles qui ont terminé leur première année d'exploitation commerciale le 31 décembre 2000, ou au cours d'une année ultérieure, et qui comptent moins de huit ans d'exploitation commerciale ou qui sont désignées comme des nouvelles installations conformément au *Specified Gas Emitters Regulation*. Elles sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 %, de 4 %, de 6 %, de 8 % et de 10 % par rapport au seuil durant la quatrième, la cinquième, la sixième, la septième et la huitième année d'exploitation commerciale, respectivement. Contrairement au plan d'action mis à jour, la CCEMA ne prévoit aucune disposition en vue d'une amélioration annuelle constante de la réduction de l'intensité des émissions au delà des cibles indiquées ci-dessus.

La CCEMA comporte des mécanismes de conformité similaires à ceux du plan d'action mis à jour. Les émetteurs réglementés peuvent atteindre leurs cibles d'intensité des émissions en contribuant au fonds de gestion des changements climatiques et des émissions (*Climate Change and Emissions Management Fund*) (le « **fonds** ») au taux de 15 \$ par tonne métrique d'équivalents-CO<sub>2</sub>. Contrairement au plan d'action mis à jour, la CCEMA ne comporte aucune disposition en vue de l'augmentation de ce taux de contribution. Des crédits d'émissions peuvent être achetés auprès des émetteurs réglementés qui ont réduit leurs émissions en deçà du seuil de 100 000 tonnes métriques ou des émetteurs non réglementés qui ont généré des compensations d'émissions grâce à des activités qui ont entraîné des réductions d'émissions conformément aux protocoles établis qui ont été publiés par le gouvernement de l'Alberta. Contrairement au plan d'action mis à jour, la CCEMA n'envisage pas d'établir un lien avec les mécanismes de conformité externes, tels que le mécanisme pour le développement propre prévu par le Protocole de Kyoto.

Le 2 décembre 2010, le gouvernement de l'Alberta a adopté la *Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010*, en vertu de laquelle l'espace poral sous-jacent à toutes les terres de l'Alberta est, et a toujours été, la propriété de la Couronne, et qui prévoit la prise en charge du passif à long terme lié aux projets de séquestration de carbone par la Couronne, si certaines conditions sont remplies.

## **Saskatchewan**

Le 11 mai 2009, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé la loi intitulée *The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act* (la « **MRGGA** »), qui réglementera les émissions de gaz à effet de serre dans la province. La MRGGA a reçu la sanction royale le 20 mai 2010 et entrera en vigueur au moment où elle sera promulguée. Aucun règlement n'a encore été promulgué en vertu de la MRGGA, mais les projets en cours indiquent que la Saskatchewan adoptera, d'ici 2020, un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport aux seuils de 2006 et permettra le recours à des crédits d'investissement certifiés au préalable, à des crédits pour des mesures d'action précoce et à des crédits d'émission similaires aux initiatives en matière de changements climatiques qui ont été adoptées par le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta. On ne sait toujours pas si le mécanisme implanté par la MRGGA sera fondé sur l'intensité des émissions ou sur le plafonnement absolu des émissions.

### **FACTEURS DE RISQUE**

Avant d'acheter des actions ordinaires, les acquéreurs éventuels devraient examiner attentivement les facteurs de risque qui sont présentés ci-dessous, en plus des autres renseignements qui sont donnés dans le présent prospectus. Les risques et les incertitudes qui sont présentés ci-dessous ne sont pas les seuls auxquels la Société est exposée. Il en existe d'autres, dont la Société n'est pas au courant actuellement ou qu'elle ne considère pas comme importants pour le moment et qui pourraient aussi nuire à son entreprise et à ses activités et faire baisser le prix des actions ordinaires. Si l'un ou l'autre des risques décrits ci-dessous se matérialisait, cela pourrait porter préjudice à l'entreprise de la Société, plus précisément à sa situation financière et à ses résultats d'exploitation. Dans une telle éventualité, le cours des actions ordinaires pourrait fléchir et les acquéreurs des actions ordinaires pourraient perdre une partie, voire la totalité, de leur placement.

**Les acquéreurs d'actions ordinaires devraient examiner attentivement les facteurs de risque qui sont présentés ci-dessous et tenir compte de tous les autres renseignements qui figurent dans les présentes et dans les autres documents d'information que la Société a déposés avant de prendre une décision en matière de placement.**

#### **Risques liés à la Société, à ses propriétés et à son actif**

##### ***Possibilité que les avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas***

La Société projette de réaliser l'acquisition afin d'établir sa situation dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et d'être en mesure de concrétiser certains avantages. La matérialisation des avantages de l'acquisition est tributaire en partie de facteurs qui échappent à la volonté de la Société, notamment le prix des produits de base, le cadre réglementaire, le régime d'imposition et le régime de redevances. Le prix d'achat de l'actif visé par l'acquisition repose en partie sur des évaluations techniques et économiques faites par des ingénieurs en pétrole indépendants ainsi que sur des résultats financiers et des résultats d'exploitation historiques réels. Ces évaluations et ces résultats historiques tiennent compte d'un certain nombre d'hypothèses et de facteurs importants quant à des questions comme la récupérabilité et la qualité marchande du pétrole, du gaz naturel et des LGN, le prix futur du pétrole, du gaz naturel et des LGN, les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations futures et les redevances et autres charges gouvernementales qui seront imposées pendant la durée de vie utile des réserves. Bon nombre de ces facteurs sont susceptibles d'évoluer et sont indépendants de la volonté des exploitants de l'actif visé par l'acquisition, de la Société et d'Advantage. Plus précisément, l'évolution du prix et du marché du pétrole, du gaz naturel, des LGN et du soufre par rapport aux prévisions établies au moment de la rédaction de ces évaluations aura une incidence sur le rendement des actions ordinaires. De plus, toutes ces évaluations comportent une part d'incertitude quant aux aspects géologiques et techniques qui pourrait faire en sorte que la production et les réserves soient inférieures à celles qui ont été attribuées à l'actif visé par l'acquisition.

Les acquisitions de propriétés ou de sociétés pétrolières ou gazières sont fondées en grande partie sur des évaluations techniques, environnementales et économiques effectuées par l'acquéreur, des ingénieurs indépendants et des consultants. Ces évaluations reposent sur un certain nombre d'hypothèses relatives à des facteurs tels que la récupérabilité et la qualité marchande du pétrole et du gaz naturel, les restrictions et les interdictions environnementales qui visent le rejet et l'émission de diverses substances, le prix futur du pétrole et du gaz, les frais

d'exploitation futurs, les dépenses en immobilisations futures et les redevances et autres charges gouvernementales qui seront imposées pendant la durée de vie utile des réserves. Bon nombre de ces facteurs sont susceptibles d'évoluer et sont indépendants de la volonté de la Société. Toutes ces évaluations comportent une part d'incertitude quant aux aspects géologiques, techniques, environnementaux et réglementaires qui pourraient faire en sorte que la production et les réserves soient inférieures ou que les frais d'exploitation ou les dépenses en immobilisations soient supérieurs à ceux qui sont prévus. Bien que certains examens de titres et certaines études environnementales soient effectués avant tout achat d'éléments d'actif recelant des ressources, de tels examens et études ne peuvent garantir que des vices imprévus dans la chaîne de titres n'invalideront pas le titre de la Société sur certains éléments d'actif ou que des problèmes, des obligations ou des lacunes d'ordre environnemental n'existent pas ou ne sont pas plus importants que prévu. Ces vices, problèmes ou lacunes pourraient réduire la valeur de l'actif visé par l'acquisition et la valeur des titres de la Société.

Comme il est décrit ci-dessus à la rubrique « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition », les propriétés faisant l'objet d'un DPR ne participent aucunement au total de la production actuelle ou des réserves prouvées brutes au 31 décembre 2010 qui sont attribuables à l'actif visé par l'acquisition et, bien que le montant exact n'ait pas encore été établi, la Société prévoit que la valeur qui leur sera attribuée sera inférieure à 1 % du prix d'achat. Si les tiers qui détiennent les DPR en question les exercent en bonne et due forme, la Société sera tout de même tenue de réaliser l'acquisition, mais elle n'acquerra pas le titre rattaché aux propriétés faisant l'objet d'un DPR et n'aura pas à verser à l'avantage la tranche du prix d'achat qui leur est attribuable. De plus, tous les renseignements historiques sur les réserves et l'exploitation et les produits d'exploitation, les redevances et les frais d'exploitation attribués à l'actif visé par l'acquisition seront réduits dans une proportion qui équivaut à la partie de ces éléments qui est attribuable aux propriétés faisant l'objet d'un DPR.

#### ***Risques liés à l'exploitation de l'actif visé par l'acquisition et aux réserves qui s'y trouvent***

Les facteurs de risque qui sont présentés dans le présent prospectus relativement au secteur pétrolier et gazier ainsi qu'à l'exploitation et aux réserves de la Société s'appliquent également à l'actif visé par l'acquisition. Plus particulièrement, les données sur les réserves et la récupération qui figurent dans le rapport Sproule à l'égard de l'actif visé par l'acquisition ne sont que des estimations; la production réelle et les réserves finales des propriétés pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations qui figurent dans ce rapport. Voir « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition – Facteurs ou incertitudes importants ».

#### ***Prix, marchés et commercialisation***

La qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel que la Société pourrait acquérir ou découvrir sont touchés par de nombreux facteurs indépendants de la volonté de celle-ci et continueront de l'être. Il se pourrait que la Société soit en mesure de commercialiser son pétrole et son gaz naturel uniquement si elle est capable d'acquérir de l'espace dans les pipelines qui acheminent le pétrole et le gaz naturel aux marchés commerciaux. La Société pourrait également être touchée par l'incertitude entourant la livraison qui est attribuable à la distance entre ses réserves et les pipelines et les installations de traitement et de stockage ainsi qu'aux problèmes d'exploitation touchant ces pipelines et installations, ainsi que par la vaste réglementation gouvernementale ayant trait au prix, aux taxes et impôts, aux redevances, au régime foncier, aux quotas de production, à l'exportation de pétrole et de gaz naturel et à de nombreux autres aspects des activités pétrolières et gazières.

Le prix du pétrole et du gaz naturel peut être volatil et fluctuer. Une baisse marquée de ce prix pourrait entraîner la baisse des produits d'exploitation nets que la Société tire de sa production. Les paramètres économiques liés à l'exploitation de certains puits pourraient s'en trouver modifiés, ce qui pourrait réduire la production de pétrole ou de gaz ainsi que le volume des réserves de la Société. De plus, la Société pourrait décider de ne pas mettre certains puits en production si le prix est trop bas. Tous ces facteurs pourraient faire diminuer considérablement les produits d'exploitation nets que la Société prévoit tirer de sa production et forcer celle-ci à réduire ses activités d'acquisition, de mise en valeur et d'exploration. Le prix du pétrole et du gaz peut fluctuer grandement en réaction à des variations relativement mineures de l'offre et de la demande de pétrole et de gaz, à l'incertitude qui règne sur les marchés et à divers autres facteurs indépendants de la volonté de la Société. Parmi ces facteurs, mentionnons la conjoncture économique aux États-Unis et au Canada, les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), la réglementation gouvernementale, l'instabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs, l'offre de

pétrole et de gaz à l'étranger, le risque de perturbation de l'approvisionnement, le prix des importations et l'accessibilité à d'autres sources de carburant. Toute baisse marquée et prolongée du prix du pétrole et du gaz aurait une incidence défavorable sur la valeur comptable des réserves, le pouvoir d'emprunt, les produits d'exploitation, la rentabilité et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de la Société et pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Le prix du pétrole devrait demeurer volatil dans un avenir rapproché en raison de l'incertitude qui règne sur les marchés quant à l'offre et à la demande de ce produit de base, fruit de l'état actuel de l'économie mondiale, des mesures prises par l'OPEP et des préoccupations constantes quant au crédit et aux liquidités. La volatilité du prix du pétrole et du gaz fait en sorte qu'il est difficile d'estimer la valeur d'acquisition de propriétés productives et perturbe souvent le marché des propriétés productives de pétrole et de gaz, les acheteurs et les vendeurs ayant de la difficulté à s'entendre sur cette valeur. De plus, en raison de la volatilité du prix du pétrole et du gaz, il est difficile d'établir le budget des acquisitions et des projets de mise en valeur et d'exploitation et de projeter le rendement qui en sera tiré.

De plus, les prêts bancaires susceptibles d'être consentis à la Société peuvent être déterminés, en partie, par le pouvoir d'emprunt de celle-ci. Une baisse marquée et soutenue du prix par rapport au prix moyen historique pourrait réduire le pouvoir d'emprunt de la Société, réduisant par le fait même le crédit bancaire susceptible d'être mis à sa disposition et obligeant peut-être celle-ci à rembourser une partie ou la totalité de sa dette bancaire.

### ***Risques liés aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production***

Les activités pétrolières et gazières comportent de nombreux risques que même le fait d'allier expérience, connaissances et évaluation prudente pourrait ne pas suffire à endiguer. La Société ne pourra réussir à long terme que si elle est en mesure de trouver, d'acquérir, de mettre en valeur et d'exploiter à l'échelle commerciale des réserves de pétrole et de gaz naturel. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves que la Société pourrait avoir à un moment donné et la production qu'elle en tirera déclinera au fil du temps, au fur et à mesure que ces réserves seront exploitées. La Société réussira à accroître ses réserves à l'avenir non seulement si elle peut explorer et mettre en valeur ses propriétés, mais aussi si elle sait choisir et acquérir des propriétés productives ou des zones d'intérêt intéressantes. Il n'est pas certain que la Société sera en mesure de repérer des propriétés satisfaisantes en vue de les acquérir ou d'y participer. En outre, même si elle repère de telles acquisitions ou participations, la direction de la Société pourrait décider que celles-ci ne seraient pas rentables en raison de la conjoncture du marché, des conditions d'acquisition et de participation ou du prix. Il n'est pas certain que la Société pourra découvrir ou acquérir des quantités commerciales de pétrole ou de gaz naturel.

L'exploration pétrolière et gazière future pourrait se révéler non rentable, non seulement en raison de la découverte de puits secs, mais aussi de puits qui sont productifs, mais qui ne produisent pas suffisamment de substances pétrolières pour qu'on puisse en tirer un profit, déduction faite des frais de forage, d'exploitation et autres. Le fait de conditionner un puits ne signifie pas forcément qu'on pourra obtenir un rendement du capital investi ou recouvrer les frais de forage, de conditionnement ou d'exploitation engagés. En outre, les problèmes de forage ou les dommages causés à l'environnement pourraient accroître considérablement les frais d'exploitation et les diverses conditions d'exploitation des champs pourraient compromettre la mise en production de puits fructueux. Il pourrait s'agir de retards dans l'obtention des approbations ou des consentements des gouvernements, de la fermeture de puits raccordés en raison de conditions climatiques extrêmes, de l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres difficultés d'ordre géologique ou mécanique. Même si la supervision diligente des puits et l'exécution de travaux d'entretien efficaces peuvent contribuer à maximiser les taux de production au fil du temps, les retards dans la production et le déclin de celle-ci dans des conditions d'exploitation normales ne peuvent être évités et l'on doit s'attendre à ce que ces facteurs influent défavorablement, à des degrés divers, sur les produits d'exploitation et les rentrées de fonds.

