



---

## **Notice annuelle**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016

En date du 15 mars 2017

## TABLE DES MATIÈRES

|                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Certaines définitions .....                                                                                       | 3  |
| Abréviations et conversion .....                                                                                  | 4  |
| Mesures non conformes aux IFRS .....                                                                              | 5  |
| Notes sur les données relatives aux réserves et autres informations concernant le pétrole et le gaz naturel ..... | 5  |
| Note particulière concernant les énoncés prospectifs .....                                                        | 7  |
| Surge Energy Inc. ....                                                                                            | 10 |
| Développement général de l'activité .....                                                                         | 10 |
| Description de l'activité .....                                                                                   | 12 |
| Principaux terrains producteurs .....                                                                             | 14 |
| Relevé des données relatives aux réserves .....                                                                   | 16 |
| Description DU capital-actions .....                                                                              | 25 |
| Politique en matière de dividendes .....                                                                          | 25 |
| Marché pour la négociation des titres .....                                                                       | 26 |
| Administrateurs et dirigeants .....                                                                               | 27 |
| Comité d'audit .....                                                                                              | 31 |
| Contexte de l'industrie .....                                                                                     | 33 |
| Facteurs de risque .....                                                                                          | 46 |
| Poursuites et application de la loi .....                                                                         | 55 |
| Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes .....                      | 55 |
| Auditeur, agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres .....                                    | 56 |
| Intérêt des experts .....                                                                                         | 56 |
| Renseignements complémentaires .....                                                                              | 56 |

|            |                          |
|------------|--------------------------|
| Annexe A – | Annexe 51-101A2          |
| Annexe B – | Annexe 51-101A3          |
| Annexe C – | Règles du comité d'audit |

## CERTAINES DÉFINITIONS

À moins que le contexte n'indique un sens différent, les termes qui suivent ont le sens qui leur est donné ci-dessous lorsqu'ils sont employés dans la présente notice annuelle. Certains autres termes et abréviations employés aux présentes, mais qui n'y sont pas par ailleurs définis, le sont dans le Règlement 51-101 ou le manuel COGE et, à moins que le contexte ne s'y oppose, ont le même sens qui leur est donné dans le Règlement 51-101 ou le manuel COGE.

« **ABCA** » La loi intitulée *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, en sa version modifiée.

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires de la société.

« **comité d'audit** » Le comité d'audit du conseil.

« **conseil d'administration** » ou « **conseil** » Le conseil d'administration de la société.

« **facilité de crédit** » La facilité de crédit à terme renouvelable, prorogeable de 250 millions de dollars de la société consentie par un consortium bancaire dirigé par Banque Nationale du Canada et ses modifications.

« **manuel COGE** » Le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary chapter) et ses modifications.

« **notice annuelle** » La présente notice annuelle.

« **rapport sur les réserves** » Le rapport technique indépendant daté du 17 février 2017 et établi en date du 31 décembre 2016, rédigé par Sproule et contenant les évaluations de Sproule quant aux réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société.

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

« **société** » ou « **Surge** » : Surge Energy Inc., société par actions fusionnée en vertu de l'ABCA.

« **Sproule** » : Sproule Associates Limited, société de génie en gisements pétroliers et gaziers indépendante.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

Le singulier s'entend également du pluriel et vice-versa et le masculin s'entend également du féminin et vice-versa. À moins d'indication contraire, dans la présente notice annuelle, le numéraire est exprimé en dollars canadiens et « \$ » et « \$CA » s'entendent du dollar canadien et « \$US » s'entend du dollar américain.

## ABRÉVIATIONS ET CONVERSION

Dans la présente notice annuelle, les abréviations répertoriées ci-dessous ont les significations suivantes :

| Pétrole et liquides de gaz naturel |                                       | Gaz naturel         |                                         |
|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------|-----------------------------------------|
| b                                  | baril(s)                              | kpi <sup>3</sup>    | millier de pieds cubes                  |
| kb                                 | millier de barils                     | Mpi <sup>3</sup>    | million de pieds cubes                  |
| Mb                                 | million de barils                     | kpi <sup>3</sup> /j | millier de pieds cubes par jour         |
| kbrs                               | 1 000 barils en réservoir de stockage | Mpi <sup>3</sup> /j | million de pieds cubes par jour         |
| b/j                                | barils par jour                       | MBtu                | million d'unités thermales britanniques |
| LGN                                | liquides de gaz naturel               | Gpi <sup>3</sup>    | milliard de pieds cubes                 |
| brs                                | baril en réservoir de stockage        | GJ                  | gigajoule                               |

Le tableau suivant répertorie certaines conversions types d'unités impériales courantes en unités du Système international (ou unités métriques).

| Pour convertir de | en           | multiplier par |
|-------------------|--------------|----------------|
| 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        | 2,50           |
| gigajoules        | MBtu         | 0,950          |
| MBtu              | gigajoules   | 1,0526         |

### Autres

|                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AECO           | installation de stockage de gaz naturel située à Suffield, en Alberta                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| API            | American Petroleum Institute                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| °API           | indication de la densité relative du pétrole brut mesurée sur l'échelle de gravité de l'API. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 35,1° API ou plus élevée est généralement appelé pétrole brut léger. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 25,8° à 35° API ou plus élevée est généralement appelé pétrole brut moyen. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 25,7° API ou moins élevée est généralement appelé pétrole brut lourd. |
| bep            | baril d'équivalent pétrole à raison de 1 bep pour 6 kpi <sup>3</sup> de gaz naturel. Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 Kpi <sup>3</sup> : 1 repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.                                                                       |
| bep/j          | baril d'équivalent pétrole par jour                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| m <sup>3</sup> | mètre cube                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| kbep           | millier de barils d'équivalent pétrole                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Mbep           | million de barils d'équivalent pétrole                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| k \$           | millier de dollars                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| M \$           | million de dollars                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| WTI            | West Texas Intermediate, le prix de référence payé en dollars américains à Cushing, en Oklahoma, pour du pétrole brut de qualité standard                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

## MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

La présente notice annuelle emploie le terme « rentrées nettes » qui n'est pas défini par les normes IFRS et pourrait par conséquent ne pas être comparable aux mesures de rendement présentées par d'autres sociétés. Dans la présente notice annuelle, les « rentrées nettes » sont établies après déduction des redevances versées et des coûts de production, frais de transport compris, des prix obtenus, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture. La direction estime qu'en plus du bénéfice net, les rentrées nettes constituent une mesure supplémentaire utile qui aide à déterminer le rendement d'exploitation de la société. Le lecteur doit toutefois se garder d'interpréter cette mesure comme une mesure pouvant se substituer aux notions de bénéfice net et des flux de trésorerie nets provenant des (affectés aux) activités opérationnelles, lesquelles notions sont établies conformément aux IFRS, en tant qu'indicateurs du rendement de la société.

## NOTES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES INFORMATIONS CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

### Mise en garde concernant l'information sur les réserves

La détermination des réserves de pétrole et de gaz naturel suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées et probables ont été définies pour refléter le niveau de ces incertitudes et donner une idée de la probabilité de récupération. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice d'un jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier si les critères particuliers de classement des réserves ont été respectés ou non. Il faut une connaissance de notions comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterministes et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves. Le degré de confiance des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs d'un terrain donné peut être moindre que celui des estimations visant l'ensemble des terrains en raison de la totalisation.

**Les estimations relatives à la récupération et aux réserves en ce qui concerne les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel figurant dans les présentes sont uniquement des estimations. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations figurant dans les présentes. Les produits d'exploitation nets futurs estimatifs provenant de la production des réserves de gaz naturel et de pétrole de la société ne correspondent pas à la juste valeur marchande des réserves de la société.**

### Mise en garde concernant les bep

Dans la présente notice annuelle, le terme « bep » est l'acronyme de baril d'équivalent pétrole, 1 bep étant l'équivalent de 6 kpi<sup>3</sup> de gaz naturel quand le gaz naturel est converti en bep. **L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 kpi<sup>3</sup> par bep est fondé sur une méthode de conversion de l'équivalence énergétique qui s'applique principalement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.**

### Définitions

Certains termes employés dans la présente notice annuelle qui décrivent les réserves et fournissent d'autres informations sur le pétrole et le gaz naturel sont définis ci-après. D'autres termes et abréviations employés dans la présente notice annuelle, mais qui n'y sont pas définis ou décrits, sont définis dans le Règlement 51-101 ou dans le manuel COGE et, sauf si le contexte s'y oppose, ils auront le même sens dans les présentes que dans le Règlement 51-101 ou le manuel COGE.