Les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz naturel sont assujetties à tous les risques propres à de telles activités, y compris les incendies, les explosions, les éruptions, la formation de cratères, les dégagements de gaz corrosif et les déversements, qui peuvent tous causer des dommages considérables aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, aux autres biens et à l'environnement ou encore des blessures corporelles. Plus particulièrement, la Société pourrait explorer certaines zones et y produire du gaz naturel corrosif. Une fuite accidentelle de gaz corrosif pourrait causer des blessures corporelles, des décès ou des dommages matériels et nécessiter l'évacuation de régions habitées, conséquences dont la Société pourrait être tenue

responsable. Conformément aux pratiques du secteur, la Société n'est pas entièrement assurée contre tous ces risques, qui ne sont d'ailleurs pas tous assurables. Même si la Société souscrit une assurance de la responsabilité civile d'un montant qu'elle juge conforme aux pratiques du secteur, la nature de ces risques est telle que sa responsabilité pourrait dépasser les limites de la police, ce qui pourrait l'obliger à engager des frais considérables. En outre, la production de pétrole et de gaz naturel comportent tous les risques habituellement inhérents aux activités de ce genre, y compris l'existence de formations ou de pressions imprévues, le déclin prématuré des gisements et l'infiltration d'eau dans les formations productives. Les pertes découlant de la matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société.

### ***Estimations des réserves***

Les estimations des réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN ainsi que des rentrées de fonds futures qui leur sont attribuables comportent de nombreuses incertitudes. Les données sur les réserves et les rentrées de fonds correspondantes qui figurent dans les présentes ne sont que des estimations. En règle générale, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel pouvant être récupérées de manière rentable et des rentrées de fonds nettes futures qui en seront tirées reposent sur un certain nombre de facteurs variables et d'hypothèses, comme la production historique des propriétés, les taux de production, le taux de récupération final des réserves, le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci devront être engagées, la qualité marchande du pétrole et du gaz, les taux de redevances, les effets escomptés de la réglementation imposée par les organismes gouvernementaux et les frais d'exploitation futurs, qui pourraient tous différer considérablement des résultats réels. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel pouvant être récupérées de manière rentable qui sont attribuables à un groupe donné de propriétés, le classement de ces réserves en fonction du risque lié à leur récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs qui en seront tirés, qui sont établis par des ingénieurs différents ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, pourraient varier. La production, les produits d'exploitation, les taxes et impôts et les frais de mise en valeur et d'exploitation des réserves différeront des résultats estimatifs, et les écarts pourraient être considérables.

Les estimations des réserves prouvées susceptibles d'être mises en valeur et exploitées sont souvent fondées sur des calculs volumétriques et des analogies avec des types de réserves similaires plutôt que sur l'historique de production. Les facteurs de récupération et les zones de drainage ont été estimés par expérience et analogie avec des gisements productifs similaires. Les estimations établies au moyen de telles méthodes sont habituellement moins fiables que celles qui reposent sur l'historique de production. L'évaluation ultérieure des mêmes réserves en fonction de l'historique de production et des méthodes de production indiquera un écart, qui pourrait être considérable, par rapport aux réserves estimatives.

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, l'évaluateur indépendant des réserves de la Société a eu recours à des prix et à des coûts prévisionnels pour estimer les réserves et les rentrées de fonds nettes futures qui sont résumées dans les présentes. Les rentrées de fonds nettes futures seront touchées par d'autres facteurs, comme les taux de production, l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel, la réduction ou l'augmentation du pétrole et du gaz naturel utilisé par les consommateurs, l'évolution de la réglementation ou du régime d'imposition imposés par les gouvernements et l'incidence de l'inflation sur les coûts.

La production et les rentrées de fonds que la Société tirera effectivement de ses réserves de pétrole et de gaz différeront des estimations figurant dans l'évaluation des réserves, et les écarts pourraient être considérables. L'évaluation des réserves est fondée en partie sur l'hypothèse que les activités que la Société prévoit exercer au cours des prochaines années seront couronnées de succès. Les réserves et les rentrées de fonds correspondantes figurant dans l'évaluation des réserves seront réduites si ces activités n'obtiennent pas le degré de succès qui y est présumé. L'évaluation des réserves vaut à une date donnée et elle n'a pas été mise à jour, de sorte qu'elle ne tient pas compte de l'évolution des réserves de la Société depuis cette date.

### **Risques liés aux projets**

La Société gère divers projets de grande et de petite envergure dans le cadre de l'exploitation de son entreprise. Chaque fois qu'un projet accusera un retard, la Société devra s'attendre à toucher les produits d'exploitation connexes plus tard que prévu. Les dépassements de coûts importants pourraient compromettre la rentabilité d'un

projet. Le pouvoir de la Société d'exécuter des projets et de commercialiser son pétrole et son gaz naturel dépendra de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société, notamment les suivants :

- l'accès aux installations de traitement;
- l'accès aux pipelines et leur proximité;
- l'accès aux installations de stockage;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- l'accès à d'autres sources de carburant;
- les conséquences d'intempéries;
- l'accès au matériel de forage et au matériel connexe;
- les augmentations de coûts imprévues;
- les accidents;
- la fluctuation du change;
- l'évolution de la réglementation;
- la possibilité d'avoir recours à de la main-d'œuvre compétente et sa productivité;
- la réglementation du secteur du pétrole et du gaz naturel imposée par les divers paliers de gouvernement et leurs organismes.

En raison de ces facteurs, la Société pourrait être incapable d'exécuter des projets ou de les exécuter selon le calendrier prévu ou le budget prévu, et pourrait être incapable de commercialiser efficacement le pétrole et le gaz naturel qu'elle produit.

#### ***Titres de propriété***

Même si un examen de titres est susceptible d'être effectué avant l'achat d'une propriété productive de pétrole et de gaz naturel ou le début de travaux de forage, cela ne garantit pas ni ne certifie l'absence de vice dans la chaîne de titres : de tels vices pourraient faire en sorte que la Société perde ses droits, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

#### ***Expiration des licences et des baux***

La Société détient ses propriétés au moyen de licences, de baux et d'intérêts économiques directs dans des licences et des baux. Si la Société ou le titulaire d'une licence ou d'un bail ne respectait pas les exigences de la licence ou du bail en question, la licence ou le bail pourrait être résilié ou expirer. Il n'est pas certain que l'une ou l'autre des obligations devant être respectées pour maintenir chaque licence ou chaque bail en règle le sera. La résiliation ou l'expiration des licences ou des baux de la Société ou des intérêts économiques directs dans une licence ou un bail pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société.

#### ***Possibilité que les avantages prévus des acquisitions et des aliénations ne se matérialisent pas***

La Société achète et vend des entreprises et des éléments d'actif dans le cours normal de ses affaires. Elle ne pourra profiter des acquisitions que si elle parvient à regrouper les fonctions et à intégrer les activités et les méthodes avec rapidité et efficacité ainsi qu'à tirer parti des possibilités de croissance et des synergies attendues du regroupement des entreprises et des activités acquises avec les siennes. L'intégration d'une entreprise acquise pourrait exiger beaucoup d'efforts, de temps et de ressources de la part de la direction, qui pourrait ainsi ne plus être en mesure de consacrer son attention à d'autres occasions stratégiques et aux questions relatives à l'exploitation. La direction évaluera sans cesse la valeur des services fournis et l'apport que ceux-ci représentent ainsi que l'actif requis aux fins

de la prestation de ces services. À cet égard, la Société vend régulièrement des éléments d'actif secondaires de manière à pouvoir mieux centrer ses efforts et ses ressources. Selon la situation des marchés à l'égard de tels biens, la valeur de certains de ceux-ci, si elle les vend, pourrait être inférieure à leur valeur comptable inscrite dans les états financiers.

### ***Accès au matériel de forage***

Les activités d'exploration et de mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières sont tributaires de l'accessibilité du matériel de forage et du matériel connexe (qui est habituellement loué auprès de tiers) dans les zones où elles sont exercées. Si la demande est trop forte ou si certaines restrictions à l'accès sont imposées, la Société pourrait avoir de la difficulté à obtenir le matériel nécessaire et se voir dans l'obligation de retarder ses activités d'exploration et de mise en valeur.

### ***Saisonnalité***

Dans le secteur canadien du pétrole et du gaz, les saisons ont une incidence sur le degré d'activité. La pluie et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable. En conséquence, les municipalités et les ministères des transports provinciaux restreignent la circulation sur les routes, ce qui limite le transport des appareils de forage et d'autres pièces d'équipement lourdes et diminue le degré d'activité. En outre, certaines zones productrices de pétrole et de gaz sont situées dans des régions qui sont accessibles uniquement en hiver à cause du sol marécageux qui entoure les emplacements. Des facteurs saisonniers et des conditions climatiques imprévues pourraient entraîner le déclin des activités d'exploration et de production et une baisse correspondante de la demande suscitée par les biens et les services de la Société.

### ***Dépendance envers d'autres exploitants***

Certains des éléments d'actif dans lesquels la Société a une participation sont exploités par d'autres exploitants. En conséquence, la Société a un pouvoir d'influence restreint sur l'exploitation de ces éléments d'actif ou sur les frais y afférents, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats financiers. Le rendement que la Société tire des éléments d'actif qui sont exploités par d'autres dépend donc d'un certain nombre de facteurs qui pourraient être indépendants de sa volonté, y compris le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci sont engagées, la compétence et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation d'autres participants, le choix de la technologie et les méthodes de gestion des risques.

### ***Risque lié à la solvabilité de tiers***

La Société pourrait être exposée au risque lié à la solvabilité de tiers en raison des ententes contractuelles qu'elle a conclues ou pourrait conclure à l'avenir avec ses coentreprises, les négociants qui achètent sa production de pétrole et de gaz naturel et d'autres tiers. Si l'un ou l'autre de ces tiers manquait à ses obligations contractuelles envers la Société, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société. En outre, de mauvaises conditions de crédit offertes dans le secteur ou les problèmes de solvabilité des coentreprises pourraient inciter ceux-ci à ne pas participer au programme de dépenses en immobilisations courant de la Société, ce qui pourrait retarder l'exécution du programme et la réalisation de ses fruits tant que la Société ne réussira pas à trouver un autre coentrepreneur approprié.

### ***Réglementation***

Les activités pétrolières et gazières (l'exploration, la production, l'établissement des prix, la commercialisation et le transport) sont assujetties à de nombreux contrôles et règlements imposés par les divers paliers de gouvernement, qui sont susceptibles d'être modifiés au fil du temps. Voir « Situation dans le secteur ». Les gouvernements peuvent réglementer les prix, les taxes et impôts, les redevances et l'exportation de pétrole et de gaz naturel ou intervenir dans ces domaines. Ils sont susceptibles de modifier leurs règlements pour tenir compte de l'évolution de la situation économique ou politique. L'adoption de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant le secteur du pétrole et du gaz naturel pourraient entraîner la baisse de la demande de ces produits et l'augmentation des frais de la Société, chacune de ces situations étant susceptible d'avoir un effet défavorable important sur

l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société. Afin d'exercer des activités pétrolières et gazières, la Société devra obtenir des permis de divers organismes gouvernementaux. Il n'est pas certain qu'elle sera en mesure d'obtenir tous les permis et les licences dont elle aura besoin pour exercer les activités qu'elle souhaite exercer.

### ***Environnement***

Toutes les phases de l'exploitation pétrolière et gazière présentent des risques et des dangers pour l'environnement et sont assujetties à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois et de divers règlements fédéraux, provinciaux et locaux. Les lois et règlements en matière d'environnement, entre autres choses, limitent ou interdisent le déversement, le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre des activités du secteur pétrolier et gazier. Ils exigent en outre que les puits et les emplacements des installations soient exploités, entretenus, abandonnés et remis en état à la satisfaction des organismes de réglementation compétents. La conformité à ces lois et règlements peut exiger des dépenses considérables et leur violation peut entraîner l'imposition d'amendes et de sanctions, parfois lourdes. Les lois et les règlements en matière d'environnement évoluent de telle façon qu'il devrait en résulter une plus grande rigueur sur le plan des normes et de l'application, des amendes et une responsabilité accrues et l'augmentation possible des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation. La Société pourrait être tenue responsable du déversement ou du dégagement de pétrole, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau envers des gouvernements et des tiers, qui pourraient la forcer à assumer les frais de nettoyage. Bien que la Société estime qu'elle se conforme à tous les égards importants à la réglementation environnementale applicable actuelle, il n'est pas certain que les lois environnementales ne la forceront pas à réduire sa production ou à augmenter considérablement ses frais de production, de mise en valeur ou d'exploration ou qu'elles n'auront pas d'autres effets défavorables importants sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses perspectives.

### ***Concurrence***

Toutes les phases du secteur pétrolier sont soumises à la concurrence. La Société livre concurrence à bon nombre d'autres entreprises dans le cadre de la recherche de propriétés pétrolières et gazières, de l'acquisition de telles propriétés et de la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Les concurrents de la Société comprennent des sociétés pétrolières et gazières qui disposent de ressources financières et d'installations plus vastes et d'employés plus nombreux que les siens. Le pouvoir de la Société d'accroître ses réserves à l'avenir dépendra non seulement de son pouvoir d'explorer et de mettre en valeur ses propriétés actuelles, mais aussi de la mesure dans laquelle elle réussira à choisir et à acquérir des propriétés productives ou zones d'intérêt qui se prêtent aux activités de forage d'exploration et de développement. Dans le domaine de la distribution et de la commercialisation du pétrole et du gaz naturel, la concurrence se joue sur divers plans, notamment le prix, les méthodes de livraison et de stockage et la fiabilité de celles-ci. La concurrence pourrait également provenir d'autres sources de carburant.

### ***Opérations de couverture***

La Société pourrait conclure à l'occasion des conventions qui lui permettent de vendre sa production de pétrole et de gaz naturel à un prix fixe afin de compenser le risque que ses produits d'exploitation diminuent si le prix des produits de base baisse. Cependant, si le prix des produits de base augmente au delà des prix stipulés dans ces conventions, la Société n'en bénéficiera pas et elle pourrait néanmoins devoir verser des redevances sur ce prix accru, même si elle ne l'a pas touché. De la même manière, la Société pourrait conclure à l'occasion des conventions qui fixent le cours du change du dollar canadien par rapport au dollar américain afin d'atténuer le risque que ses produits d'exploitation diminuent si le dollar canadien s'apprécie par rapport au dollar américain. Cependant, si le dollar canadien se déprécie par rapport au dollar américain, la Société n'en bénéficiera pas.

Au moment de la clôture de l'acquisition, Longview aura couvert 1 500 b/j de sa production de pétrole brut pour la période allant de janvier 2011 à décembre 2011 au prix de 91,05 \$ CA/b. Il se pourrait que le pétrole brut se négocie à un prix supérieur au prix stipulé dans le contrat de couverture, de sorte que les rentrées nettes pourraient être inférieures à ce qu'elles auraient été en l'absence de couverture.

### *Assurances*

Le fait que la Société se consacre à l'exploration et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières pourrait faire en sorte qu'elle soit tenue responsable de pollution, d'éruptions, de fuites de gaz corrosif, de dommages matériels et de blessures corporelles, entre autres risques. Même si la Société souscrit une assurance conforme aux normes en vigueur dans le secteur afin de se protéger contre certains de ces risques, une telle assurance comporte des limites de responsabilité qui pourraient ne pas être suffisantes dans certains cas. En outre, ces risques ne sont pas toujours assurables et, dans certaines circonstances, la Société pourrait décider de ne pas s'assurer contre certains risques en raison du montant trop élevé des primes ou pour d'autres raisons. Si la Société était trouvée responsable de sinistres contre lesquels elle n'est pas assurée, cela réduirait les fonds dont elle dispose. La survenance d'un sinistre important contre lequel la Société n'est pas entièrement assurée, ou l'insolvabilité de l'assureur d'un tel sinistre, pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société.

### *Risques d'ordre géopolitique*

La qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel que la Société pourrait acquérir ou découvrir sont et continueront d'être touchés par les événements politiques survenant à l'échelle mondiale qui perturbent l'offre de pétrole. Les conflits ou, à l'opposé, les efforts de paix au Moyen-Orient ou dans d'autres parties du monde ont un effet marqué sur le prix du pétrole et du gaz naturel. Un événement de cet ordre pourrait faire chuter les prix et, par conséquent, faire reculer les produits d'exploitation nets que la Société tire de sa production.

En outre, les propriétés pétrolières et gazières de la Société, ainsi que ses puits et ses installations, pourraient être la cible d'une attaque terroriste. Une telle attaque pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société. La Société ne souscrit pas d'assurance contre le risque d'attaques terroristes.

### *Changements climatiques*

Le Canada est un pays signataire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et il a ratifié le Protocole de Kyoto établi aux termes de celle-ci en vue d'établir des cibles juridiquement contraignantes visant la réduction des émissions nationales de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde de diazote et d'autres substances communément appelées « gaz à effet de serre ». Le pouvoir du Canada d'atteindre ces cibles et la stratégie ou les stratégies de rechange du gouvernement quant aux changements climatiques et au contrôle des gaz à effet de serre suscitent de nombreux débats. Les installations d'exploration et de production que Longview prévoit acquérir et certains autres de ses établissements et activités émettront des gaz à effet de serre et l'obligeront à se conformer aux lois sur les émissions de gaz à effet de serre de l'Alberta et à celles que d'autres provinces pourraient adopter. La Société pourrait aussi devoir se conformer à la réglementation régissant les émissions de gaz à effet de serre que le gouvernement fédéral finira par adopter; on s'attend actuellement à ce que le gouvernement modifie cette réglementation pour la rendre conforme à celle que les États-Unis ont adoptée. Les frais directs et indirects que ces règlements entraîneront pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société. La mise en œuvre ou la modification éventuelle de la réglementation sur les gaz à effet de serre, que ce soit pour reprendre les plafonds imposés par le Protocole de Kyoto ou l'Accord de Copenhague ou imposer d'autres limites, pourrait avoir une incidence importante sur la nature des activités pétrolières et gazières, y compris celles de la Société. Étant donné le caractère évolutif du débat entourant les changements climatiques et le contrôle des gaz à effet de serre ainsi que des exigences en résultant, il est impossible de prévoir l'incidence de ces questions sur la Société ou sur ses activités et sa situation financière. Voir « Situation dans le secteur – Réglementation relative aux changements climatiques ».

### *Revendications des peuples autochtones*

Les peuples autochtones ont revendiqué des titres de propriété et des droits à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. La Société n'est au courant d'aucune revendication qui aurait été faite à l'égard de ses propriétés et de ses biens. Cependant, si une telle revendication était faite et que son auteur avait gain de cause, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

## **Risques liés à la gestion de la Société**

### ***Convention de prestation de services techniques***

La Société et Advantage concluront la convention de prestation de services techniques dans le cadre du présent placement. Aux termes de cette convention, Advantage s'engagera à fournir divers services à la Société. Voir « Convention de prestation de services techniques ». Étant donné que le montant des frais que Longview devra rembourser à Advantage aux termes de cette convention est établi suivant une formule qui variera mensuellement en fonction de divers facteurs, comme le rapport entre la production tirée de l'actif visé par l'acquisition et la production qu'Advantage tire de son actif et le montant des frais administratifs que Longview doit rembourser chaque mois à Advantage, le montant des frais que Longview devra rembourser à Advantage pourrait augmenter si les frais généraux et administratifs augmentent ou la production attribuable à Advantage diminue au fil du temps.

Même si Advantage a l'obligation contractuelle de fournir des services à la Société pendant la durée de la convention de prestation de services techniques, cette convention peut être résiliée après un an. Le cas échéant, la Société devra embaucher son propre personnel ou prendre d'autres dispositions. Il n'est pas garanti que la Société sera en mesure de remplacer ces services en temps opportun ou à des conditions comparables. En outre, Advantage pourrait cesser de fournir les services prévus par cette convention avant que la Société ait pu prendre d'autres dispositions appropriées. Si Advantage cessait de fournir les services prévus par la convention de prestation de services techniques, la Société pourrait devoir payer des frais accrus pour se les procurer auprès de tiers ou pour les fournir elle-même.

### ***Dépendance à l'endroit du personnel clé***

La réussite de la Société repose dans une large mesure sur certains employés clés. La perte de l'un ou l'autre de ces employés clés pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la Société. La Société n'a pas souscrit d'assurance collaborateurs. L'apport de l'équipe de direction actuelle et celui du personnel d'Advantage aux termes de la convention de prestation de services techniques aux activités immédiates et à court terme de la Société sont susceptibles d'avoir une importance primordiale. En outre, dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, le recrutement de personnel compétent fait l'objet d'une vive concurrence et il n'est pas certain qu'Advantage sera en mesure de continuer d'intéresser et de maintenir en poste tout le personnel dont elle a besoin pour faire croître et exploiter l'entreprise de Longview. Les acquéreurs d'actions ordinaires doivent s'en remettre à la compétence, au jugement, au discernement, à l'intégrité et à la bonne foi de la direction de la Société et d'Advantage. Voir « Convention de prestation de services techniques » et « Rémunération des hauts dirigeants ».

### ***Conflits d'intérêts éventuels***

Dans certaines circonstances, les intérêts d'Advantage et des membres de son groupe pourraient entrer en conflit avec ceux des actionnaires. Advantage et les membres de son groupe pourraient acquérir des propriétés pétrolières et gazières pour leur propre compte ou pour le compte de personnes qui ne sont pas des actionnaires. La Société n'a pas le droit de participer aux acquisitions effectuées par Advantage. Ni Advantage ni les membres de sa direction ne consacreront tous leurs efforts aux intérêts des actionnaires et, lorsqu'ils agiront pour leur propre compte ou pour le compte d'autres personnes, ils pourraient agir à l'occasion d'une manière qui serait contraire aux intérêts des actionnaires.

En cas de conflit d'intérêts, Advantage prendra ses décisions conformément aux dispositions des ententes contractuelles pertinentes et en fonction des objectifs établis et des ressources financières de chaque groupe de parties intéressées. Elle fera tous les efforts raisonnables pour les régler d'une manière qui fait en sorte que la Société et les autres parties intéressées sont traitées de manière équitable dans les circonstances et pour agir avec intégrité et bonne foi dans le cadre de la résolution de ce conflit.

Dans certaines circonstances, les membres du conseil d'administration de la Société pourraient aussi être des administrateurs ou des dirigeants de sociétés par actions dont les intérêts entrent en conflit avec ceux de la Société. Il n'est pas garanti que les occasions que ces administrateurs cerneront seront proposées à la Société.

Certains administrateurs de la Société siègent aussi au conseil d'autres sociétés pétrolières et gazières et, à ce titre, pourraient dans certaines circonstances se trouver en situation de conflit d'intérêts, ce qui les obligerait à s'abstenir de participer à certaines décisions. Le cas échéant, ces conflits seront assujettis aux dispositions et aux recours prévus par la BCAA. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts ».

### ***Gestion de la croissance***

La Société pourrait être exposée aux risques liés à la croissance, y compris les restrictions en matière de capacité et les pressions exercées sur ses systèmes et ses contrôles internes. Pour gérer efficacement la croissance, la Société devra continuer à mettre en œuvre des systèmes d'exploitation et des systèmes financiers, à améliorer les systèmes existants et à accroître, à former et à gérer son effectif. Si la Société était incapable de gérer sa croissance, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

### ***Contrôle interne***

Pour produire des rapports financiers fiables et être en mesure de lutter contre la fraude, la Société a besoin d'un système de contrôle interne efficace. Même si elle prendra un certain nombre de mesures afin d'assurer la fiabilité de ses rapports financiers, y compris celles que lui imposent les lois sur les valeurs mobilières canadiennes, la Société ne peut pas garantir que ces mesures lui permettront d'exercer un contrôle adéquat sur ses méthodes de présentation de l'information financière. Si la Société était incapable de mettre en œuvre les nouveaux contrôles requis ou de nouveaux contrôles améliorés ou éprouvait de la difficulté à les mettre en œuvre, cela pourrait compromettre ses résultats d'exploitation ou l'empêcher de remplir ses obligations en matière de communication de l'information. Si la Société ou ses vérificateurs indépendants découvraient une lacune grave, la communication de ce fait, même si la situation était corrigée rapidement, pourrait réduire la confiance du marché envers les états financiers consolidés de la Société et faire chuter le cours des actions ordinaires.

### **Risques liés à un placement dans les actions ordinaires**

#### ***Aucun marché public pour la négociation des actions ordinaires***

Avant la réalisation du présent placement, il n'existait aucun marché public pour la négociation des actions ordinaires. Il se pourrait que, après la réalisation du présent placement, aucun marché actif et liquide ne soit créé pour la négociation des actions ordinaires ou, si un tel marché est créé, qu'il ne soit pas maintenu. Si aucun marché public actif n'est créé ou maintenu, les acquéreurs pourraient éprouver de la difficulté à revendre leurs actions ordinaires.

Le prix d'émission des actions ordinaires a été établi par voie de négociations entre la Société et les preneurs fermes; il pourrait ne pas être représentatif du prix auquel les actions ordinaires seront négociées après la réalisation du présent placement. La Société ne peut pas garantir aux acquéreurs que le prix des actions ordinaires sur le marché ne subira pas une baisse marquée par rapport au prix d'émission.

### ***Dividendes***

La Société n'a versé aucun dividende sur ses actions en circulation. Elle prévoit actuellement établir, après la réalisation du présent placement, sous réserve des lois applicables, une politique selon laquelle elle versera des dividendes mensuels réguliers aux porteurs d'actions ordinaires. Il appartiendra au conseil d'administration de fixer le montant du dividende en espèces à verser, le cas échéant, en fonction de divers facteurs, notamment la fluctuation du prix des produits de base, les taux de production, les dépenses en immobilisations requises, le service de la dette, les frais d'exploitation, les redevances à payer et les cours du change.

### ***Importance de l'accès aux capitaux***

La Société prévoit affecter des dépenses en immobilisations considérables à l'acquisition, à l'exploration, à la mise en valeur et à l'exploitation de réserves de pétrole et de gaz naturel à l'avenir. Si ses produits d'exploitation ou ses

réserves fléchissent, la Société pourrait ne pas avoir accès aux capitaux dont elle a besoin pour entreprendre ou réaliser de futurs programmes de forage. En outre, l'incertitude entourant le degré d'activité dans le secteur à court terme, conjuguée à la crise du crédit sévissant actuellement dans le monde, pourrait empêcher la Société d'avoir accès aux capitaux nécessaires. Il n'est pas garanti que la Société pourra recourir à du financement par emprunt ou par actions ou générer des flux de trésorerie au moyen de ses activités d'exploitation, ou le faire dans une mesure suffisante, pour être en mesure de répondre à ses besoins en matière de dépenses en immobilisations ou à ses autres besoins généraux, ou, si elle peut recourir à de tels financements, qu'elle pourra le faire à des conditions qu'elle juge acceptables. Si la Société était incapable de réunir des capitaux suffisants pour exercer ses activités, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

### ***Autres besoins de financement***

Les rentrées de fonds que la Société tire de ses réserves pourraient ne pas être suffisantes pour lui permettre de financer ses activités courantes en tout temps. À l'occasion, la Société pourrait avoir besoin de fonds additionnels afin d'exercer ses activités d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières. Si elle n'était pas en mesure d'obtenir de tels fonds en temps utile, cela pourrait l'obliger à renoncer à sa participation dans certaines propriétés, à rater certaines occasions d'acquisition et à réduire ses activités ou à y mettre fin. Si, pour une raison ou une autre, notamment le repli du prix du pétrole et du gaz naturel, les produits d'exploitation que la Société tire de ses réserves fléchissaient, la Société pourrait avoir de la difficulté à affecter les fonds nécessaires au remplacement de ses réserves ou au maintien de sa production. Si les rentrées de fonds que la Société tire de ses activités d'exploitation ne lui permettent pas de régler ses dépenses en immobilisations, il n'est pas certain que celle-ci pourra recourir à du financement par emprunt ou par actions à cette fin ni qu'elle pourra le faire à des conditions qu'elle juge acceptables. L'incertitude qui persiste sur les marchés du crédit nationaux et internationaux pourrait limiter grandement le pouvoir de la Société de réunir des capitaux suffisants pour financer ses dépenses en immobilisations et des acquisitions, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'exécution de sa stratégie d'affaires ainsi que sur son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

### ***Horizon fiscal***

Compte tenu des lois actuelles, des prévisions qui figurent dans le rapport Sproule et de diverses autres hypothèses, la Société ne prévoit pas devoir payer d'impôt sur le revenu avant 2015. Si les dépenses en immobilisations sont inférieures à celles qui sont prévues dans le rapport Sproule ou si les hypothèses de la Société se révèlent inexactes, la Société pourrait devoir payer de l'impôt sur le revenu plus tôt que prévu, ce qui réduira les liquidités à sa disposition.

### ***Fluctuation des cours du change et des taux d'intérêt***

Le prix mondial du pétrole et du gaz est exprimé en dollars américains, de sorte que le prix qu'obtiennent les producteurs canadiens est tributaire du cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain, qui fluctue au fil du temps. Ces dernières années, le dollar canadien s'est nettement apprécié par rapport au dollar américain. Une hausse marquée du dollar canadien a une incidence défavorable sur les produits d'exploitation que la Société tire de sa production. En conséquence, le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain pourrait à l'avenir avoir une incidence sur la valeur que des évaluateurs indépendants attribueront aux réserves de la Société.

Si la Société décidait d'exercer des activités de gestion des risques de change, elle s'exposerait au risque lié à la solvabilité des contreparties avec lesquelles elle conclut des contrats.

La hausse des taux d'intérêt pourrait donner lieu à une forte augmentation des sommes que la Société affecte au service de sa dette, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de ses actions ordinaires.