### Réserves

Les réserves sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit : i) l'analyse des données de forage et des données géologiques, géophysiques et techniques; ii) l'utilisation de la technologie connue; et iii) des conditions économiques précises, généralement acceptées comme étant raisonnables et qui sont communiquées. Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations :

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

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

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence les définitions données ci-dessus s'appliquent aux « entités de réserves individuelles » (qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs des réserves sont effectués) et aux « réserves présentées » (qui s'entendent de la somme au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- une probabilité d'au moins 90 pour cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- une probabilité d'au moins 50 pour cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Chacune des catégories de réserves (prouvées et probables) peut se diviser en réserves mises en valeur et non mises en valeur de la façon suivante :

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

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

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

« **réserves non développées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères du classement de réserves (prouvées, probables, possibles) auquel elles sont attribuées.

Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories de réserves développées et de réserves non développées ou de subdiviser les réserves développées du gisement en réserves développées exploitées et réserves développées inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées de certains puits, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, selon qu'elles sont développées ou exploitées.

#### *Participations dans les réserves, la production, les puits et les propriétés*

« **brut(e)** » : i) en ce qui concerne la participation d'un émetteur dans la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui correspondent à sa quote-part de la participation directe (avec ou sans exploitation) avant déduction des redevances et excluant les droits à redevance de l'émetteur; ii) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur a une participation; iii) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale de terrains dans lesquels l'émetteur a une participation.

« **net(te)** » : i) en ce qui concerne la participation d'un émetteur dans la production ou aux réserves, sa quote-part de la participation directe (avec ou sans exploitation) de l'émetteur après déduction des redevances à payer, plus

les droits à redevance de l'émetteur sur la production ou les réserves; ii) en ce qui concerne la participation d'un émetteur dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de l'émetteur dans chacun de ses puits bruts; et iii) en ce qui concerne la participation d'un émetteur dans un terrain, la superficie totale sur laquelle l'émetteur a une participation, multipliée par la participation directe détenue par lui.

« **participation directe** » Le pourcentage de participation indivise détenue par un émetteur dans la concession de pétrole ou de gaz naturel ou de minéraux accordée par le propriétaire minier, la Couronne ou un propriétaire franc, qui accorde à l'émetteur le droit d'exploiter le terrain (la concession) pour prospecter, mettre en valeur, produire et commercialiser les substances concédées.

#### *Description des puits et des frais d'exploration et de développement*

« **frais de développement** » Les frais relatifs à l'accès aux réserves et à l'implantation des installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole brut et du gaz naturel tiré de ces réserves. Plus précisément, les frais de développement, y compris la tranche applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et des autres coûts d'activité de développement sont les frais engagés : i) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris la prospection visant à déterminer les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour mettre en valeur les réserves; ii) pour forer et équiper les puits de développement, les puits d'essai de type développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'équipement de puits comme le tubage, les colonnes de production, les machines de pompage et les têtes de mise en production; iii) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de recyclage et de traitement du gaz naturel et les systèmes de services généraux et d'évacuation des déchets; et iv) pour mettre en place des systèmes de récupération améliorée.

« **puits de développement** » Un puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou à proximité du bord d'un réservoir, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif.

« **frais d'exploration** » Les frais relatifs à la reconnaissance de zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz naturel et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration. Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « frais de prospection ») ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la tranche applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants : i) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les études, des salaires et des autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant lesdites études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »); ii) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt et la taxe sur les bénéfices et sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres de propriété, et à la conservation des registres fonciers et des concessions; iii) les contributions aux coûts des sondages et de complétion de puits; iv) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration; v) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.

« **puits d'exploration** » Un puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits stratigraphique.

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

#### **NOTE PARTICULIÈRE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS**

La présente notice annuelle comporte certains énoncés ou déclarations qui constituent des énoncés prospectifs. L'emploi des verbes « prévoir », « continuer », « évaluer », « s'attendre à », « pouvoir », « projeter » et « croire », ainsi que leur forme conditionnelle ou future, et les expressions semblables sont employés pour signaler les

énoncés prospectifs. Ces énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent considérablement de ceux prévus dans ces énoncés. La société estime que les attentes dont les énoncés prospectifs tiennent compte sont raisonnables mais rien ne garantit que ces attentes se révéleront exactes. Étant donné que les énoncés prospectifs portent sur des événements et des situations futurs, ils supposent, de par leur nature même, des risques et des incertitudes. On ne devrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle. Ces énoncés prospectifs ne sont valables qu'à la date de la présente notice annuelle.

La présente notice annuelle peut notamment renfermer des énoncés et de l'information de nature prospective concernant ce qui suit :

- les caractéristiques du rendement des terrains pétroliers et gaziers de la société;
- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- la taille des réserves de pétrole et de gaz naturel de la société et des flux de trésorerie futurs que l'on prévoit tirer de ces réserves;
- les projections relatives aux cours et aux coûts;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les prévisions relatives à la capacité de la société de mobiliser des capitaux et d'accroître continuellement ses réserves grâce à des acquisitions et à la mise en valeur;
- la politique en matière de dividendes de la société et le montant et le calendrier de paiement des dividendes;
- le traitement accordé par les régimes de réglementation gouvernementaux et la législation en matière d'impôt et de redevances;
- les critères et considérations relatifs aux participations et aux acquisitions;
- l'horizon fiscal;
- le calendrier de mise en valeur des réserves non mises en valeur;
- les coûts d'abandon et de remise en état estimatifs et le moment où ils seront engagés;
- l'expiration prévue des concessions foncières et les plans s'y rapportant;
- les plans de mise en œuvre de la récupération améliorée; et
- les programmes de dépenses en immobilisations et l'affectation et le moment de l'affectation de ces capitaux.

En ce qui concerne les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle, la société a formulé des hypothèses concernant :

- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- la réussite des activités d'exploitation, d'exploration et de mise en valeur de la société;
- les conditions météorologiques, les prix des marchandises et les taux de change en vigueur;
- la disponibilité de la main-d'œuvre, des services et de l'équipement de forage;
- la disponibilité de capitaux pour le financement des dépenses prévues;
- le moment et le montant des dépenses en immobilisations;
- la conjoncture économique et la situation des marchés financiers en général;
- la réussite, la nature et le calendrier des activités de récupération par injection d'eau;
- l'aptitude de la société à s'assurer de l'effectif, de l'équipement et des services nécessaires;
- la réglementation du gouvernement dans les domaines de l'impôt, des taux de redevance et de la protection de l'environnement; et
- la réussite des activités d'exploration et de mise en valeur.

Les résultats, la performance ou les réalisations réels de la société pourraient diverger considérablement de ceux prévus dans la présente notice annuelle en raison de plusieurs facteurs et risques mentionnés ci-dessous et ailleurs dans la présente notice annuelle :

- la volatilité des cours du pétrole et du gaz naturel;
- la volatilité des taux de change;
- les responsabilités inhérentes aux activités pétrolières et gazières;
- les incertitudes liées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- l'incapacité à se procurer de la main-d'œuvre, des services et de l'équipement en temps opportun ou selon des modalités favorables;

- la concurrence, notamment, pour le capital, l'acquisition de réserves, les terrains non mis en valeur et un personnel qualifié;
- les conditions météorologiques défavorables;
- les évaluations erronées de la valeur des acquisitions et des programmes d'exploration et mise en valeur;
- les problèmes d'ordre géologique ou technique et les problèmes liés au forage, à la complétion et à la transformation;
- les résultats de la récupération par injection d'eau;
- l'issue de litiges contre la société ou d'autres différends mettant en cause la société;
- les changements apportés à la législation, notamment les changements apportés aux lois fiscales et aux programmes d'incitation relatifs à l'industrie du pétrole et du gaz naturel;
- la cybersécurité;
- l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; et
- d'autres facteurs dont il est question à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Les énoncés portant sur les « réserves » ou les « ressources » sont réputés constituer des énoncés prospectifs, puisqu'ils supposent une évaluation fondée sur certaines estimations et hypothèses selon lesquelles les ressources et les réserves décrites peuvent être exploitées de manière rentable à l'avenir.