### ***Crise financière mondiale***

Le prix des produits de base a été très volatil récemment en raison de la situation qui règne sur les marchés, y compris la perturbation des marchés du crédit à l'échelle internationale et d'autres systèmes financiers ainsi que la détérioration de la conjoncture économique mondiale. Cette situation s'est détériorée en 2008 et s'est poursuivie tout au long de 2009 et au début de 2010; elle a entraîné une perte de confiance envers les marchés du crédit et les marchés financiers des États-Unis et du monde entier et l'effondrement de grandes banques, institutions financières et sociétés d'assurances, suscitant l'intervention du gouvernement dans celles-ci, et créé un climat d'extrême volatilité, une perte de liquidité, un élargissement des écarts de crédit, un manque de transparence sur le plan des prix, des pertes sur prêts accrues et un resserrement des conditions de crédit. Malgré les diverses mesures prises par les gouvernements, les préoccupations au sujet, de l'état général des marchés des capitaux, des instruments financiers, des banques, des maisons de courtage, des sociétés d'assurances et des autres institutions financières ont accentué la détérioration des marchés du crédit en général et le repli des marchés boursiers. Même si la situation économique s'est améliorée vers la fin de 2009 et en 2010, comme prévu, la reprise économique a été lente dans certains pays, notamment en Europe et aux États-Unis, et a subi les répercussions de divers facteurs qui sévissent toujours, notamment le degré d'endettement et le taux élevé de chômage, qui continuent d'avoir une incidence sur le prix des produits de base et la volatilité des marchés boursiers.

### ***Participation d'Avantage***

Après le présent placement, Avantage sera propriétaire d'environ ● % (● % si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement) des actions ordinaires en circulation de la Société. Dans certaines circonstances, une telle concentration de propriété pourrait retarder ou empêcher la réalisation d'un changement de contrôle de la Société. En outre, Avantage pourrait être en situation de conflit d'intérêts dans le cadre de la prestation des services qu'elle doit fournir à la Société. Voir « Convention de prestation de services techniques ».

### ***Ventes futures d'actions ordinaires par Avantage***

La Société a accordé à Avantage certains droits qui lui permettent de vendre la totalité ou une partie des actions ordinaires qu'elle détient dans le cadre d'un ou de plusieurs placements par voie de prospectus. Il est impossible de prévoir l'incidence qu'une telle vente d'actions ordinaires pourrait avoir sur le cours de celles-ci au moment en question. Toutefois, si Avantage vendait un nombre considérable d'actions ordinaires ou si on avait l'impression qu'une telle vente était sur le point de se produire, le cours des actions ordinaires pourrait s'en ressentir.

### ***Estimations de la direction***

Le présent prospectus mentionne certaines mesures hors PCGR, y compris le bénéfice d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation rajustés, les rentrées nettes et les dépenses en immobilisations. Ces mesures hors PCGR et les autres estimations financières faites par la direction, y compris celles qui figurent à la rubrique intitulée « Politique en matière de dividendes – Sommaire des fonds provenant de l'exploitation ajustés », sont fondées sur des éléments variables. Il n'est pas garanti que ces éléments et le calcul des mesures hors PCGR ne changeront pas au fil du temps.

### ***Ventes ou émissions futures d'actions ordinaires et prix des actions ordinaires***

Les ventes futures, ou la possibilité de ventes futures, de quantités appréciables d'actions ordinaires sur le marché public pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires. Si les actionnaires de la Société vendaient des quantités appréciables d'actions ordinaires sur le marché public après le présent placement, le cours des actions ordinaires pourrait fléchir. En outre, en raison de ces ventes, la Société pourrait éprouver de la difficulté à vendre des actions ou des titres rattachés à des actions au moment et au prix qu'elle juge appropriés.

Au moment de la clôture du présent placement, ● actions ordinaires de la Société seront émises et en circulation. La Société prévoit que la totalité des actions ordinaires vendues dans le cadre du présent placement seront librement négociables, sans restriction ni autre obligation d'inscription en vertu des lois sur les valeurs mobilières canadiennes. Avantage et la Société ont conclu une convention de blocage aux termes de laquelle Avantage s'est engagée à ne

pas vendre d'actions et la Société s'est engagée à ne pas en émettre, sans le consentement préalable des preneurs fermes, pendant la période de 180 jours qui suit la date de la convention de prise ferme, sauf en de rares circonstances. Cependant, Advantage et la Société peuvent être libérées des obligations que leur imposent leurs conventions de blocage respectives sans le consentement des preneurs fermes à quelque moment que ce soit et sans préavis, de sorte qu'elles pourraient vendre ou émettre des actions ordinaires sur le marché public avant l'expiration d'un tel délai. La Société prévoit que, après l'expiration de la période de blocage applicable, les actions ordinaires seront toutes négociables sur le marché public, sous réserve de certaines restrictions imposées par les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables. En outre, les statuts constitutifs de la Société permettent l'émission d'un nombre illimité d'actions ordinaires.

### ***Émission de titres d'emprunt***

À l'occasion, la Société pourrait conclure des opérations en vue d'acquérir des éléments d'actif ou des actions d'autres entreprises. Elle pourrait financer ces opérations en totalité ou en partie au moyen de titres d'emprunt, ce qui pourrait avoir pour effet d'accroître son endettement au-dessus des normes en vigueur dans le secteur pour des sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire à la sienne. Selon ses programmes d'exploration et de mise en valeur futurs, la Société pourrait devoir recourir à du financement par emprunt ou par actions supplémentaire, mais un tel financement pourrait être impossible à obtenir, ou alors seulement à des conditions désavantageuses. Ni les statuts ni les règlements administratifs de la Société ne limitent le montant de la dette que la Société peut contracter. Son degré d'endettement pourrait l'empêcher de réunir des fonds additionnels au moment qu'il faut pour lui permettre de saisir les occasions d'affaires qui se présentent.

### ***Dilution***

La Société pourrait conclure d'autres opérations, notamment des acquisitions ou des financements, comportant l'émission de titres, ce qui pourrait avoir un effet de dilution sur les titres déjà émis.

## **TITRES ENTIÈRES**

Conformément à l'Instruction canadienne 46-201, *Modalités d'entiercement applicables aux premiers appels publics à l'épargne* (l'« **instruction 46-201** »), on prévoit actuellement qu'aucun titre de la Société ne sera entiercé du fait que la Société est considérée comme un « émetteur dispensé » aux termes de l'instruction 46-201. En outre, mise à part la restriction relative à la vente des actions ordinaires émises à Advantage pendant la période de 180 jours suivant la réalisation de l'acquisition, on prévoit actuellement qu'aucun titre de la Société ne sera assujéti à une restriction contractuelle en matière de transfert. Voir « Mode de placement ».

## **LITIGES**

Il n'y a aucun litige en cours à l'encontre de la Société ou de l'une ou l'autre de ses filiales, la Société n'est partie à aucun litige et elle n'a connaissance d'aucun litige de cet ordre qui soit imminent.

## **MESURES D'APPLICATION DE LA RÉGLEMENTATION**

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la Société (i) n'a fait l'objet d'aucune amende ou sanction qui lui aurait été imposée par un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, (ii) n'a fait l'objet d'aucune amende ou sanction qui aurait été imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation et qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un épargnant raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement et (iii) n'a conclu aucun règlement amiable devant un tribunal en vertu des lois sur les valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières.

## **ADMISSIBILITÉ À DES FINS DE PLACEMENT**

Selon les lois applicables qui sont en vigueur à la date des présentes, de l'avis de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, conseillers juridiques de la Société, et de Macleod Dixon LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, sous réserve des dispositions de quelque régime que ce soit, à la condition que les actions ordinaires soient inscrites à une

bourse de valeurs désignée en vertu de la loi de l'impôt (ce qui comprend la TSX), les actions ordinaires faisant l'objet du présent placement constitueront des placements admissibles en vertu de la loi de l'impôt pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes de participation différée aux bénéficiaires, des régimes enregistrés d'épargne-invalidité, des régimes enregistrés d'épargne-études et des comptes d'épargne libres d'impôt, au sens attribué à ces termes dans la loi de l'impôt.

Nonobstant le fait que les actions ordinaires constitueront des placements admissibles pour les comptes d'épargne libres d'impôt, le titulaire d'un tel compte qui régit une fiducie qui détient des actions ordinaires devra payer un impôt de pénalité s'il a un lien de dépendance avec la Société en vertu de la loi de l'impôt ou s'il a une « participation notable » (au sens de la loi de l'impôt) dans la Société ou dans une société par actions, une société de personnes ou une fiducie avec laquelle la Société a un lien de dépendance en vertu de la loi de l'impôt. Les porteurs sont invités à communiquer avec leur conseiller à ce sujet.

### **DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES**

À l'exception de la vente de l'actif visé par l'acquisition qu'Advantage projette de conclure avec la Société aux termes de la convention d'achat et de vente et sous réserve des renseignements qui sont présentés à la rubrique intitulée « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts » du présent prospectus, la direction n'est au courant d'aucun intérêt important, directement ou indirectement, qu'aurait un administrateur ou un dirigeant de la Société, une personne qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des titres comportant droit de vote de la Société, ou d'une personne ayant des liens avec les personnes précitées ou appartenant au même groupe qu'elles, dans une opération qui a été effectuée au cours des trois dernières années et qui a eu une incidence importante sur la Société ou ses filiales ou dans une opération projetée qui aura un tel effet, sauf pour ce qui est exposé dans les présentes.

### **VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES**

Les vérificateurs de la Société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, au 111, 5th Avenue S.W., bureau 3100, Calgary (Alberta), T2P 5L3.

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions ordinaires de la Société est Société de fiducie Computershare du Canada. Les actions ordinaires de la Société peuvent être transférées aux bureaux de Société de fiducie Computershare du Canada à Calgary, en Alberta, et à Toronto, en Ontario.

### **CONTRATS IMPORTANTS**

Les seuls contrats importants que la Société ou une autre personne, pour le compte de celle-ci, a conclu au cours des deux dernières années, mis à part les contrats conclus dans le cours normal des activités, sont les suivants :

1. la convention de prise ferme (voir « Mode de placement »);
2. la convention d'achat et de vente (voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Convention d'achat et de vente »);
3. la convention de prestation de services techniques (voir « Convention de prestation de services techniques »);
4. la convention relative aux placements futurs (voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition – Convention relative aux placements futurs »);
5. la convention relative à la gouvernance (voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts »).

## EXPERTS

Certaines questions d'ordre juridique ayant trait au présent placement seront examinées par Burnet, Duckworth & Palmer LLP, pour le compte de la Société, et par Macleod Dixon LLP, pour le compte des preneurs fermes. Les associés et les autres avocats de chacun de ces cabinets sont collectivement propriétaires de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation et des autres titres en circulation des personnes ayant des liens avec la Société ou appartenant au même groupe que celle-ci. En outre, il n'est pas prévu actuellement que l'un ou l'autre des associés ou des autres avocats de ces cabinets soit élu, nommé ou embauché à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de la Société ou de l'une ou l'autre des personnes ayant des liens avec celle-ci ou appartenant au même groupe que celle-ci, à l'exception de Jay P. Reid, qui est secrétaire général de Longview et associé au sein de Burnet, Duckworth & Palmer LLP.

Sproule, cabinet d'ingénieurs indépendant, a dressé le rapport Sproule. Ni Sproule ni aucun de ses dirigeants, administrateurs, employés ou consultants ne sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, d'actions ordinaires en circulation de la Société. En outre, il n'est pas prévu actuellement que l'un ou l'autre des dirigeants, des administrateurs, des employés ou des consultants de Sproule soit élu, nommé ou embauché à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de la Société ou de l'une ou l'autre des personnes ayant des liens avec celle-ci ou appartenant au même groupe que celle-ci.

## COMPTABLES INDÉPENDANTS

Le cabinet PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, vérificateurs de la Société, a rédigé un avis à l'égard des états financiers consolidés de la Société et des états des résultats de l'actif visé par l'acquisition, qui sont présentés respectivement aux annexes A et B des présentes. Ce cabinet est indépendant selon les règles de déontologie de l'institut des comptables agréés de l'Alberta.

## INFORMATION CONCERNANT LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

### Charte du comité de vérification

La charte du comité de vérification de la Société est présentée à l'annexe D des présentes.

### Composition du comité de vérification

Au moment de la réalisation du présent placement, le comité de vérification (le « **comité de vérification** ») sera composé de MM. Baker (président du comité), Gilbert et Sharpe. Le tableau suivant indique si les membres du comité de vérification projeté sont indépendants et présente leurs compétences financières et leur formation et leur expérience pertinentes à l'appui de ces compétences financières.

| <b>Nom, province et pays de résidence</b> | <b>Indépendance</b> | <b>Compétences financières</b> | <b>Formation et expérience pertinentes</b>   |
|---|---------------------|--------------------------------|--|
| Doug Baker<br>Alberta, Canada             | Oui                 | Oui                            | M. Baker est un comptable agréé qui œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz depuis 32 ans. Juste avant son départ à la retraite en septembre 2006, il était vice-président, Finances et chef des finances d'une société pétrolière et gazière inscrite à la TSX. M. Baker apporte au conseil de la Société de vastes connaissances en comptabilité, en finance et en gouvernance d'entreprise. Il a déjà présidé l'Institut Canadien des Comptables Agréés. |

| <u>Nom, province et pays de résidence</u> | <u>Indépendance</u> | <u>Compétences financières</u> | <u>Formation et expérience pertinentes</u>  |
|---|---------------------|--------------------------------|---|
| Daryl Gilbert<br>Alberta, Canada          | Oui                 | Oui                            | M. Gilbert œuvre dans le secteur du pétrole et du gaz naturel de l'Ouest canadien depuis plus de 30 ans. Il a travaillé de 1979 à 2005 au sein de GLJ, cabinet de consultation en ingénierie, à titre d'évaluateur de réserves. Il a été président et chef de la direction de GLJ de 1994 à 2005. Depuis 2005, il est un homme d'affaires et un investisseur indépendant et siège au conseil d'un certain nombre d'entreprises ouvertes et fermées. M. Gilbert est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie civil de l'Université du Manitoba et porte le titre d'ingénieur en Alberta.   |
| Steven Sharpe<br>Ontario, Canada          | Oui                 | Oui                            | Depuis juillet 2009, M. Sharpe est directeur général de The EmBeSa Corporation. Il siège au conseil d'Avantage depuis 2001 et il est le président du conseil externe depuis 2005. En outre, il est président du conseil externe de Prime Restaurants Inc. D'octobre 2009 à mars 2010, il a été président du conseil externe et chef de la direction du Prime Restaurants Royalty Income Fund. Jusqu'en juillet 2009, il était conseiller principal chez Blair Franklin Capital Partners, Inc., société de courtage de Toronto qu'il a fondée avec d'autres en mai 2003. M. Sharpe est titulaire d'un baccalauréat en droit de la faculté de droit Osgoode Hall de l'Université York et d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Western Ontario. |

### **Normes et méthodes d'approbation préalable**

La Société a adopté des normes et des méthodes en vue de l'approbation préalable des services de vérification et des services autres que de vérification permis que PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. peut fournir, comme il est indiqué dans la charte du comité de vérification, qui est présentée à l'annexe D des présentes. Le comité de vérification approuvera la prestation d'une liste stipulée de services de vérification et de services autres que de vérification permis qu'il estime être courants, récurrents ou susceptibles d'être fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pendant l'exercice en cours. La liste décrira les services avec suffisamment de détails pour que le comité de vérification sache précisément quels services on lui demande d'approuver au préalable et qu'il ne soit pas nécessaire qu'un membre de la direction ait à juger si un service projeté cadre ou non dans les services approuvés au préalable.