**Les lecteurs sont mis en garde que les facteurs susmentionnés ne sont pas exhaustifs. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle sont expressément formulés sous réserve de la présente mise en garde. Sauf exigence contraire des lois en valeurs mobilières applicables, la société n'est nullement tenue de publier de mise à jour ou de révision des énoncés prospectifs.**

## SURGE ENERGY INC.

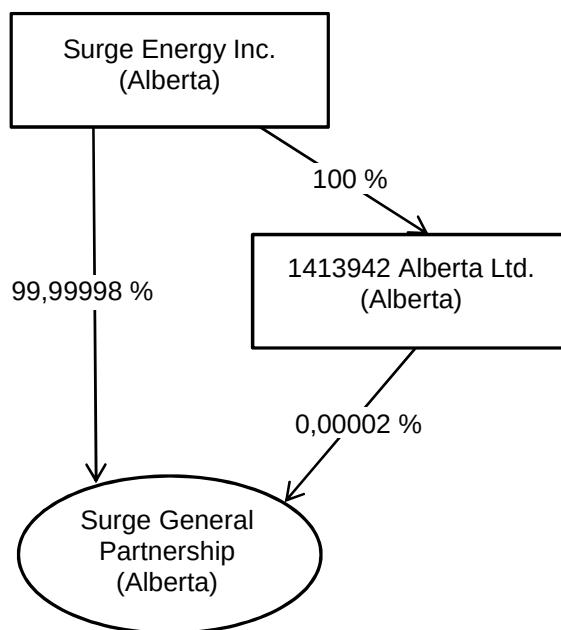
### Structure de l'entreprise

Surge a été constituée en société le 26 janvier 1998 en vertu de l'ABCA sous la dénomination sociale de « Zapata Capital Inc. ». Le 18 juin 1999, la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de 744997 Alberta Ltd. et a fusionné avec 744997 Alberta Ltd. sous la dénomination sociale de « Zapata Energy Corporation ». Le 25 juin 2010, la société a modifié sa dénomination sociale pour la remplacer par celle de « Surge Energy Inc. ». Le 31 décembre 2010, la société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Breaker Resources Ltd. Le 31 décembre 2012, la société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Surge Oil Inc. Le 31 décembre 2013, la société a fusionné avec ses filiales en propriété exclusive, Flagstone Energy Inc. et 1779275 Alberta Ltd. Le 31 décembre 2014, la société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Longview Oil Corp.

Le siège social de la société est situé au 635 – 8<sup>th</sup> Avenue S.W., bureau 2100, Calgary (Alberta) T2P 3M3. L'établissement principal de la société est situé au 421 – 7<sup>th</sup> Avenue S.W., bureau 4000, Calgary (Alberta) T2P 4K9.

### Liens intersociétés

La société compte actuellement une filiale en propriété exclusive, soit 1413942 Alberta Ltd. La société et 1413942 Alberta Ltd. sont les associés de Surge General Partnership. L'organigramme qui suit présente la structure de l'entreprise de la société et de ses filiales :



## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

### Généralités

La société est une société pétrolière et gazière indépendante située à Calgary (Alberta) qui exerce son activité principalement en Alberta et en Saskatchewan. Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « SGY ».

## Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices

Les faits nouveaux importants concernant la société au cours des trois derniers exercices terminés sont indiqués ci-dessous :

### **Exercice terminé le 31 décembre 2014**

#### Acquisition et financement de l'actif de Renegade

Le 14 février 2014, la société a acquis certains terrains pétroliers et gaziers et éléments d'actif connexes dans le sud-est de la Saskatchewan moyennant une contrepartie de 109 millions de dollars au comptant (l'« **acquisition de l'actif de Renegade** »). L'actif comprenait une participation directe moyenne d'environ 83 % dans 14 735 acres bruts (12 226 acres nets) de terrains inexploités en date du 13 janvier 2014, d'une valeur que la société estime à 3 millions de dollars. La production tirée de l'actif se composait à 97 % de pétrole brut léger (36° API). L'actif comprenait aussi les principales infrastructures de production, notamment des groupes de réservoirs, des pipelines et des installations de récupération par injection d'eau.

Le 4 février 2014, juste avant l'acquisition de l'actif de Renegade, la société a réalisé un financement par voie de prise ferme au moyen d'un prospectus simplifié de 80 506 440 \$ visant des reçus de souscription dans le cadre duquel la société a émis un total de 12 778 800 reçus de souscription au prix de 6,30 \$ le reçu de souscription (y compris l'exercice de l'option des preneurs fermes). Chaque reçu de souscription a été converti en une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de l'actif de Renegade.

#### Acquisition de Longview

Le 28 février 2014, Surge a fait l'acquisition de 9,3 millions d'actions du capital-actions de Longview Oil Corp. (« **Longview** »), soit 19,8 % des actions émises et en circulation de Longview, moyennant un prix d'achat de 4,45 \$ l'action dans le cadre d'un placement secondaire par voie de prise ferme des actions de Longview.

Le 5 juin 2014, Surge a réalisé l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation restantes de Longview par voie d'un plan d'arrangement (l'« **acquisition de Longview** »). Dans le cadre de l'acquisition de Longview, les actionnaires de Longview, sauf Surge, ont reçu 0,975 action ordinaire en échange de chaque action de Longview qu'ils détenaient. Surge a émis un total de 37 975 332 actions ordinaires (au prix réputé de 6,14 \$ l'action ordinaire) dans le cadre de l'acquisition de Longview et a pris en charge environ 155 millions de dollars de dettes nettes de Longview, conférant à l'opération une valeur, y compris les actions de Longview souscrites le 28 février 2014, d'environ 430 millions de dollars. L'acquisition de Longview comprenait une production, au 5 juin 2014, d'environ 5 700 bep/j (80 % de pétrole et de LGN), des réserves prouvées et probables, au 31 décembre 2013, d'environ 37,6 millions de bep (80 % de pétrole et de LGN) et environ 143 600 acres nets de terrains inexploités.

### **Exercice terminé le 31 décembre 2015**

#### Aliénation d'éléments d'actif dans le sud-est de la Saskatchewan et au Manitoba

Le 15 juin 2015, la société a réalisé la disposition de certains éléments d'actif pétroliers et gaziers dans le sud-est de la Saskatchewan moyennant une contrepartie en espèces de 430 millions de dollars. L'actif vendu se composait d'une production d'environ 4 750 bep/j au moment de la disposition et de réserves prouvées et probables d'environ 23 millions de bep. L'actif comprenait aussi une participation directe moyenne d'environ 76 % dans 142 945 acres bruts (109 321 acres nets) de terrains inexploités, y compris des droits de superficie au moment de la disposition, en 2015, d'une valeur de 137 millions de dollars selon une estimation interne. La production tirée de l'actif se composait à 95 % de pétrole brut léger (30° API). Les terrains visés étaient les terrains Macoun, Pinto et Alida en Saskatchewan et Manson au Manitoba.

## **Exercice terminé le 31 décembre 2016**

### Ventes d'actifs

Le 24 mars 2016, la société a réalisé la vente de certaines installations de son actif de pétrole léger et de gaz naturel de Valhalla dans le nord-ouest de l'Alberta pour 15 millions de dollars. La société conservera le contrôle des installations de Valhalla en tant qu'exploitant, et paiera à l'acheteur un tarif annuel pour la durée de l'entente. Surge conservera aussi tous les produits des activités ordinaires de traitement de tiers provenant des installations. Le 31 mars 2016, Surge a aussi mené à terme la vente déjà annoncée du terrain Sunset secondaire de la société dans le nord de l'Alberta pour un produit de 28 millions de dollars. Le produit global des ventes de 43 millions de dollars a été affecté au remboursement de la facilité de crédit existante de la société.

### Acquisition d'actifs

Au cours du quatrième trimestre de 2016, Surge a acquis les réserves et la production de Montney associées à trois sections de terrains en participation directe exclusive dans le bassin Valhalla Montney B Oil. L'acquisition comprenait aussi une participation directe de 1,97 % dans l'usine de gaz sulfureux adjacente. La partie du bassin acquise contient plus de 27 Mb de pétrole en place à l'origine et la production cumulative représente un facteur de récupération de moins de 9 %. Le bassin est exploité au moyen de puits d'injection d'eau verticaux et dispose des installations nécessaires à son développement au moyen de puits de fracturation horizontale en plusieurs étapes et potentiellement à l'amélioration et à l'élargissement de la récupération par injection d'eau.

## **DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ**

### **Survol**

La société est une société d'exploration, de développement et de production pétrolière et gazière à croissance modérée qui verse des dividendes. Surge détient des terrains renfermant du pétrole brut léger et moyen de qualité supérieure exploités et ciblés, principalement en Alberta et en Saskatchewan, caractérisés par de vastes réservoirs de pétrole brut en place à faibles facteurs de récupération. La société dispose d'un grand nombre d'emplacements de forage de développement à faible risque, dont plusieurs projets de récupération par injection d'eau fructueux.