### **Honoraires des vérificateurs**

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les vérificateurs, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., n'ont facturé aucuns honoraires en contrepartie de services liés à la vérification ou de services fiscaux, mais ils lui ont facturé des honoraires de 3 000 \$ en contrepartie de services de vérification.

### **INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE**

Le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* (le « **règlement 58-101** ») oblige les émetteurs assujettis à décrire leurs pratiques en matière de gouvernance en se reportant à une série de lignes directrices à l'appui d'une gouvernance efficace (les « **lignes directrices sur la gouvernance** »), qui sont énoncées dans l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*.

La Société a examiné les modifications législatives récentes ainsi que les propositions et les recommandations faites récemment par les organismes de réglementation compétents et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières au sujet des pratiques en matière de gouvernance. Elle a aussi tenu compte du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*, du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des*

émetteurs, du Règlement 51-101 sur les normes de présentation de l'information sur les activités pétrolières et gazières, du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue, du règlement 58-101 et de l'Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance (les « **lignes directrices** »).

Les pratiques de la Société en matière de gouvernance sont présentées à l'annexe C du présent prospectus.

### PROMOTEURS

Advantage peut être considérée comme un promoteur de la Société. Le ● 2011, Longview et Advantage ont conclu la convention d'achat et de vente. Voir « Acquisition de l'actif visé par l'acquisition » et « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz relatifs à l'actif visé par l'acquisition ». Le nombre et le pourcentage d'actions ordinaires qu'Advantage détiendra avant la clôture du présent placement et après le présent placement et l'achat, par la Société, de l'actif visé par l'acquisition, sont présentés dans le tableau qui suit.

| <u>Nom</u> | <u>Nombre et pourcentage d'actions ordinaires avant la clôture du présent placement</u> | <u>Nombre et pourcentage d'actions ordinaires après la clôture du présent placement et l'achat de l'actif visé par l'acquisition par la Société<sup>(1)</sup></u> |
|------------|---|---|
| Advantage  | 10 (100 %)  | ● (● %)   |

#### Note

- (1) Si l'option d'attribution excédentaire est levée intégralement, Advantage sera propriétaire véritable de ● actions ordinaires, ce qui représente ● % des actions ordinaires émises et en circulation, compte tenu de la dilution, ou exercera une emprise sur une telle proportion d'actions ordinaires.

### DROIT DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

Les lois en valeurs mobilières de certaines provinces canadiennes confèrent à l'acquéreur un droit de résolution. Ce droit ne peut être exercé que dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée du prospectus et des modifications. Dans plusieurs provinces, ces lois permettent également à l'acquéreur de demander la nullité ou, dans certains cas, la révision du prix ou des dommages-intérêts si le prospectus ou les modifications contiennent de l'information fautive ou trompeuse ou ne lui ont pas été transmis. Ces droits doivent être exercés dans des délais déterminés. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un avocat.

**CONSETEMENT DE L'AUDITEUR**

Nous avons lu le prospectus de Longview Oil Corp. (« **Longview** ») daté du • 2011 relatif au premier appel public à l'épargne portant sur des actions ordinaires de Longview. Nous nous sommes conformés aux normes généralement reconnues du Canada concernant l'intervention de l'auditeur sur des documents de placement.

Nous consentons à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport à l'actionnaire de Longview portant sur le bilan consolidé de Longview au 31 décembre 2010 et sur les états consolidés des résultats, du résultat étendu et du déficit et des flux de trésorerie de la période allant du 4 mars 2010, date de la constitution de la Société, au 31 décembre 2010. Notre rapport est daté du [•] mars 2011.

Nous consentons également à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux administrateurs d'Advantage Oil & Gas Ltd. portant sur le tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation de l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008. Notre rapport est daté du [•] mars 2011.

(signé) « • »  
Comptables agréés  
Calgary (Alberta)  
Le • 2011

**ANNEXE A**  
**ÉTATS FINANCIERS**

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

### **À l'actionnaire de Longview Oil Corp.**

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Longview Oil Corp., qui comprennent le bilan consolidé au 31 décembre 2010 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu et du déficit et des flux de trésorerie de la période allant du 4 mars 2010, date de la constitution en société, au 31 décembre 2010, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

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

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation 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 du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et 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. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble 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 donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Longview Oil Corp. au 31 décembre 2010, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour la période allant du 4 mars 2010, date de la constitution en société, au 31 décembre 2010, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

#### **Comptables agréés**

Calgary (Alberta)

Le • mars 2011

**LONGVIEW OIL CORP.**  
**Bilan consolidé**  
**31 décembre 2010**

**Actif**

*Actif à court terme*

Trésorerie

10 \$

10 \$

**Passif**

*Passif à court terme*

Créditeurs

3 000 \$

**Capitaux propres**

Capitaux propres (note 3)

10

Déficit

(3 000)

(2 990)

10 \$

Événements postérieurs à la date du bilan (note 4)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Approuvé par le conseil d'administration**

« Steven Sharpe »

Steven Sharpe  
Administrateur

« Stephen E. Balog »

Stephen E. Balog  
Administrateur

**LONGVIEW OIL CORP.**

**État consolidé des résultats, du résultat étendu et du déficit**

**Période du 4 mars 2010, date de la constitution en société, au 31 décembre 2010**

**Charges**

Frais généraux et d'administration

3 000 \$

**Résultat, résultat étendu et déficit à la fin de la période**

(3 000) \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**LONGVIEW OIL CORP.**

**État consolidé des flux de trésorerie**

**Période du 4 mars 2010, date de la constitution en société, au 31 décembre 2010**

**Activités d'exploitation**

Perte nette

(3 000) \$

Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement

3 000

-

**Activités de financement**

Émission d'actions

10

**Augmentation de la trésorerie pour la période et trésorerie à la fin de la période**

10 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## LONGVIEW OIL CORP.

### Notes afférentes aux états financiers consolidés

Période du 4 mars 2010, date de la constitution en société, au 31 décembre 2010

#### 1. Activités et structure de Longview Oil Corp.

Longview Oil Corp. (la « Société ») a été constituée sous le régime des lois de la province d'Alberta le 4 mars 2010. La Société n'a pas encore commencé ses activités commerciales. Elle a l'intention d'acquérir et d'exploiter essentiellement des biens productifs de pétrole brut. Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada.

#### 2. Principales conventions comptables

Les conventions comptables présentées ci-dessous ont été appliquées à la période visée par les présents états financiers consolidés. Elles sont systématiquement appliquées par la Société.

##### a) Trésorerie

La trésorerie comprend les fonds en caisse.

##### b) Capital-actions

Les coûts directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont comptabilisés en déduction des capitaux propres, déduction faite de toute incidence fiscale.

#### 3. Capital-actions

##### a) Autorisé

Nombre illimité d'actions ordinaires.

##### b) Émis et en circulation

|   | Nombre<br>d'actions | Montant |
|---|---------------------|---------|
| Actions ordinaires  |                     |         |
| émises contre trésorerie à titre de capital privé initial | 10                  | 10 \$   |

#### 4. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 4 mars 2011, la Société a déposé un prospectus provisoire relatif à l'émission et à la vente de 10 actions ordinaires au prix de 1 \$ l'action ordinaire dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne, pour un produit brut approximatif de 10 M\$, déduction faite des coûts estimatifs de 10 M\$ (le « premier appel public à l'épargne »). La Société a aussi contracté un emprunt total de 10 M\$, composé d'une facilité de crédit d'exploitation renouvelable et prorogable de 10 M\$ auprès d'une institution financière et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de 10 M\$ auprès d'un groupe d'institutions financières (les « facilités de crédit »).

Le 4 mars 2011, la Société a conclu une entente avec Advantage Oil & Gas Ltd. (« Advantage ») pour acquérir certains biens productifs de pétrole brut et de gaz naturel pour un montant de 10 M\$ (l'« actif visé par l'acquisition »). Au 31 décembre 2010, Advantage contrôlait la totalité du capital-actions émis et en circulation de la Société. La Société acquerra l'actif visé par l'acquisition au moyen du produit net du premier appel public à l'épargne et des 10 actions ordinaires émises à Advantage, tout solde étant acquitté au moyen de la facilité de crédit.

**ANNEXE B**

**SCHEDULE OF REVENUES, ROYALTIES AND OPERATING EXPENSES**

## Rapport de l'auditeur indépendant

### Aux administrateurs de Advantage Oil and Gas Ltd.

Nous avons effectué l'audit du tableau ci-joint des produits bruts, des redevances, des coûts de production et des résultats d'exploitation (l'« état des résultats ») l'actif visé par l'acquisition aux termes de la convention de rachat d'actifs datée du 1<sup>er</sup> mars 2011 (l'« actif visé par l'acquisition ») pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008, qui comprend un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (collectivement les « états des résultats »).

#### Responsabilité de la direction pour les états des résultats

La direction de Advantage Oil and Gas Ltd. est responsable de la préparation de ces états des résultats de l'actif visé par l'acquisition conformément au référentiel d'information financière précisé à l'alinéa 8.10(3)(e)(i) du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* portant sur l'acquisition d'une participation dans un terrain pétrolier et gazéifier, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états des résultats 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 des résultats sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états des résultats 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 des résultats. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états des résultats 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 des états des résultats afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états des résultats.

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 des résultats de l'actif visé par l'acquisition pour les exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008 ont été préparés, dans tous ses aspects significatifs, conformément au référentiel d'information financière précisé à l'alinéa 8.10(3)(e)(i) du *Règlement national 51-102 sur les obligations d'information continue* portant sur l'acquisition d'une participation dans un terrain pétrolier et gazéifier.

#### Référentiel comptable

Sans pour autant modifier notre opinion, nous attirons votre attention sur la note 1 afférente aux états des résultats, qui décrit le référentiel comptable.

Comptables agréés  
Calgary (Alberta)  
Le 1<sup>er</sup> mars 2011

## Actif visé par l'acquisition

### Tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation

(en milliers de dollars)

---

|                          | Exercices terminés les 31 décembre |            |            |
|--------------------------|------------------------------------|------------|------------|
|                          | 2010                               | 2009       | 2008       |
| Produits                 | 133 994 \$                         | 134 084 \$ | 257 177 \$ |
| Redevances               | (23 757)                           | (23 026)   | (50 671)   |
|                          | 110 237                            | 111 058    | 206 506    |
| Charges d'exploitation   | (34 729)                           | (34 087)   | (43 633)   |
| Résultats d'exploitation | 75 508 \$                          | 76 971 \$  | 162 873 \$ |

Voir les notes afférentes au tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation.

## Actif visé par l'acquisition

Notes afférentes au tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre 2010, 2009 et 2008

---

### 1. Mode de présentation

Dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne daté du 1<sup>er</sup> mars 2011, Longview Oil Corp. (« Longview » ou la (« Société ») prévoit acquérir certains biens pétroliers et gaziers (l'« actif visé par l'acquisition ») de Advantage Oil & Gas Ltd. (« Advantage »).

Le tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation de l'actif visé par l'acquisition comprend les produits, les redevances et les charges d'exploitation applicables à la participation directe dans les biens.

Les états des résultats ont été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au référentiel d'information financière précisé à l'alinéa 8.10(3)(e)(i) du *Règlement national 51-102 sur les obligations d'information continue* portant sur l'acquisition d'une participation dans un terrain pétrolier et gazéifère et, par conséquent, ils comprennent les postes suivants : produits bruts, redevances, coûts de production et résultats d'exploitation.

Le tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation de l'actif visé par l'acquisition ne comporte aucune provision au titre de la dépréciation et de l'amortissement, de la restauration des lieux, des coûts en capital futurs, de la moins-value des biens non évalués, des frais généraux et d'administration et des impôts sur les bénéfices à l'égard de l'actif visé par l'acquisition, car ces montants sont tirés des résultats consolidés de Advantage, dont l'actif visé par l'acquisition ne représente qu'une partie.

Le tableau des produits, des redevances et des charges d'exploitation de l'actif visé par l'acquisition fait état de l'ensemble de l'actif visé par l'acquisition. Certains biens et actifs connexes de l'actif visé par l'acquisition sont assujettis à un droit de préemption (« droit de préemption »). En ce qui concerne les biens assujettis à ce droit de préemption, mentionnons que les tiers qui détiennent une participation dans un bien assujetti à un droit de préemption ont le droit d'acquérir la participation de Advantage dans le bien en question. Si un tiers qui a le droit d'exercer un droit de préemption exerce son droit avant la clôture, celle-ci aura tout de même lieu, mais il ne sera pas tenu compte de la partie de l'actif visé par l'acquisition visée par le droit de préemption dans la convention de rachat d'actions et le prix d'acquisition sera rajusté en fonction de la valeur attribuée à ces biens. Si un tiers bénéficiaire d'un avis de droit de préemption conteste l'avis avant la clôture, celle-ci aura tout de même lieu et le titre de propriété visant l'actif visé par l'acquisition qui fait l'objet du litige sera transféré de Advantage à Longview, et le prix d'acquisition et l'actif visé par l'acquisition pourraient par la suite être rajustés en fonction du dénouement du litige.

### 2. Principales conventions comptables

Les postes de l'état des résultats sont préparés à l'aide des conventions comptables suivantes, permises par les principes comptables généralement reconnus du Canada :

- a) Produits  
Les produits tirés de la vente de pétrole, de gaz naturel et de liquides extraits du gaz naturel sont constatés au moment où la marchandise est produite et vendue.
- b) Redevances  
Les redevances sont constatées au moment où la marchandise est produite et vendue. Les redevances sont calculées selon les règlements applicables ou les modalités des ententes de redevances individuelles.

c) Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation comprennent les montants engagés au titre des activités d'extraction, de collecte, de traitement sur le terrain, de transformation et de compression du pétrole, du gaz naturel et de liquides du gaz naturel.

## ANNEXE C

### INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE

Le tableau qui suit donne une description des pratiques de la Société en matière de gouvernance.

| <b>LIGNES DIRECTRICES</b>  | <b>REMARQUES</b>   |  |
|--|--|--|
| <b>1. Conseil d'administration</b>   |  |  |
| a) Donner la liste des administrateurs qui sont indépendants.  | MM. Baker et Gilbert, qui seront nommés au conseil d'administration de Longview après la réalisation de l'acquisition et du présent placement, sont indépendants au sens du règlement 52-110.<br><br>Conformément au règlement 52-110, après la réalisation du présent placement, le conseil établira si Steven Sharpe est indépendant après avoir tenté d'évaluer si ce dernier a une relation importante avec Advantage dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance de son jugement. |  |
| b) Donner la liste des administrateurs qui ne sont pas indépendants et indiquer le fondement de cette conclusion.  | Sans objet. Voir le point 1a) ci-dessus.   |  |
| c) Indiquer si la majorité des administrateurs sont indépendants ou non. Dans la négative, décrire les mesures que prend le conseil d'administration (le « conseil ») afin de favoriser l'indépendance de leur jugement dans l'exécution de leur mandat. | La majorité des administrateurs seront indépendants après la réalisation du présent placement.   |  |
| d) Dans le cas où un administrateur siège actuellement au conseil d'un autre émetteur qui est émetteur assujéti (ou l'équivalent) dans un territoire canadien ou dans un territoire étranger, indiquer l'administrateur et l'émetteur en question.       | <u>Nom de l'administrateur</u>   | <u>Nom de l'autre émetteur assujéti</u>  |
|  | Steven Sharpe  | Advantage, Prime Restaurants Inc.  |
|  | Stephen Balog  | Advantage  |
|  | Doug Baker   | Bellatrix Exploration Ltd., Orleans Energy Ltd., Winstar Resources Ltd., Genesis Land Development Corp. et Century Energy Ltd.                             |
|  | Daryl Gilbert  | Penn West Petroleum Ltd., MGM Energy Corp., Falcon Oil & Gas Ltd., Galleon Energy Inc., PRD Energy Inc., Zedi Inc., Spry Energy Ltd. et Suroco Energy Inc. |

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

e) Indiquer si les administrateurs indépendants tiennent ou non des réunions périodiques hors de la présence des administrateurs non indépendants et des membres de la direction. Dans l'affirmative, indiquer le nombre de réunions tenues au cours du dernier exercice terminé de l'émetteur. Dans la négative, décrire les mesures que prend le conseil en vue de favoriser la libre discussion entre les administrateurs indépendants.

f) Indiquer si le président du conseil est un administrateur indépendant. Si le conseil a un président ou un administrateur principal qui est un administrateur indépendant, donner le nom du président indépendant ou de l'administrateur principal indépendant et exposer son rôle et ses responsabilités. Si le conseil n'a ni président indépendant ni administrateur principal indépendant, indiquer les mesures qu'il prend pour assurer un leadership aux administrateurs indépendants.