### **Stratégie de l'entreprise**

La société s'établit comme une société pétrolière et gazière qui paie des dividendes à croissance modérée, qui exploite des actifs d'exploitation de pétrole brut léger et moyen. La société s'intéresse surtout aux actifs qui répondent aux critères suivants : des quantités importantes de pétrole en place dont les facteurs de récupération sont faibles, des infrastructures sur place, des participations directes importantes, un intérêt d'exploitant, l'accès en toutes saisons et un portefeuille de terrains se prêtant à des forages, des possibilités de récupération par injection d'eau et d'autres aspects positifs dont la rentabilité déterminable est appréciable.

La direction de la société croit qu'elle doit maîtriser le calendrier et le coût de ses projets dans la mesure du possible. La société cherche donc à exploiter elle-même ses terrains. En outre, pour limiter la concurrence dans ses zones géographiques d'intérêt, la société s'efforce autant qu'il est raisonnablement possible de maximiser sa participation directe dans ses terrains.

Dans l'étude des occasions de forage ou d'acquisition éventuelles, la société tient compte des critères suivants : i) le capital de risque pour saisir ou évaluer l'occasion qui s'offre; ii) le rendement éventuel du projet, s'il est couronné de succès; iii) la probabilité de réussite; iv) le rendement rajusté en fonction du risque par rapport au coût du capital.

De façon générale, la société vise à se constituer un portefeuille en mettant en œuvre un grand nombre d'occasions dont les profils de risque s'équilibrent, en vue d'atteindre un niveau de croissance durable. Le conseil d'administration de la société peut, à son gré, approuver des acquisitions d'éléments d'actif ou de sociétés ou des investissements qui ne se conforment pas aux lignes directrices précitées, en se fondant sur la prise en considération d'aspects qualitatifs des terrains en question, comme le profil de risque, l'avantage technique, la durée de vie des réserves et la qualité des éléments d'actif.

En outre, l'équipe de direction de la société, décrite ci-dessous à la rubrique « *Administrateurs et dirigeants* » évalue continuellement les éléments d'actif et les activités de la société, notamment ses terrains, installations, réserves, occasions d'affaires et son personnel existants.

## **Concurrence**

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est régie par la concurrence à tous ses stades. La société rivalise avec de nombreux autres intervenants du marché pour trouver et acquérir des gisements de pétrole et de gaz naturel et commercialiser du pétrole et du gaz naturel. Les concurrents de la société comprennent des sociétés du secteur primaire qui disposent de ressources financières, d'un personnel et d'installations supérieurs aux siens. Parmi les facteurs concurrentiels dans la distribution et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel figurent les prix ainsi que les méthodes de livraison et leur fiabilité. La société estime que sa position concurrentielle correspond à celle d'autres émetteurs des secteurs du pétrole et du gaz comparables par la taille et le stade de développement.

## **Industrie de nature cyclique et saisonnière**

Les résultats d'exploitation et la situation financière de Surge dépendent des prix reçus pour la production de pétrole et de gaz naturel. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont largement fluctué au cours des dernières années et tiennent à un certain nombre de facteurs, dont l'offre et la demande mondiale et locale, et notamment les conditions météorologiques et la conjoncture économique en général, et la situation dans d'autres régions productrices et consommatrices de pétrole et de gaz naturel. Surge essaie d'atténuer le risque lié au prix en suivant de près les marchés des marchandises et en établissant de rigoureux programmes de couverture.

Les régimes climatiques saisonniers influent sur le niveau d'activité de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. La pluie et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable. C'est pourquoi des municipalités et des ministères des transports provinciaux imposent des restrictions routières qui limitent le déplacement des appareils de forage et d'autres équipements lourds, et qui réduisent par le fait même les niveaux d'activité. Aussi, certaines zones de production pétrolière et gazière sont situées dans des endroits marécageux qui ne sont accessibles que pendant les mois d'hiver.

Des facteurs saisonniers et des régimes climatiques imprévus peuvent entraîner une baisse des activités d'exploration et de production et une baisse correspondante de la demande pour des biens et des services de la société. La demande de gaz naturel augmente généralement pendant les mois froids de l'hiver et les mois chauds de l'été.

## **Réglementation environnementale**

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est actuellement assujettie à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois provinciales et fédérales. Le respect de cette législation peut entraîner des dépenses importantes ou restreindre les activités d'exploitation. Le non-respect de ces exigences peut donner lieu à la suspension ou à la révocation des licences et des autorisations nécessaires, à des poursuites sur le plan civil pour dommages causés par la pollution et à l'imposition de fortes amendes et pénalités, ce qui, dans tous les cas, peut avoir une incidence défavorable importante sur les bénéfices et la compétitivité en général. Se reporter aux rubriques « *Contexte de l'industrie – Réglementation en matière de protection de l'environnement* » et « *Facteurs de risque – Préoccupations écologiques* ».

La société est tenue d'abandonner, de mettre hors service et de remettre en état les puits et leurs emplacements, conformément aux lois et règlements sur l'environnement applicables. En date du 31 décembre 2016, la société avait inscrit une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations corporelles de 120 millions de dollars. La société prévoit que les dépenses à engager pour s'acquitter de cette obligation seront échelonnées sur 50 ans, la majeure partie devant être engagées entre 2025 et 2064. Hormis les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles et les dépenses d'exploitation dans le cours normal des activités nécessaires pour assurer la conformité environnementale, la société n'a pas connaissance d'obligation en matière de protection de l'environnement qui aura une incidence sur ses dépenses en immobilisations, ses bénéfices ou sa position concurrentielle d'une manière qui serait disproportionnée par rapport à celle de ses homologues dans ses domaines d'activité.

## **Commercialisation**

La production de pétrole brut et de gaz naturel de Surge est principalement vendue par l'intermédiaire de sociétés de commercialisation aux prix du marché en vigueur. Se reporter aussi à la rubrique « *Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes* ».

La société a aussi une politique de couverture décrite à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz — Autre information concernant le pétrole et le gaz — Contrats à livrer* ». Pour de plus amples renseignements sur les contrats à livrer de la société en place au 31 décembre 2016, se reporter aux états financiers annuels audités de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016, qui ont été déposés sur SEDAR et que l'on peut consulter sous le profil SEDAR de la société à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

## **Personnel**

En date du 31 décembre 2016, la société comptait 59 employés au siège social et cinq sur les chantiers.

## **Santé, sécurité et protection de l'environnement**

La direction, les employés et les entrepreneurs sont responsables et comptables du programme général en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement. Surge exerce son activité conformément à l'ensemble de la réglementation applicable et veille à ce que tout son personnel et ses entrepreneurs emploient de saines pratiques en matière de protection de l'environnement et de santé et de sécurité des employés et du public.

Surge maintient un milieu de travail sécuritaire et écologique et offre de la formation, de l'équipement et des procédures à toutes les personnes qui adhèrent à ses politiques. Elle sollicite et prend aussi en considération les commentaires de son entourage, des collectivités et des autres parties prenantes quant à la protection de la population et de l'environnement.

## **PRINCIPAUX TERRAINS PRODUCTEURS**

Les principaux terrains producteurs de pétrole et de gaz naturel de la société sont situés en Alberta et en Saskatchewan et sont concentrés dans trois zones principales : l'ouest de l'Alberta, le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. On trouvera ci-dessous une description de ces terrains en date du 31 décembre 2016.

### **Ouest de l'Alberta**

En date du 31 décembre 2016, les principaux terrains de la société dans l'ouest de l'Alberta comprenaient Valhalla/Wembley, Nipisi, Windfall et Nevis. Surge détient une participation directe moyenne d'environ 72 % dans quelque 170 125 acres bruts (122 113 acres nets). En date du 31 décembre 2016, la société détenait des participations dans 332 puits bruts (223 puits nets) de pétrole et dans 90 puits bruts (41 puits nets) de gaz producteurs, notamment dans les formations Doe Creek, Doig, Montney, Slave Point, Gilwood, Banff, Wabamun, Rock Creek, Glauc et Bluesky. La société exploite en outre de nombreux groupes de réservoirs de pétrole, qui assurent une solide infrastructure de développement futur dans la région. En date du 31 décembre 2016, la production de Surge dans l'ouest de l'Alberta s'est établie à environ 6 352 bep/j (63 % de pétrole et de LGN).

#### Valhalla/Wembley

Le terrain de Valhalla/Wembley est situé dans le nord-ouest de l'Alberta, à environ 40 km au nord-ouest de Grand Prairie. La majeure partie de la production tirée de ce terrain provient des puits pétroliers horizontaux dans une vaste zone prometteuse de sable compact imprégnée de pétrole brut léger pouvant atteindre jusqu'à 50 mètres de profondeur dans la formation Doig du Triasique. La société tire aussi une production additionnelle par injection d'eau d'un gisement de pétrole léger à faible profondeur dans la formation Doe Creek.

En 2016, la société a foré trois puits de pétrole bruts de fracturation horizontale en plusieurs étapes (3 puits nets) dans la formation Doig à Valhalla. En 2016, la société a aussi installé d'autres installations de collecte et de

compression pour acheminer la majorité du gaz dissous produit du gisement pétrolier dans la formation Doig vers une installation de traitement du gaz non corrosif où la capacité ferme a été atteinte.

Au cours du quatrième trimestre de 2016, Surge a acquis les réserves et la production de Montney associées à trois sections de terrains en participation directe exclusive dans le bassin Valhalla Montney B Oil. L'acquisition comprenait aussi une participation directe de 1,97 % dans l'usine de gaz sulfureux adjacente. La partie du bassin acquise contient plus de 27 Mb de pétrole en place à l'origine et la production cumulative représente un facteur de récupération de moins de 9 %. Le bassin est exploité au moyen de puits d'injection d'eau verticaux et dispose des installations nécessaires à son développement au moyen de puits de fracturation horizontale en plusieurs étapes et potentiellement à l'amélioration et à l'élargissement de la récupération par injection d'eau.

### Nipisi

Le terrain de Nipisi est situé environ 50 km au nord de la ville de Slave Lake, dans le nord-ouest de l'Alberta. Le pétrole léger qui y est produit provient des formations Slave Point, au moyen de puits de fracturation horizontale en plusieurs étapes, et de Gilwood au moyen de puits verticaux.

En 2016, la société a continué d'optimiser son gisement pétrolier de Slave Lake, notamment au moyen d'un programme d'injection d'eau mis en œuvre en 2013 et en 2014, trois puits ayant été convertis en puits d'injection. L'injection d'eau a donné encore de meilleurs résultats en 2016.

### Windfall

Le terrain de Windfall est situé dans l'ouest de l'Alberta près de Whitecourt. La production qui en est tirée provient de puits de fracturation horizontale en plusieurs étapes et de puits verticaux dans la formation Bluesky. Un projet pilote de récupération par injection d'eau horizontale, initialement mis en œuvre en 2012, a continué de donner des résultats positifs quant à la stabilisation de la pression de réservoir et de l'épuisement des puits horizontaux producteurs limites en 2016.

### Nevis

Le terrain de Nevis est situé environ 60 km à l'est de Red Deer, en Alberta. Le terrain de Nevis a été acquis dans le cadre de l'acquisition par la société de Longview Oil Corp. en 2013. Le terrain est divisé en deux gisements pétroliers principaux dans la formation Wabamun. La qualité du pétrole brut pour ce terrain s'établit en moyenne à 39° API et une production de gaz naturel et de LGN y est associée. Deux installations exploitées servent au traitement de la production de pétrole et de gaz naturel tirée du terrain de Nevis. La principale zone de production se trouve dans la formation Wabamun du Dévonien, à une profondeur verticale réelle d'environ 1 600 mètres. Il s'agit d'un réservoir de roches carbonatées à haute porosité et à faible perméabilité qui donne lieu à un apport de production relativement faible à partir de puits verticaux.

## **Sud-est de l'Alberta**

En date du 31 décembre 2016, les principaux terrains de Surge dans le sud-est de l'Alberta comprenaient l'actif de Sparky et la zone d'injection d'eau de Lloyd/Cummings à Silver. La société détenait une participation directe moyenne d'environ 76 % dans quelque 150 326 acres bruts (114 035 acres nets) développés et une participation directe moyenne d'environ 79 % dans quelque 41 261 acres bruts (32 779 acres nets) non développés. Au 31 décembre 2016, la société détenait des participations dans 436 puits bruts (295 puits nets) de pétrole et dans 165 puits bruts (75 puits nets) de gaz producteur, notamment dans les formations Lloydminster, Sparky, Cummings, Glauconite, Rex, Dina et Viking. La société exploite en outre plusieurs groupes de réservoirs et une installation de mélange de pétrole lui assurant d'excellentes infrastructures pour d'éventuels travaux de développement dans la région. En date du 31 décembre 2016, la production de Surge dans le sud-est de l'Alberta s'établissait à environ 3 940 bep/j (90 % de pétrole et de LGN).

### Sparky

L'actif de Sparky se composait de quatre champs principaux étalés entre Provost et Wainwright dans l'est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan. Eye Hill et Provost sont des terrains aux premiers stades de

développement primaire, tandis que Wainwright et Macklin sont des terrains plus développés, principalement par injection d'eau.

En 2016, la société a élargi un projet pilote de récupération par injection d'eau horizontale à Eyehill, après avoir obtenu d'excellents résultats. En 2016, la société a foré dix puits bruts (9,78 puits nets) de fracturation horizontale en plusieurs étapes de pétrole à Sparky et a converti un deuxième puits horizontal en puits d'injection à Eyehill.

La production tirée de Sparky se compose principalement de pétrole brut (89 % de pétrole et de LGN) de 23° à 28° API.

### Silver

Le terrain de Silver Lake est situé à l'ouest de Provost dans l'est de l'Alberta. La production tirée de ce terrain se compose principalement de pétrole brut à 24° API des formations Lloydminster et Cummings. Le champ a été développé moyennant une combinaison de puits horizontaux et verticaux et est largement exploitée par injection d'eau.

### **Sud-ouest de la Saskatchewan**

Les terrains dans le sud-ouest de la Saskatchewan, dont la plupart ont été acquis en juillet 2013 sont principalement situés quelque 100 km au sud-ouest de Swift Current, en Saskatchewan, et 140 km à l'est de la frontière de l'Alberta. Au 31 décembre 2016, ce terrain exploité comprenait une participation directe moyenne d'environ 99 % dans quelque 22 356 acres bruts (22 041 acres nets) développés et une participation directe moyenne d'environ 98 % dans 15 223 acres bruts (14 943 acres nets) non développés. La production que la société tire de ce terrain se compose à 100 % de pétrole brut moyen (21 à 26° API). La société exploite de grandes installations sur ce terrain qui assurent une solide infrastructure de développement futur dans la région. En date du 31 décembre 2016, ce terrain produisait environ 3 540 bep/j (100 % de pétrole) des formations Upper et Lower Shaunavon.

En 2016, la société a continué le développement et la délimitation du vaste gisement Upper Shaunavon, y forant 24 puits de fracturation horizontale en plusieurs étapes de pétrole (participation directe exclusive). La société a aussi élargi un projet pilote de récupération par injection d'eau horizontale dans la formation Upper Shaunavon, trois autres puits producteurs ayant été convertis en puits d'injection d'eau.

### **RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES**

Conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, Sproule a établi le rapport sur les réserves d'après son évaluation concernant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société au 31 décembre 2016. Le rapport sur les réserves est daté du 17 février 2017.

Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire combiné des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société ainsi que la valeur nette actualisée des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves, selon l'évaluation faite dans le rapport sur les réserves d'après des hypothèses de prix et de coûts prévisionnels. Comme les tableaux résument les données tirées du rapport sur les réserves, les chiffres qui y sont présentés peuvent être légèrement différents de ceux du rapport, car ils ont été arrondis. Du fait également de cet arrondissement, il est possible que le total de certaines colonnes ne corresponde pas exactement à celui qui est inscrit.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves est indiquée sans provision pour les charges d'intérêts, les frais généraux et frais d'administration, mais tient compte des redevances estimatives, des frais de production, des frais de développement, des autres produits, des dépenses en immobilisations futures et des coûts d'abandon de puits uniquement pour les puits auxquels des réserves ont été attribuées par Sproule. Il n'y a pas lieu de poser l'hypothèse que la valeur actualisée nette ou non des produits des activités ordinaires nets attribuables aux réserves estimées par Sproule correspond à la juste valeur marchande de ces réserves évaluées. D'autres hypothèses et restrictions relatives aux coûts, au coût de la production future et à d'autres questions sont résumées dans les présentes. Les estimations relatives à la

récupération et aux réserves en ce qui concerne les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel figurant dans les présentes sont uniquement des estimations. Les réserves réelles peuvent y être supérieures ou inférieures.