Les administrateurs indépendants prévoient tenir des séances régulières à huis clos, hors de la présence des administrateurs non indépendants et des membres de la direction, avant ou après chaque réunion du conseil et à d'autres moments au besoin. Depuis la date de constitution, les administrateurs indépendants n'ont tenu aucune séance à huis clos.

Le président du conseil, Steven Sharpe (le « **président du conseil** »), est un administrateur indépendant au sens du règlement 58-101 et son rôle et ses responsabilités s'établissent comme suit :

- Lorsqu'il est présent, il préside toutes les réunions du conseil et, sauf décision contraire des administrateurs, toutes les assemblées des actionnaires.
- Il doit s'efforcer d'assurer un leadership auprès des autres membres du conseil, ce qui ne restreint aucunement le principe de la responsabilité collective et la faculté du conseil de fonctionner en groupe.
- Dans la mesure où il est raisonnablement possible de le faire, il doit guider et encadrer le chef de la direction, les présidents des comités et les autres administrateurs.
- Il doit s'assurer que les réunions du conseil se déroulent de façon satisfaisante et que le conseil remplit ses tâches de la manière la plus raisonnable dans les circonstances. On recommande que le président du conseil s'efforce de veiller à ce que les connaissances et les compétences de chaque administrateur soient mises à profit de la façon la plus avantageuse possible pour la Société. Le président du conseil doit s'efforcer d'inciter chaque administrateur à participer pleinement aux réunions et aux discussions, de stimuler les débats, d'aider le conseil à en arriver à un consensus et de s'assurer que les décisions qui sont prises sont claires et dûment consignées dans le procès-verbal des réunions.
- Le président du conseil doit s'efforcer de s'assurer que le conseil délibère lorsque tous ses membres sont présents et, dans la mesure où cela est raisonnablement possible, qu'il prenne les décisions essentielles lorsque tous ses membres sont présents.
- Il doit inciter les administrateurs à poser des questions et à exprimer leur point de vue pendant les réunions.
- Il doit composer avec la dissidence et trouver une façon constructive d'en arriver à un consensus.
- Il doit s'efforcer de s'assurer que les administrateurs indépendants tiennent des séances régulières distinctes, hors de la présence des membres de la direction, avec le personnel interne ou les conseillers externes, si cela est nécessaire ou approprié.

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

- Il doit s'efforcer d'établir une voie de communication avec le chef de la direction de la Société pour s'assurer que des réunions du conseil puissent être convoquées pour traiter des dossiers importants qui se présentent entre les réunions trimestrielles régulières.
- Le président du conseil doit s'efforcer de s'acquitter de sa responsabilité de leadership d'une manière qui permette au conseil de fonctionner indépendamment de la direction. Il doit s'assurer que les administrateurs indépendants se réunissent hors de la présence des membres de la direction. Il doit s'efforcer de s'assurer qu'il existe un processus raisonnable permettant aux administrateurs d'embaucher des conseillers externes aux frais de la Société lorsque les circonstances le justifient, sous réserve de l'approbation du comité de gouvernance.
- Il doit s'efforcer de s'assurer que le conseil se réunit au moins quatre fois par année et autant d'autres fois que cela est nécessaire pour remplir ses fonctions avec efficacité et que les actionnaires se réunissent au moins une fois par année et autant de fois que la loi pourrait l'exiger.
- Il doit appliquer les règles de procédure applicables aux réunions du conseil et aux assemblées des actionnaires. Il doit communiquer avec le secrétaire général de la Société pour s'assurer que l'avis de convocation et l'ordre du jour ont été distribués en bonne et due forme et que toutes les mesures appropriées ont été prises pour la tenue des réunions du conseil et des assemblées des actionnaires et communiquer avec les présidents des comités, les autres administrateurs, le chef de la direction et les conseillers externes, au besoin, pour établir l'ordre du jour de chaque réunion du conseil.
- Le président du conseil doit s'efforcer de faire ce qui suit :
  - (i) s'assurer que la ligne de démarcation entre les responsabilités du conseil et celles de la direction est bien comprise et respectée et que les rapports entre le conseil et la direction sont constructifs et professionnels;
  - (ii) favoriser une communication efficace entre les administrateurs et la direction, aussi bien pendant les réunions du conseil qu'entre celles-ci;
  - (iii) participer activement à l'évaluation annuelle du rendement et de l'efficacité du conseil, des comités du conseil, de chacun des administrateurs, des présidents des comités (sauf pour ce qui est du président du conseil ou des comités présidés par ce dernier, le cas échéant) et du chef de la direction et surveiller le déroulement de ce processus;
  - (iv) au besoin, aider les administrateurs qui quittent le conseil à faire la transition et participer à l'orientation des nouveaux administrateurs et à la formation permanente des administrateurs en fonction;
  - (v) s'assurer qu'une évaluation de son rendement (et de celui des comités du conseil qu'il préside, le cas échéant) est effectuée chaque année, inviter tous les administrateurs et les membres de la direction appropriés à lui faire part de leurs observations et s'acquitter des autres fonctions et responsabilités que le conseil lui confie.

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

- |   |   |   |
|---|---|---|
| g)  | Fournir le relevé des présences de chaque administrateur à toutes les réunions du conseil tenues au cours du dernier exercice terminé de l'émetteur.  | Depuis la date de constitution, le conseil a tenu une seule réunion. Steven Sharpe et Steven Balog ont assisté tous les deux à la réunion.  |
| <br>  |   |   |
| <b>2.</b>                                   | <b>Mandat du conseil</b> – Donner le texte du mandat écrit du conseil. En l'absence de mandat écrit, indiquer de quelle façon le conseil définit son rôle et ses responsabilités.   | Le mandat du conseil est présenté à l'annexe E des présentes.   |
| <br>  |   |   |
| <b>3. Descriptions de poste</b>             |   |   |
| a)  | Indiquer si le conseil a établi ou non une description écrite des postes de président du conseil et de président de chaque comité de celui-ci. S'il ne l'a pas fait, indiquer brièvement comment il définit le rôle et les responsabilités correspondant à chacun de ces postes.  | Le conseil a établi une description écrite des postes de président du conseil et de président de chaque comité de celui-ci.   |
| b)  | Indiquer si le conseil et le chef de la direction ont établi ou non une description écrite du poste de chef de la direction. S'ils ne l'ont pas fait, indiquer brièvement comment le conseil définit le rôle et les responsabilités du chef de la direction.  | Le conseil et le chef de la direction ont établi une description écrite du poste de chef de la direction.   |
| <br>  |   |   |
| <b>4. Orientation et formation continue</b> |   |   |
| a)  | Indiquer brièvement les mesures prises par le conseil pour orienter les nouveaux administrateurs en ce qui concerne (i) le rôle du conseil, des comités du conseil et des administrateurs et (ii) la nature et le fonctionnement de l'entreprise de l'émetteur.   | Le conseil permet à ses nouveaux membres d'avoir accès à tous les documents d'information relatifs à la Société, y compris tous ses registres et les documents relatifs aux réunions précédentes du conseil. Les nouveaux membres du conseil ont la possibilité de rencontrer tous les membres de la direction de la Société pour se renseigner sur la nature et le fonctionnement de l'entreprise. |
| b)  | Indiquer brièvement les mesures prises par le conseil, le cas échéant, pour assurer la formation continue des administrateurs. Si le conseil n'assure pas de formation continue, indiquer comment il veille à ce que les administrateurs aient les aptitudes et les connaissances adéquates pour s'acquitter de leurs obligations à ce titre. | Les membres du conseil qui souhaitent suivre un cours en vue d'acquérir des compétences en matière de finances ou de gouvernance aux frais de la Société peuvent soumettre leur demande à celle-ci, qui la prendra en considération. De plus, les membres du conseil peuvent se renseigner sur l'exploitation et d'autres questions auprès des membres de la direction de la Société.               |
| <br>  |   |   |
| <b>5. Éthique commerciale</b>               |   |   |
| a)  | Indiquer si le conseil a adopté ou non un code écrit à l'intention des administrateurs, des membres de la direction et des employés. Dans l'affirmative,  | Le conseil adoptera un code de conduite professionnelle et d'éthique commerciale écrit et un code d'éthique commerciale écrit à l'intention des membres de la direction principale.   |

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

|  |   |
|--|---|
| (i) indiquer comment une personne peut en obtenir le texte;  | On pourra obtenir le code de conduite professionnelle et d'éthique commerciale et le code d'éthique commerciale à l'intention des membres de la direction principale sur le site web de SEDAR, à l'adresse <a href="http://www.sedar.com">www.sedar.com</a> .   |
| (ii) décrire de quelle façon le conseil veille au respect du code et, s'il n'y veille pas, expliquer s'il s'assure du respect du code et de quelle façon il le fait;   | Le conseil veillera au respect des codes en exigeant que les membres de la direction principale lui remettent régulièrement une attestation indiquant qu'ils s'y conforment (et le conseil exigera d'être avisé immédiatement de toute dérogation à ceux-ci). En outre, la Société prévoit mettre en œuvre une politique de dénonciation qui énoncera la marche à suivre par les employés qui veulent signaler une conduite qui pourrait constituer un manquement aux codes. De plus, Advantage devra aviser le président du conseil de Longview si l'un ou l'autre des fournisseurs de services retenus aux termes de la convention de prestation de services techniques déroge aux codes. |
| (iii) faire un renvoi à toutes les déclarations de changement important déposées au cours du dernier exercice terminé de l'émetteur et se rapportant à la conduite d'un administrateur ou d'un haut dirigeant qui constitue un manquement au code. | Sans objet.   |
| b) Indiquer les mesures prises par le conseil pour garantir l'exercice du jugement indépendant des administrateurs dans l'examen des opérations et des contrats dans lesquels un administrateur ou un haut dirigeant a un intérêt important.       | Les administrateurs et les hauts dirigeants seront tenus de divulguer la nature et l'ampleur de tout intérêt important qu'ils ont dans des opérations ou des contrats et ils ne peuvent voter à l'égard de ceux-ci. Dans certains cas, un comité indépendant pourrait être chargé de discuter de ces questions en l'absence de la partie intéressée. Voir « Administrateurs et hauts dirigeants – Conflits d'intérêts ».  |
| c) Indiquer les autres mesures prises par le conseil pour encourager et promouvoir une culture d'éthique commerciale.  | Étant donné qu'elle a un code d'éthique commerciale et un processus de dénonciation des manquements à celui-ci, le mandat du conseil et la charte du comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération, la Société estime qu'il n'est pas nécessaire de prendre d'autres mesures pour le moment.  |
| <b>6. Sélection des candidats au conseil</b>   |   |
| a) Indiquer le processus suivi pour trouver de nouveaux candidats au conseil.  | Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération est chargé de trouver des candidats au conseil en tenant compte de la composition du conseil, des forces des administrateurs en poste et de la perception que ceux-ci ont des besoins de la Société.   |
| b) Indiquer si le conseil a ou non un comité des candidatures composé uniquement d'administrateurs indépendants. Dans la négative, indiquer les mesures prises par le conseil pour encourager l'objectivité du processus de sélection.             | Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération est composé uniquement d'administrateurs indépendants.   |
| c) Si le conseil a un comité des candidatures, exposer ses responsabilités, ses pouvoirs et son fonctionnement.  | Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération est chargé de trouver des candidats au conseil en tenant compte de la composition du conseil, des forces des administrateurs en poste et de la perception que ceux-ci ont des besoins de la Société. Ce comité a le pouvoir de retenir les services d'experts et de conseillers, y compris des entreprises de recherche de cadres, au besoin.  |

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES****7. Rémunération**

- |    |   |  |
|----|---|--|
| a) | Indiquer le processus par lequel le conseil établit la rémunération des administrateurs et des membres de la direction de l'émetteur.   | La démarche adoptée par le conseil pour fixer la rémunération des administrateurs et des dirigeants de la Société est décrite à la rubrique « Rémunération des hauts dirigeants ».   |
| b) | Indiquer si le conseil a ou non un comité de rémunération composé uniquement d'administrateurs indépendants. Dans la négative, indiquer les mesures prises par le conseil pour assurer l'objectivité du processus d'établissement de la rémunération. | Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération se compose uniquement d'administrateurs indépendants.   |
| c) | Si le conseil a un comité de rémunération, exposer ses responsabilités, ses pouvoirs et son fonctionnement.   | Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération est chargé d'aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités en faisant ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> <li>a) examiner le programme de rémunération global et les principes qui le sous-tendent et en rendre compte au conseil;</li> <li>b) examiner le programme de rémunération, l'échelle de rémunération et les régimes incitatifs des hauts dirigeants, y compris le chef de la direction, et les modifications qui y sont proposées, et faire des recommandations au conseil à cet égard;</li> <li>c) examiner et approuver les objectifs liés à l'entreprise que le chef de la direction doit atteindre, évaluer son rendement à la lumière de ces objectifs et, à titre de comité ou en collaboration avec les administrateurs indépendants (selon la décision du conseil), établir et approuver la rémunération du chef de la direction sur la foi de cette évaluation;</li> <li>d) faire des recommandations au conseil à l'égard de la rémunération des hauts dirigeants autres que le chef de la direction et à l'égard des régimes de rémunération au rendement et des régimes de rémunération à base d'actions qui exigent l'approbation du conseil;</li> <li>e) examiner la forme de la rémunération des administrateurs et s'assurer que celle-ci est adéquate et tient compte de manière réaliste des responsabilités inhérentes au fait d'être un administrateur;</li> <li>f) examiner et évaluer les recommandations de la direction à l'égard de l'attribution d'actions faisant l'objet de restrictions dans le cadre du régime incitatif et formuler une recommandation qui sera soumise à l'approbation du conseil;</li> <li>g) examiner chaque année et recommander à l'approbation du conseil les renseignements et le rapport sur la rémunération des hauts dirigeants de la Société qui figurent dans sa circulation d'information;</li> <li>h) revoir sa charte chaque année;</li> <li>i) administrer le régime incitatif ainsi que les autres régimes de ce type qui pourraient être adoptés par la Société, conformément à leurs dispositions respectives;</li> </ul> |

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

- j) dresser chaque année un rapport sur la rémunération des hauts dirigeants;
- k) planifier la relève des hauts dirigeants et donner des conseils au sujet des postes à combler et des compétences à rechercher.
- d) Si, au cours du dernier exercice terminé de l'émetteur, les services d'un consultant ou conseiller spécialisé en rémunération ont été retenus pour aider à fixer la rémunération des administrateurs et des membres de la direction de l'émetteur, indiquer l'identité du consultant ou conseiller et exposer les grandes lignes de son mandat. Si le consultant ou conseiller a été engagé afin d'effectuer d'autres tâches pour le compte de l'émetteur, l'indiquer et décrire brièvement la nature du travail.
8. **Autres comités du conseil** – Si le conseil a d'autres comités permanents, outre le comité de vérification, le comité de rémunération et le comité des candidatures, donner la liste des comités et leur fonction.