Le rapport sur les réserves est fondé sur certaines données concrètes fournies par la société et sur l'opinion de Sproule quant aux pratiques raisonnables dans l'industrie. Le degré de propriété et ses caractéristiques ainsi que les données concrètes relatives aux terrains pétroliers et aux contrats (sauf certains renseignements qui sont du domaine public) ont été fournis par la société à Sproule. Sproule a accepté ces données dans la forme présentée et aucune recherche de titres ni inspection sur place n'ont été effectuées.

### Relevé des réserves de pétrole et de gaz – prix et coûts prévisionnels

|                                               | Réserves brutes                  |                         |                              |                                           |                                        | Réserves nettes                  |                         |                              |                                           |                                        |
|-----------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------|
|                                               | Pétrole brut léger et moyen (kb) | Pétrole brut lourd (kb) | Liquides de gaz naturel (kb) | Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> ) | Méthane de houille (Mpi <sup>3</sup> ) | Pétrole brut léger et moyen (kb) | Pétrole brut lourd (kb) | Liquides de gaz naturel (kb) | Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> ) | Méthane de houille (Mpi <sup>3</sup> ) |
| <b>Réserves prouvées</b>                      |                                  |                         |                              |                                           |                                        |                                  |                         |                              |                                           |                                        |
| Développées et exploitées                     | 12 789,5                         | 14 856,6                | 2 333,6                      | 53 068,0                                  | 1 710,0                                | 11 165,7                         | 11 243,1                | 1 404,1                      | 32 073,0                                  | 955,0                                  |
| Développées et inexploitées                   | 524,3                            | 676,6                   | 68,7                         | 2 272,0                                   | -                                      | 428,2                            | 669,8                   | 38,1                         | 1 543,0                                   | -                                      |
| Non développées                               | 11 995,9                         | 5 367,1                 | 1 602,7                      | 38 083,0                                  | 1 145,0                                | 10 547,5                         | 4 789,3                 | 1 284,0                      | 29 945,0                                  | 1 070,0                                |
| <b>Total – réserves prouvées</b>              | <b>25 309,7</b>                  | <b>20 900,3</b>         | <b>4 005,0</b>               | <b>93 423,0</b>                           | <b>2 855,0</b>                         | <b>22 141,4</b>                  | <b>16 702,2</b>         | <b>2 726,2</b>               | <b>63 561,0</b>                           | <b>2 025,0</b>                         |
| <b>Réserves probables</b>                     | <b>15 652,5</b>                  | <b>11 913,5</b>         | <b>1 671,4</b>               | <b>43 268,0</b>                           | <b>642,0</b>                           | <b>14 540,3</b>                  | <b>10 468,9</b>         | <b>1 267,7</b>               | <b>33 520,0</b>                           | <b>448,0</b>                           |
| <b>Total – réserves prouvées et probables</b> | <b>40 962,2</b>                  | <b>32 813,8</b>         | <b>5 676,4</b>               | <b>136 691,0</b>                          | <b>3 497,0</b>                         | <b>36 681,7</b>                  | <b>27 171,1</b>         | <b>3 993,9</b>               | <b>97 081,0</b>                           | <b>2 473,0</b>                         |

### Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels

| (k \$)                                        | Avant charges d'impôt futures au taux d'actualisation de |                  |                  |                  |                |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|
|                                               | 0 %                                                      | 5 %              | 10 %             | 15 %             | 20 %           |
| <b>Réserves prouvées</b>                      |                                                          |                  |                  |                  |                |
| Développées et exploitées                     | 868 897                                                  | 673 004          | 553 046          | 472 127          | 413 898        |
| Développées et inexploitées                   | 27 626                                                   | 23 157           | 19 349           | 16 332           | 13 954         |
| Non développées                               | 500 730                                                  | 352 199          | 254 775          | 188 937          | 142 879        |
| <b>Total – réserves prouvées</b>              | <b>1 397 253</b>                                         | <b>1 048 359</b> | <b>827 170</b>   | <b>677 396</b>   | <b>570 731</b> |
| <b>Réserves probables</b>                     | <b>1 158 706</b>                                         | <b>693 734</b>   | <b>474 217</b>   | <b>350 023</b>   | <b>271 478</b> |
| <b>Total – réserves prouvées et probables</b> | <b>2 555 958</b>                                         | <b>1 742 092</b> | <b>1 301 388</b> | <b>1 027 419</b> | <b>842 209</b> |
| (k \$)                                        | Après charges d'impôt futures au taux d'actualisation de |                  |                  |                  |                |
|                                               | 0 %                                                      | 5 %              | 10 %             | 15 %             | 20 %           |
| <b>Réserves prouvées</b>                      |                                                          |                  |                  |                  |                |
| Développées et exploitées                     | 868 897                                                  | 673 004          | 553 046          | 472 127          | 413 898        |
| Développées et inexploitées                   | 27 626                                                   | 23 157           | 19 349           | 16 332           | 13 954         |
| Non développées                               | 383 899                                                  | 276 196          | 203 112          | 152 532          | 116 451        |
| <b>Total – réserves prouvées</b>              | <b>1 280 422</b>                                         | <b>972 356</b>   | <b>775 507</b>   | <b>640 991</b>   | <b>544 303</b> |
| <b>Réserves probables</b>                     | <b>847 721</b>                                           | <b>507 618</b>   | <b>347 005</b>   | <b>256 647</b>   | <b>199 795</b> |
| <b>Total – réserves prouvées et probables</b> | <b>2 128 143</b>                                         | <b>1 479 974</b> | <b>1 122 512</b> | <b>897 638</b>   | <b>744 098</b> |

|                                               | Valeur unitaire avant charges d'impôt au<br>taux d'actualisation de 10 % par an (\$/bep) |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Réserves prouvées</b>                      | 18,86                                                                                    |
| Développées et exploitées                     | 13,89                                                                                    |
| Développées et inexploitées                   | 11,69                                                                                    |
| Non développées                               | <b>15,76</b>                                                                             |
| <b>Total – réserves prouvées</b>              | <b>14,85</b>                                                                             |
| <b>Réserves probables</b>                     | <b>15,41</b>                                                                             |
| <b>Total – réserves prouvées et probables</b> |                                                                                          |

**Information supplémentaire concernant les produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels (sans actualisation)**

|                                               | Produit des<br>activités<br>ordinaires | Redevances     | Coûts<br>opérationnels | Frais de<br>développement | Coûts<br>d'abandon<br>et autres | Produits<br>des<br>activités<br>ordinaires<br>nets futurs<br>avant<br>charges<br>d'impôts | Charges<br>d'impôts<br>futures | Produits<br>des<br>activités<br>ordinaires<br>nets futurs<br>après<br>charges<br>d'impôts |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------|----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| (Sans actualisation) (k \$)                   |                                        |                |                        |                           |                                 |                                                                                           |                                |                                                                                           |
| <b>Total – réserves prouvées</b>              | 3 354 119                              | 404 900        | 1 154 597              | 307 810                   | 89 560                          | 1 397 253                                                                                 | 116 831                        | 1 280 422                                                                                 |
| <b>Total – réserves prouvées et probables</b> | <b>5 771 497</b>                       | <b>777 198</b> | <b>1 891 073</b>       | <b>435 830</b>            | <b>111 439</b>                  | <b>2 555 958</b>                                                                          | <b>427 816</b>                 | <b>2 218 142</b>                                                                          |

**Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production – prix et coûts prévisionnels**

|                                           | Produits des activités<br>ordinaires nets futurs avant<br>charges d'impôts au taux<br>d'actualisation de 10 % (k \$) | Produits des activités ordinaires<br>nets futurs avant charges<br>d'impôts par unité au taux<br>d'actualisation de 10 % <sup>3)</sup> (\$/bep) |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Réserves prouvées</b>                  |                                                                                                                      |                                                                                                                                                |
| Pétrole brut léger et moyen <sup>1)</sup> | 475 118                                                                                                              | 16,54                                                                                                                                          |
| Pétrole brut lourd <sup>1)</sup>          | 341 921                                                                                                              | 21,53                                                                                                                                          |
| Gaz naturel classique <sup>2)</sup>       | 7 233                                                                                                                | 6,70                                                                                                                                           |
| Méthane de houille <sup>2)</sup>          | 2 898                                                                                                                | 6,14                                                                                                                                           |
| <b>Réserves prouvées et probables</b>     |                                                                                                                      |                                                                                                                                                |
| Pétrole brut léger et moyen <sup>1)</sup> | 759 408                                                                                                              | 16,72                                                                                                                                          |
| Pétrole brut lourd <sup>1)</sup>          | 529 055                                                                                                              | 20,71                                                                                                                                          |
| Gaz naturel classique <sup>2)</sup>       | 9 424                                                                                                                | 5,93                                                                                                                                           |
| Méthane de houille <sup>2)</sup>          | 3 500                                                                                                                | 6,05                                                                                                                                           |

**Nota :**

- 1) Comprend le gaz dissous et les autres sous-produits.
- 2) Comprend les sous-produits, mais pas le gaz dissous provenant des puits de pétrole.
- 3) Selon les volumes nets des réserves.

## Hypothèses de prix – prix et coûts prévisionnels

Sproule a utilisé les hypothèses suivantes concernant les prix et les taux d'inflation en date du 31 décembre 2016 dans son évaluation pour estimer les données relatives aux réserves au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Les prix historiques moyens pondérés obtenus par la société pour 2016 sont aussi pris en compte dans le tableau ci-dessous.

| Exercice          | Pétrole brut<br>moyen et léger                    | Gaz<br>naturel                                    | LGN                              |                                     | Edmonton<br>Propane<br>(\$/b) | Edmonton<br>Butane (\$/b) | Coûts<br>opérationnels        | Coûts en<br>capital           | Cours du<br>change<br>(\$ US/\$ CA) |
|-------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
|                   | Canadian<br>Light Sweet<br>Crude<br>40 API (\$/b) | Western<br>Canada<br>Select<br>20.5 API<br>(\$/b) | Prix du gaz<br>AECO<br>(\$/MBtu) | Edmonton<br>Pentanes<br>plus (\$/b) |                               |                           | taux<br>d'inflation<br>(%/an) | taux<br>d'inflation<br>(%/an) |                                     |
| 2016 (Surge réel) | 52,80                                             | 38,30                                             | 2,18                             | 55,71                               | 34,32                         | 13,60                     | 1,6                           | -3,3                          | 0,755                               |
| 2017              | 65,58                                             | 53,12                                             | 3,44                             | 67,95                               | 47,60                         | 22,74                     | 0,0                           | 0,0                           | 0,780                               |
| 2018              | 74,51                                             | 61,85                                             | 3,27                             | 75,61                               | 55,49                         | 28,04                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,820                               |
| 2019              | 78,24                                             | 64,94                                             | 3,22                             | 78,82                               | 57,65                         | 30,64                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2020              | 80,64                                             | 66,93                                             | 3,91                             | 80,47                               | 58,80                         | 32,27                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2021              | 82,25                                             | 68,27                                             | 4,00                             | 82,15                               | 59,98                         | 33,95                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2022              | 83,90                                             | 69,64                                             | 4,10                             | 83,86                               | 61,18                         | 35,68                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2023              | 85,58                                             | 71,03                                             | 4,19                             | 85,61                               | 62,40                         | 37,46                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2024              | 87,29                                             | 72,45                                             | 4,29                             | 87,39                               | 63,65                         | 39,30                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2025              | 89,03                                             | 73,90                                             | 4,40                             | 89,21                               | 64,92                         | 41,19                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2026              | 90,81                                             | 75,38                                             | 4,50                             | 91,07                               | 66,22                         | 43,13                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |
| 2027              | 92,63                                             | 76,88                                             | 4,61                             | 92,96                               | 67,54                         | 45,14                     | 2,0                           | 2,0                           | 0,850                               |

Prix et coûts indexés par la suite à un taux de +1,5 % par année.

## Variations des réserves

Le tableau suivant fait le rapprochement combiné des réserves brutes de la société au 31 décembre 2016, tirées du rapport sur les réserves, au moyen d'estimations de prix et de coûts prévisionnels, et des réserves brutes de la société au 31 décembre 2016.

|                                         | Pétrole brut<br>léger et moyen<br>(kb) | Pétrole brut<br>lourd<br>(kb) | Liquides de gaz<br>naturel<br>(kb) | Gaz naturel<br>classique<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Méthane<br>de houille<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Bep<br>(kbep) |
|-----------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------|
| <b>Réserves prouvées</b>                |                                        |                               |                                    |                                                 |                                              |               |
| Solde au 31 décembre 2015               | 22 408                                 | 15 057                        | 2 875                              | 71 960                                          | 2 652                                        | 52 775        |
| Transfert de type de produit            | -                                      | -                             | -                                  | -                                               | -                                            | -             |
| Extensions et récupération<br>améliorée | 2 969                                  | 1 611                         | 254                                | 6 248                                           | -                                            | 5 875         |
| Révisions techniques                    | 707                                    | 2 004                         | (212)                              | (8 320)                                         | (423)                                        | 1 042         |
| Acquisitions                            | 1 311                                  | -                             | 147                                | 3 568                                           | -                                            | 2 053         |
| Aliénations                             | (2 921)                                | -                             | (109)                              | (2 946)                                         | (37)                                         | (3 527)       |
| Facteurs économiques                    | (390)                                  | (428)                         | (2)                                | (1 037)                                         | (41)                                         | (999)         |
| Production                              | (1 943)                                | (1 541)                       | (226)                              | (5 911)                                         | (126)                                        | (4 717)       |
| <b>Solde au 31 décembre 2016</b>        | <b>22 141</b>                          | <b>16 702</b>                 | <b>2 726</b>                       | <b>63 562</b>                                   | <b>2 025</b>                                 | <b>52 501</b> |
|                                         |                                        |                               |                                    |                                                 |                                              |               |
| <b>Réserves probables</b>               |                                        |                               |                                    |                                                 |                                              |               |
| Solde au 31 décembre 2015               | 14 810                                 | 10 223                        | 1 527                              | 38 179                                          | 866                                          | 33 067        |
| Transfert de type de produit            | -                                      | -                             | -                                  | -                                               | -                                            | -             |
| Extensions et récupération<br>améliorée | 2 276                                  | 2 577                         | 186                                | 4 329                                           | -                                            | 5 761         |
| Révisions techniques                    | (1 291)                                | (2 288)                       | (344)                              | (6 936)                                         | (371)                                        | (5 140)       |
| Acquisitions                            | 388                                    | -                             | 43                                 | 1 050                                           | -                                            | 606           |
| Aliénations                             | (1 297)                                | -                             | (48)                               | (1 302)                                         | (20)                                         | (1 566)       |
| Facteurs économiques                    | (345)                                  | (44)                          | (96)                               | (1 801)                                         | (27)                                         | (789)         |
| Production                              | -                                      | -                             | -                                  | -                                               | -                                            | -             |
| <b>Solde au 31 décembre 2016</b>        | <b>14 540</b>                          | <b>10 469</b>                 | <b>1 268</b>                       | <b>33 519</b>                                   | <b>448</b>                                   | <b>31 938</b> |

|                                         | Pétrole brut<br>léger et<br>moyen (kb) | Pétrole brut<br>lourd<br>(kb) | Liquides de<br>gaz naturel<br>(kb) | Gaz naturel<br>classique<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Méthane<br>de houille<br>(Mpi <sup>3</sup> ) | Bep<br>(kbep) |
|-----------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------|
| <b>Réserves prouvées et probables</b>   |                                        |                               |                                    |                                                 |                                              |               |
| Solde au 31 décembre 2015               | 37 218                                 | 25 280                        | 1 527                              | 110 139                                         | 3 518                                        | 85 842        |
| Transfert de type de produit            | -                                      | -                             | -                                  | -                                               | -                                            | -             |
| Extensions et récupération<br>améliorée | 5 244                                  | 4 188                         | 186                                | 10 577                                          | -                                            | 11 635        |
| Révisions techniques                    | (584)                                  | (284)                         | (344)                              | (15 256)                                        | (795)                                        | (4 099)       |
| Acquisitions                            | 1 699                                  | -                             | 43                                 | 4 618                                           | -                                            | 2 659         |
| Aliénations                             | (4 218)                                | -                             | (48)                               | (4 248)                                         | (57)                                         | (5 092)       |
| Facteurs économiques                    | (735)                                  | (471)                         | (96)                               | (2 837)                                         | (68)                                         | (1 788)       |
| Production                              | (1 943)                                | (1 541)                       | -                                  | (5 911)                                         | (126)                                        | (4 717)       |
| <b>Solde au 31 décembre 2016</b>        | <b>36 682</b>                          | <b>27 171</b>                 | <b>1 268</b>                       | <b>97 081</b>                                   | <b>2 473</b>                                 | <b>84 439</b> |