Depuis sa constitution, Longview n'a retenu les services d'aucun consultant ou conseiller spécialisé en rémunération.

Comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération

Les membres du comité sont MM. Sharpe, Baker et Gilbert, qui sont tous des administrateurs indépendants.

Le comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération aide le conseil à s'acquitter de sa responsabilité de surveillance dans les domaines suivants : l'examen de l'efficacité du conseil et de ses comités; l'élaboration et l'examen de la démarche de la Société en matière de gouvernance; l'examen, l'élaboration et la recommandation à l'approbation du conseil de méthodes conçues pour permettre au conseil de fonctionner indépendamment de la direction. Le mandat du comité des ressources humaines, de la gouvernance et de la rémunération en matière de rémunération est présenté au point 7 ci-dessus, intitulé « **Rémunération** ». Le mandat de ce comité en matière de ressources humaines est énoncé au point 6 ci-dessus, intitulé « **Sélection des candidats au conseil** ». On prévoit évaluer l'efficacité de l'ensemble du conseil et de chacun de ses membres au moyen d'une auto-évaluation et d'un questionnaire que ces derniers devront remplir chaque année.

Depuis la date de constitution, le comité ne s'est jamais réuni.

Comité d'évaluation des réserves indépendant

Les membres du comité sont MM. Sharpe, Baker et Gilbert, qui sont tous des administrateurs indépendants.

Le comité d'évaluation des réserves indépendant aide le conseil d'acquitter de ses responsabilités quant à l'examen des titres de compétence, de l'expérience, des méthodes de vérification des réserves et de la rémunération du cabinet d'ingénieurs indépendant qui est chargé de la vérification des réserves d'Advantage et quant à l'examen du rapport technique indépendant. Chaque année, le comité examine le relevé des données relatives aux réserves et les autres renseignements prescrits par le règlement 51-101 et en recommande l'approbation au conseil. Le comité examine également les autres rapports sur les réserves de pétrole et de gaz avant que la Société ne les publie ainsi que tous les renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières de la Société qui figurent dans la notice annuelle.

**LIGNES DIRECTRICES****REMARQUES**

9. **Évaluation** – Indiquer si le conseil, les comités du conseil et chaque administrateur sont soumis ou non à une évaluation régulière de leur efficacité et de leur apport. Dans l’affirmative, exposer les processus d’évaluation. Dans la négative, indiquer comment le conseil s’assure que le conseil lui-même, ses comités et chacun de ses administrateurs s’acquittent efficacement de leurs fonctions.

Depuis la date de constitution, le comité ne s’est jamais réuni.

On prévoit évaluer l’efficacité du conseil, de ses comités et de chacun de ses membres au moyen d’une auto-évaluation et d’un questionnaire que ces derniers devront remplir chaque année.

**ANNEXE D**

**CHARTRE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION**

## I. OBJET

La fonction principale du comité de vérification est d'aider le conseil d'administration (le « **conseil d'administration** » ou le « **conseil** ») de Longview Oil Corp. (« **Longview** » ou la « **Société** ») à remplir ses responsabilités en examinant les rapports et les autres renseignements financiers fournis par Longview aux organismes gouvernementaux ou au public, les systèmes de contrôle interne de Longview sur les finances, la comptabilité, la conformité aux lois et l'éthique commerciale que la direction et le conseil ont établis et les méthodes comptables, de vérification et de présentation de l'information financière de Longview, en général. Dans le cadre de cette fonction, le comité de vérification doit favoriser l'amélioration continue des normes, méthodes et pratiques de la Société sur tous les plans ainsi que le respect de celles-ci. Dans le cadre de l'exécution de ses fonctions, les vérificateurs externes relèvent du comité de vérification. Les objectifs principaux du comité de vérification sont les suivants :

1. aider les administrateurs à remplir leurs responsabilités (particulièrement l'obligation de rendre compte) en ce qui a trait à l'établissement et à la présentation des états financiers de la Société et aux questions connexes;
2. favoriser une meilleure communication entre les administrateurs et les vérificateurs externes;
3. aider le conseil à évaluer les titres de compétence et l'indépendance des vérificateurs;
4. aider le conseil à évaluer la crédibilité, l'intégrité et l'objectivité des rapports financiers;
5. renforcer le rôle des administrateurs externes en facilitant les discussions entre les administrateurs qui siègent au comité de vérification, la direction et les vérificateurs externes;
6. aider le conseil à évaluer le rendement de la fonction de vérification interne et des vérificateurs indépendants de la Société;
7. aider le conseil à s'assurer que la Société se conforme aux exigences des lois et des règlements;
8. examiner les risques que pourraient avoir une incidence sur Longview et examiner la politique et les méthodes de gestion des risques de la Société.

## II. COMPOSITION

Le comité de vérification doit être composé d'au moins trois administrateurs, selon le nombre établi par le conseil d'administration, dont aucun n'est membre de la direction de Longview et qui sont tous « indépendants » (au sens a) du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « **règlement 52-110** »). Tous les membres du comité de vérification doivent avoir des « compétences financières ». Le conseil d'administration a adopté la définition du terme « compétences financières » qui est énoncée dans le règlement 52-110 et qui est présentée à l'appendice A des présentes. Les membres du comité de vérification peuvent accroître leurs connaissances d'ordre financier et comptable en participant à des programmes de formation organisés par la Société ou un conseiller externe. De plus, au moins un membre du comité de vérification doit avoir des compétences en comptabilité ou en gestion financière connexe, selon l'interprétation que le conseil d'administration de la Société donne à ce type de compétences.

Les membres du comité de vérification sont élus par le conseil d'administration, à la réunion d'organisation annuelle de ce dernier, et demeurent en fonction jusqu'à ce que leurs successeurs soient dûment élus et nommés. Si le conseil d'administration ne choisit pas le président du comité, les membres du comité de vérification pourront le faire par un vote majoritaire.

**COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION  
DE LONGVIEW OIL CORP.**

**CHARTRE**

**III. RÉUNIONS**

Le comité de vérification se réunit au moins quatre fois par année, ou plus fréquemment si les circonstances le justifient. Afin de remplir son obligation de favoriser la franchise des communications, le comité de vérification doit rencontrer au moins une fois par année la direction, les vérificateurs internes (s'il y a lieu) et les vérificateurs indépendants dans le cadre de séances distinctes afin de débattre des questions dont lui-même ou l'un de ces groupes estime qu'elles devraient faire l'objet d'une discussion privée. En outre, le comité de vérification, ou tout au moins son président, doit rencontrer les vérificateurs indépendants et la direction chaque trimestre afin d'examiner les états financiers de la Société, conformément à la rubrique IV.4 ci-après. Il doit aussi rencontrer la direction et les vérificateurs indépendants chaque année afin de discuter des états financiers annuels et du rapport de gestion correspondant. L'appendice B présente un exemple du calendrier annuel des réunions et de l'ordre du jour de celles-ci.

Le quorum des réunions du comité de vérification est constitué de la majorité des membres. Les règles relatives à la convocation, à la tenue, au déroulement et à l'ajournement de ces réunions sont les mêmes que celles qui régissent les réunions du conseil.

**IV. RESPONSABILITÉS ET FONCTIONS**

Afin de remplir ses responsabilités et ses fonctions, le comité de vérification s'efforce de faire ce qui suit :

***Examen de documents***

1. Examiner et mettre à jour la présente charte périodiquement, au moins une fois par année, pour tenir compte de l'évolution de la situation.
2. Examiner les états financiers annuels et intermédiaires, les rapports de gestion et les communiqués de presse sur les résultats, et en recommander l'approbation au conseil, et examiner les rapports ou les autres renseignements financiers soumis aux organismes gouvernementaux ou au public, y compris les attestations, les rapports, les avis ou les examens donnés ou faits par les vérificateurs indépendants.
3. Examiner les rapports à l'intention de la direction dressés par les vérificateurs indépendants et la réponse de la direction.
4. Examiner avec les membres de la direction financière et les vérificateurs indépendants les états financiers trimestriels avant leur dépôt ou avant la communication des résultats. Le président du comité de vérification peut représenter l'ensemble du comité de vérification aux fins de cet examen.
5. Examiner les constatations importantes faites au cours de l'exercice et la façon dont on a donné suite aux recommandations importantes antérieures des vérificateurs.
6. Évaluer périodiquement le caractère adéquat des méthodes d'examen de l'information qui est tirée des états financiers.
7. Discuter périodiquement de la politique et des lignes directrices qui régissent la façon dont le chef de la direction et les membres de la direction principale évaluent et gèrent les risques auxquels la Société est exposée.
8. Signaler régulièrement au conseil les questions qui sont soulevées quant à la qualité ou à l'intégrité des états financiers de la Société, à la conformité aux exigences des lois et des règlements, au rendement et à l'indépendance des vérificateurs de la Société ou à l'exécution de la fonction de vérification interne.

**COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION  
DE LONGVIEW OIL CORP.**

**CHARTRE**

9. Dresser, au besoin, le rapport du comité de vérification qui figurera dans la circulaire d'information annuelle de la Société.
10. Évaluer chaque année le rendement du comité de vérification.
11. Au moins chaque année, obtenir et examiner le rapport des vérificateurs indépendants décrivant les méthodes de contrôle internes de la Société, les questions importantes soulevées par le dernier contrôle, ou le dernier contrôle par les pairs, de la Société, ou par une enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles, au cours des cinq dernières années, relativement à une ou à plusieurs vérifications indépendantes effectuées par le cabinet et les mesures prises pour régler ces questions.

***Vérificateurs indépendants***

12. Recommander au conseil les vérificateurs externes dont la candidature sera soumise aux actionnaires.
13. Approuver la rémunération des vérificateurs externes.
14. Chaque année, le comité de vérification doit examiner les liens importants qui unissent les vérificateurs et la Société afin d'établir l'indépendance de ceux-ci, puis en discuter avec les vérificateurs. De plus, le comité de vérification doit s'assurer qu'il y ait rotation de l'associé chargé de la vérification tous les cinq ans et, afin de s'assurer que les vérificateurs soient toujours indépendants, envisager la rotation du cabinet chargé de la vérification.
15. Examiner et, le cas échéant, régler les désaccords importants entre la direction et les vérificateurs indépendants et étudier les propositions, le cas échéant, en vue de la révocation des vérificateurs, lorsque les circonstances le justifient, et faire des recommandations au conseil à ce sujet.
16. En cas de changement de vérificateurs, examiner les questions liées au changement et les renseignements qui seront donnés dans l'avis prescrit aux organismes de réglementation des valeurs mobilières.
17. Consulter périodiquement les vérificateurs indépendants, en l'absence de la direction, au sujet des contrôles internes et de l'intégralité et de l'exactitude des états financiers.
18. Superviser l'établissement d'une fonction de vérification interne.
19. Évaluer périodiquement la fonction de vérification interne de la Société, y compris les méthodes de gestion des risques et les contrôles internes.
20. Examiner le plan de vérification et l'étendue de la vérification des vérificateurs indépendants.
21. Superviser le travail des vérificateurs externes qui ont été chargés de dresser ou d'émettre un rapport de vérification ou de fournir d'autres services de vérification, d'examen ou de certification à Longview.

**COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION  
DE LONGVIEW OIL CORP.**

**CHARTRE**

22. Approuver au préalable la prestation des services autres que de vérification qui seront confiés aux vérificateurs externes et établir les services autres que de vérification que ceux-ci n'ont pas le droit de fournir. Le comité de vérification peut déléguer à un ou à plusieurs de ses membres le pouvoir d'approuver au préalable les services autres que de vérification conformément à cette exigence et, le cas échéant, le membre auquel ce pouvoir aura été délégué devra signaler à l'ensemble du comité les services autres que de vérification qu'il aura approuvés au préalable à la première réunion régulière tenue après l'approbation préalable en question. Le comité de vérification a le droit d'adopter des normes et méthodes qui s'appliquent expressément à la prestation de services autres que de vérification si les conditions suivantes sont réunies :
- a) les normes et méthodes en matière d'approbation préalable décrivent minutieusement le service en question;
  - b) le comité de vérification est informé de chaque service autre que de vérification;
  - c) les méthodes ne prévoient pas la délégation des responsabilités du comité de vérification à la direction.

Le comité de vérification se conforme à l'exigence en matière d'approbation préalable énoncée au présent point 22 si les conditions suivantes sont réunies :

- a) on peut raisonnablement s'attendre à ce que la rémunération globale de tous les services autres que de vérification qui n'ont pas été approuvés au préalable ne constitue pas plus de 5 % de la rémunération totale versée aux vérificateurs par Longview et ses filiales au cours de l'exercice pendant lequel les services sont fournis;
  - b) Longview ou la filiale, selon le cas, ne considérerait pas les services comme des services autres que de vérification au moment où la mission a été confiée aux vérificateurs externes;
  - c) les services sont signalés sans délai au comité de vérification et approuvés, avant la réalisation de la vérification, par le comité de vérification ou par un ou plusieurs de ses membres auxquels celui-ci a délégué le pouvoir de donner de telles approbations.
23. Examiner, établir et approuver la politique d'embauche des employés des vérificateurs, actuels et anciens.

***Processus de présentation de l'information financière***

24. En consultation avec les vérificateurs indépendants, examiner chaque année l'intégrité des processus de présentation de l'information financière, tant internes qu'externes.
25. En consultation avec les vérificateurs indépendants, examiner chaque année la qualité et le caractère opportun des principes comptables utilisés dans le cadre de la présentation de l'information financière.
26. Examiner et approuver, au besoin, les modifications importantes que les vérificateurs indépendants ou la direction proposent d'apporter aux pratiques et aux principes en matière de vérification et de comptabilité de la Société.
27. Examiner les normes et méthodes en matière de gestion des risques de Longview (c'est-à-dire, les litiges et l'assurance).

**COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION  
DE LONGVIEW OIL CORP.**

**CHARTRE**

***Amélioration des processus***

28. Demander à la direction et aux vérificateurs indépendants de faire part au comité de vérification des jugements importants exercés par la direction dans le cadre de l'établissement des états financiers et de l'avis de chacun de ces groupes quant à la pertinence de ces jugements.
29. Après la réalisation de la vérification annuelle, examiner avec la direction et les vérificateurs indépendants, séparément, les difficultés principales éprouvées dans le cadre de la vérification, y compris les restrictions imposées à l'étendue du travail ou à l'accès aux renseignements requis.
30. Examiner les désaccords importants entre la direction et les vérificateurs indépendants relativement à l'établissement des états financiers.
31. Examiner avec les vérificateurs indépendants et la direction la mesure dans laquelle les modifications ou les améliorations des pratiques financières ou comptables qui ont été approuvées par le comité de vérification ont été mises en œuvre. (Cet examen devrait être effectué dans un délai approprié suivant la mise en œuvre des changements ou des améliorations, comme il est établi par le comité de vérification.)
32. Effectuer et autoriser des enquêtes à l'égard de toutes les questions soumises à l'attention du comité de vérification qui relèvent de celui-ci. Le comité de vérification a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques indépendants ou d'autres spécialistes qui l'aideront à effectuer ces enquêtes et d'approuver la rémunération de ceux-ci.
33. Examiner les systèmes qui servent à repérer et à gérer les risques d'affaires principaux.
34. Établir un processus, qui devra être intégré au « programme de dénonciation » qu'adoptera le comité de vérification, permettant ce qui suit :
  - la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société relativement à des questions liées à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à la vérification;
  - la soumission, de façon confidentielle et anonyme, par les employés de Longview, de préoccupations quant à des questions de comptabilité ou de vérification ou de questions abordées dans le code de déontologie de Longview qui sont discutables.

***Conformité sur le plan de l'éthique commerciale et des lois et règlements***

35. Établir, réviser et mettre à jour périodiquement un code d'éthique commerciale et s'assurer que la direction a établi un système qui en permet l'application.
36. Examiner la façon dont la direction s'assure que la Société se conforme au code d'éthique commerciale.
37. En consultation avec les vérificateurs, revoir le système d'examen établi par la direction relativement aux états et autres rapports financiers et aux autres renseignements financiers qui sont soumis aux organismes gouvernementaux et au public conformément aux exigences des lois applicables.
38. Au moins une fois par année, examiner, avec les vérificateurs ou les conseillers juridiques de la Société, selon le cas, les questions d'ordre juridique qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers, la conformité de la Société aux lois et règlements applicables et les demandes de renseignements reçues des organismes de réglementation ou des organismes gouvernementaux.
39. Examiner avec les conseillers juridiques les questions de conformité sur le plan juridique, y compris en ce qui concerne les opérations sur titres.

**COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION  
DE LONGVIEW OIL CORP.**

**CHARTE**

*Autres*

40. Exercer les autres activités conformes à la présente charte, aux règlements de Longview et aux lois applicables que le comité de vérification ou le conseil d'administration jugent nécessaires ou appropriées.
41. Afin de pouvoir remplir les responsabilités décrites ci-dessus, le comité de vérification peut engager des conseillers externes et les rémunérer.

## APPENDICE A

### COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LONGVIEW OIL CORP.

#### CHARTRE

Définitions – Dans la présente chartre, le terme qui suit a le sens qui lui est donné ci-dessous :

« **compétences financières** » désigne la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées par la lecture des états financiers de l'émetteur.

## APPENDICE B

### Exemple d'ordre du jour des réunions du comité de vérification pour l'année

Comme il est indiqué précédemment, il importe de s'assurer de l'intégralité de la charte du comité de vérification et de revoir l'ordre du jour établi pour chacune des réunions. Le tableau qui suit présente, à titre d'exemple, les sujets qui pourraient être abordés à chacune des réunions. On suppose que l'exercice prendra fin en décembre et que le comité de vérification se réunira chaque trimestre afin de revoir le communiqué de presse sur les résultats pertinent.

Volet de la charte

| Réunions régulières |      |          |      |
|---------------------|------|----------|------|
| Mai                 | Août | Novembre | Mars |

**I. Objet du comité de vérification**

Réalisation d'enquêtes spéciales

|   |   |   |   |
|---|---|---|---|
| * | * | * | * |
|---|---|---|---|

**II. Composition et réunions du comité de vérification**

Évaluation de l'indépendance et des compétences financières des membres du comité de vérification

Établissement du nombre de réunions

Établissement de l'ordre du jour des réunions par le président du comité de vérification

Amélioration des compétences financières – communication des dernières nouvelles financières

Tenue de séances à huis clos avec les vérificateurs, la direction et le comité

|   |   |   |   |
|---|---|---|---|
|   |   |   | X |
|   |   |   | X |
|   |   |   | X |
| X | X | X | X |
| X | X | X | X |

**III. Responsabilités et fonctions du comité de vérification**

1. Examen de la charte et publication de renseignements pertinents dans la circulaire d'information
2. Examen des états financiers annuels – discussion avec la direction et les vérificateurs
3. Évaluation du contrôle interne et des risques d'ordre financier
4. Examen des résultats trimestriels et des constatations
5. Recommandation de la nomination des vérificateurs
6. Approbation des honoraires relatifs aux services de vérification
7. Examen de l'indépendance des vérificateurs
8. Examen du plan de vérification
9. Analyse des résultats de fin d'exercice
10. Discussion au sujet de la qualité des principes comptables
11. Examen des questions d'ordre juridique avec les conseillers juridiques et les vérificateurs
12. Rédaction du rapport à l'intention des actionnaires
13. Exercice d'autres activités, au besoin
14. Rédaction du procès-verbal et rapport au conseil d'administration
15. Examen du code d'éthique commerciale
16. Auto-évaluation du rendement du comité de vérification
17. Examen du plan de relève du personnel du service des finances
18. Examen des débours des administrateurs et des dirigeants ainsi que des opérations avec des personnes apparentées

|   |   |   |   |
|---|---|---|---|
|   |   |   | X |
|   |   |   | X |
|   |   | X | X |
| X | X | X |   |
|   |   |   | X |
|   |   | X | X |
|   |   | X | X |
| * | * | * | X |
|   | * |   | X |
|   |   |   | X |
| * | * | * | * |
| X | X | X | X |
| X | X | X | X |
|   |   |   | X |
|   |   |   | X |

**X = Moment recommandé**

**\* = Au besoin**

**ANNEXE E**

**MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION**

## **LONGVIEW ENERGY LTD. (la « Société » ou « Longview »)**

### **MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION**

Le conseil d'administration (le « conseil ») de la Société est responsable de la gérance de la Société. Le conseil s'acquitte de sa responsabilité en faisant preuve du degré de soin, de diligence et de compétence dont ferait preuve une personne raisonnablement prudente en pareilles circonstances et en agissant avec intégrité et bonne foi dans l'intérêt de Longview. De façon générale, le conseil doit s'efforcer de faire ce qui suit :

- a) établir les objectifs principaux de la Société en tenant compte des recommandations du chef de la direction de la Société (le « chef de la direction ») et des autres personnes compétentes;
- b) surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires internes de Longview en vue d'atteindre les objectifs principaux de celle-ci qu'il a établis;
- c) remplir les fonctions qui lui incombent en vertu des lois applicables;
- d) prendre toutes les autres mesures qu'il estime nécessaires ou souhaitables pour s'acquitter des responsabilités décrites ci-dessus.

Sans restreindre la portée générale de ce qui précède, le conseil s'efforce de remplir les fonctions énoncées ci-après.

#### **Plan stratégique et programmes d'exploitation, de dépenses en immobilisations et de financement**

- exiger que le chef de la direction présente chaque année au conseil un plan stratégique à long terme et un plan d'affaires à court terme relatifs à l'entreprise de Longview, ces plans devant respecter les conditions suivantes :
  - ils doivent être conçus de manière à permettre la réalisation des objectifs principaux de Longview;
  - ils doivent indiquer les principales occasions stratégiques et en matière d'exploitation qui se présentent à Longview ainsi que les risques principaux qui sont inhérents à l'entreprise de celle-ci;
  - ils doivent être approuvés par le conseil avant d'être mis en œuvre;
- observer les progrès réalisés dans la réalisation des objectifs prévus dans le plan stratégique et les programmes d'exploitation et de dépenses en immobilisations;
- examiner les risques principaux inhérents à l'entreprise de la Société qui ont été cernés par le chef de la direction et les systèmes mis en œuvre par la direction pour gérer les risques en question;
- approuver les programmes et les budgets annuels relatifs à l'exploitation et aux dépenses en immobilisations ainsi que les modifications qui y sont apportées par la suite;
- approuver les acquisitions et les aliénations de propriétés supérieures à 5 M\$;
- approuver le recours à des facilités de crédit et à des prêts;
- approuver l'émission d'actions ou d'autres titres au public.

#### **Surveillance et action**

- observer les progrès réalisés par Longview dans la réalisation de ses objectifs et demander à la direction de réorienter ses efforts selon l'évolution des circonstances;

- examiner la politique globale qui régit les ressources humaines, y compris la rémunération et la planification de la relève;
- nommer le chef de la direction;
- approuver le versement de dividendes;
- examiner les systèmes mis en œuvre par lui-même et la direction dans le but de maintenir ou d'accroître l'intégrité des contrôles internes et des systèmes d'information de gestion de Longview;
- veiller à ce que Longview « se comporte en bon citoyen », y compris s'assurer que celle-ci se conforme à toutes les lois applicables en matière d'environnement;
- en collaboration avec le chef de la direction, établir les normes d'éthique commerciale applicables aux dirigeants et aux employés de Longview et déployer des efforts raisonnables pour s'assurer qu'il existe un processus permettant de s'assurer que chacun d'entre eux s'y conforme;
- exiger que le chef de la direction mette en œuvre des processus et des systèmes conçus pour s'assurer que Longview et ses dirigeants et ses employés se conforment aux lois applicables et en surveille l'application;
- approuver toutes les questions ayant trait à la rémunération des dirigeants et des employés de Longview;
- approuver toutes les questions ayant trait aux offres publiques d'achat éventuelles dont Longview pourrait faire l'objet.

#### **Conformité et communications**

- examiner les méthodes mises en œuvre par la direction et le conseil dans le but de veiller à ce que les résultats financiers de Longview soient dûment et régulièrement communiqués aux actionnaires, aux autres porteurs de titres et aux organismes de réglementation dans les délais requis;
- recommander aux actionnaires de Longview le cabinet de comptables agréés qui sera nommé à titre de vérificateurs de Longview;
- examiner les méthodes établies et mises en œuvre par la direction et les vérificateurs indépendants afin de s'assurer que les résultats financiers sont communiqués avec exactitude et conformément aux principes comptables généralement reconnus;
- examiner les méthodes mises en œuvre par lui-même et la direction dans le but de s'assurer que les autres faits nouveaux qui ont une incidence importante sur la valeur de Longview sont communiqués dans les délais requis;
- examiner, évaluer et, au besoin, approuver les rapports exigés par le règlement 51-101 des autorités canadiennes en valeurs mobilières;
- présenter chaque année un rapport aux actionnaires sur la gérance exercée pendant l'exercice précédent;
- au besoin, approuver une politique conçue pour permettre à Longview de communiquer efficacement avec ses actionnaires et le public en général.

#### **Gouvernance**

- établir, en collaboration avec le président du conseil, une description du poste de président du conseil;

- favoriser la continuité, l'efficacité et l'indépendance du conseil en faisant notamment ce qui suit :
  - sélectionner les candidats à l'élection au conseil;
  - nommer un président du conseil qui n'est pas membre de la direction ou, faute de cela, s'assurer qu'un « administrateur principal » indépendant est nommé;
  - mettre sur pied un comité de vérification et les autres comités qu'il juge appropriés, qui seront formés d'administrateurs;
  - établir le mandat ou la charte de chaque comité du conseil;
  - s'assurer que des méthodes existent et sont utilisées pour évaluer l'efficacité du président du conseil, de l'ensemble du conseil, de chaque comité du conseil et de chaque administrateur;
  - établir un système qui permet aux administrateurs d'embaucher un conseiller externe aux frais de Longview;
- revoir chaque année le mode de rémunération des administrateurs et le caractère adéquat de cette rémunération.

#### **Délégation**

- Le conseil peut déléguer ses fonctions à un comité du conseil et obtenir des rapports et des recommandations de celui-ci.

#### **Composition**

- La majorité des membres du conseil devraient être des administrateurs « indépendants » au sens du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*.
- Le conseil doit évaluer au moins une fois par année l'indépendance des membres du conseil et confirmer qu'il est composé en majorité d'administrateurs indépendants.
- Les membres du conseil devraient posséder ou acquérir une connaissance suffisante de Longview et des secteurs pétrolier et gazier pour être en mesure de donner des avis et des conseils sur les questions pertinentes.

#### **Réunions**

- Le conseil se réunit au moins quatre fois par année ou selon la fréquence que le président du conseil juge appropriée.
- Le secrétaire général tient le procès-verbal de chaque réunion.
- Le chef de la direction ou la personne qu'il a désignée peut assister à toutes les réunions du conseil, à la demande du président du conseil.
- Les vice-présidents et les autres membres du personnel qui sont en mesure de donner des renseignements pertinents au conseil assistent aux réunions lorsque celui-ci les y invite.

**Rapports et pouvoirs**

- Après chaque réunion, le secrétaire général fait rapport au conseil sans délai en lui remettant les versions préliminaires du procès-verbal.
- Les administrateurs doivent pouvoir examiner les documents justificatifs que le conseil a examinés à une réunion en s'adressant au chef de la direction.
- Le conseil a les pouvoirs nécessaires pour examiner les documents ou les registres de la Société, enquêter sur les activités de la Société et demander la collaboration des employés.
- Le conseil peut embaucher des experts ou des conseillers professionnels indépendants qui l'aideront à s'acquitter de ses responsabilités, aux frais de Longview.

## ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ

Le 4 mars 2011

Le présent prospectus révèle de façon complète, véridique et claire tous les faits importants relatifs aux titres faisant l'objet du placement, conformément aux lois sur les valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes.

(signé) « *Kelly Drader* »  
Président et chef de la direction

(signé) « *Craig Blackwood* »  
Chef des finances

### **Au nom du conseil d'administration,**

(signé) « *Steven Sharpe* »  
Administrateur

(signé) « *Stephen E. Balog* »  
Administrateur

## **ATTESTATION DU PROMOTEUR**

Le 4 mars 2011

Le présent prospectus révèle de façon complète, véridique et claire tous les faits importants relatifs aux titres faisant l'objet du placement, conformément aux lois sur les valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes.

Pour **ADVANTAGE OIL & GAS LTD.,**

(signé) « *Andy Mah* »

## ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

Le 4 mars 2011

À notre connaissance, le présent prospectus révèle de façon complète, véridique et claire tous les faits importants relatifs aux faisant l'objet du placement, conformément aux lois sur les valeurs mobilières de chacune des provinces canadiennes.

Pour **RBC Dominion valeurs mobilières Inc.,**

(signé) « *Trevor Gardner* »

Pour **FirstEnergy Capital Corp.,**

(signé) « *Jamie N. Ha* »

Pour **Scotia Capitaux Inc.,**

(signé) « *Rick Eremenko* »

Pour **BMO Nesbitt Burns Inc.,**

(signé) « *Kevin A. Everingham* »

Pour **Financière Banque Nationale Inc.,**

(signé) « *Craig Langpap* »

Pour **Marchés mondiaux CIBC Inc.,**

(signé) « *Brian D. Heald* »

Pour **Marchés financiers Macquarie Canada Ltée,**

(signé) « *David M. Veters* »