## Autre information concernant les données relatives aux réserves

### Réserves non développées

Le tableau suivant présente les volumes des réserves prouvées non mises en valeur qui ont été attribués au départ aux quatre derniers exercices et, globalement, avant cette période :

|                          | Pétrole brut léger<br>et moyen<br>(kb) | Pétrole brut lourd<br>(kb) | Liquides de gaz<br>naturel<br>(kb) | Gaz naturel<br>classique<br>(Mpi <sup>3</sup> ) |
|--------------------------|----------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------|
| <b>Réserves prouvées</b> |                                        |                            |                                    |                                                 |
| Avant 2012               | 5 242,2                                | 726,5                      | 1 023,8                            | 30 265,9                                        |
| 2012                     | 2 955,3                                | 1 191,3                    | 306,6                              | 8 393,0                                         |
| 2013                     | 6 215,5                                | 366,1                      | 574,8                              | 15 195,3                                        |
| 2014                     | 4 713,0                                | 166,1                      | 268,3                              | 5 100,0                                         |
| 2015                     | 1 542,3                                | 1 199,2                    | 274,5                              | 8 011,0                                         |
| 2016                     | 2 967,7                                | 790,6                      | 272,9                              | 6 427,0                                         |

Le tableau suivant présente les volumes des réserves probables non mises en valeur qui ont été attribués au départ à chacun des quatre derniers exercices et, globalement, avant cette période :

|                           | Pétrole brut léger<br>et moyen<br>(kb) | Pétrole brut lourd<br>(kb) | Liquides de gaz<br>naturel<br>(kb) | Gaz naturel<br>classique<br>(Mpi <sup>3</sup> ) |
|---------------------------|----------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------|
| <b>Réserves probables</b> |                                        |                            |                                    |                                                 |
| Avant 2012                | 4 514,1                                | 683,0                      | 709,5                              | 24 728,3                                        |
| 2012                      | 6 703,2                                | 457,2                      | 197,8                              | 5 731,0                                         |
| 2013                      | 9 567,4                                | 196,5                      | 350,5                              | 9 370,2                                         |
| 2014                      | 8 526,4                                | 71,1                       | 274,0                              | 5 586,0                                         |
| 2015                      | 1 241,6                                | 1 948,1                    | 188,6                              | 5 577,0                                         |
| 2016                      | 1 915,1                                | 1 402,2                    | 183,7                              | 4 177,0                                         |

Les réserves prouvées non développées sont généralement les réserves liées à des puits intercalaires qui n'ont pas encore été forés ou à des puits éloignés des réseaux de collecte dont la mise en production nécessite des dépenses en immobilisations relativement élevées. Les réserves probables non développées sont généralement des réserves vérifiées ou indiquées comme étant productives par analogie, des emplacements de forage intercalaires et des terrains contigus à la production. Elles comprennent aussi la partie des réserves probables non développées des terrains prouvés non développés.

La société compte actuellement poursuivre le développement de ses réserves prouvées et probables non développées au cours des deux prochains exercices, dans le cadre normal des dépenses en immobilisations. La société pourrait toutefois décider d'en reporter le développement dans certaines circonstances, comme dans le cas de dépenses jugées davantage prioritaires ou selon les cours des marchandises et les flux de trésorerie du moment.

### Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'estimation des réserves est une opération complexe. Elle fait appel à des jugements et à des décisions d'une grande portée, fondés sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations peuvent varier considérablement avec l'ajout de données sur les activités de développement en cours

et les résultats de la production, et selon l'incidence de la conjoncture économique sur les prix et les coûts du pétrole et du gaz. Les estimations des réserves figurant dans le présent document sont fondées sur les prévisions de production, les prix et la conjoncture économique actuels.

Les estimations des réserves sont appelées à varier en fonction de l'évolution des circonstances et des données qui s'ajoutent. Les estimations sont examinées et révisées, à la hausse ou à la baisse, en fonction de cette nouvelle information. Les révisions sont souvent motivées par des changements survenant dans le rendement des puits, les prix, la conjoncture économique et à la suite de restrictions gouvernementales.

Bien que tous les efforts raisonnables soient déployés pour en assurer l'exactitude, l'estimation des réserves demeure une science inférentielle. Par conséquent, des décisions subjectives, de nouveaux renseignements relatifs à la géologie ou à la production et l'évolution du contexte peuvent se répercuter sur ces estimations. Les révisions apportées aux estimations des réserves peuvent résulter de variations des cours du pétrole et du gaz en fin d'exercice et du rendement des réservoirs. Ces révisions peuvent être favorables ou défavorables.

### ***Frais de développement futurs***

Le tableau suivant présente les frais de développement globaux combinés déduits dans l'estimation, dans le rapport sur les réserves, des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables (au moyen de prix et de coûts prévisionnels).

|                                 | <b>Prix et coûts prévisionnels</b>  |                                                  |
|---------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------------|
|                                 | <b>Réserves prouvées<br/>(k \$)</b> | <b>Réserves prouvées<br/>et probables (k \$)</b> |
| 2017                            | 44 857                              | 63 661                                           |
| 2018                            | 93 303                              | 124 037                                          |
| 2019                            | 91 803                              | 130 312                                          |
| 2020                            | 59 555                              | 87 260                                           |
| 2021                            | 18 292                              | 30 298                                           |
| Années restantes                | -                                   | 262                                              |
| <b>Total sans actualisation</b> | <b>307 810</b>                      | <b>435 830</b>                                   |

La société compte sur quatre sources de financement pour financer ses programmes de dépenses en immobilisations : les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les fonds tirés de la vente d'éléments d'actif non essentiels, le financement par emprunt lorsque cela s'impose et le financement par actions au moyen de l'émission de nouvelles actions, si les modalités sont favorables. La société prévoit actuellement financer les frais de développement futurs susmentionnés principalement au moyen de flux de trésorerie autogénérés, de fonds tirés de la vente d'éléments d'actif non essentiels, et du financement par emprunt. Rien ne garantit que le conseil d'administration allouera des fonds au développement de toutes les réserves attribuées dans les rapports sur les réserves ou dans l'un deux. Le défaut de développer ces réserves pourrait avoir une incidence défavorable sur les flux de trésorerie futurs de la société.

## Autre information concernant le pétrole et le gaz

### Puits de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente le nombre de puits de la société et leur situation en date du 31 décembre 2016.

|              | Puits producteurs |            |             |            |                    |          |                       |            | Puits non-producteurs |            |             |            |                    |          |                       |            |
|--------------|-------------------|------------|-------------|------------|--------------------|----------|-----------------------|------------|-----------------------|------------|-------------|------------|--------------------|----------|-----------------------|------------|
|              | Pétrole           |            | Gaz naturel |            | Méthane de houille |          | Injection eau/refoul. |            | Pétrole               |            | Gaz naturel |            | Méthane de houille |          | Injection eau/refoul. |            |
|              | Bruts             | Nets       | Bruts       | Nets       | Bruts              | Nets     | Bruts                 | Nets       | Bruts                 | Nets       | Bruts       | Nets       | Bruts              | Nets     | Bruts                 | Nets       |
| Alberta      | 812               | 517        | 258         | 111        | 16                 | 4        | 205                   | 112        | 1 378                 | 816        | 456         | 198        | -                  | -        | 156                   | 102        |
| Saskatchewan | 195               | 189        | 64          | 4          | -                  | -        | 21                    | 19         | 39                    | 34         | 35          | 8          | -                  | -        | 3                     | 3          |
| <b>Total</b> | <b>1 007</b>      | <b>706</b> | <b>322</b>  | <b>115</b> | <b>16</b>          | <b>4</b> | <b>226</b>            | <b>131</b> | <b>1 417</b>          | <b>850</b> | <b>491</b>  | <b>206</b> | <b>-</b>           | <b>-</b> | <b>159</b>            | <b>105</b> |

### Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente, en date du 31 décembre 2016, la superficie en acres bruts et nets des terrains non prouvés dans lesquels la société a une participation et le nombre d'acres nets à l'égard desquels ses droits d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation expireront dans moins d'un an, sauf intervention de sa part.

|              | Acres bruts non développés | Acres nets non développés | Acres nets non développés expirant dans moins d'un an |
|--------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------|
| Alberta      | 103 992                    | 84 632                    | 11 288                                                |
| Saskatchewan | 19 714                     | 17 557                    | -                                                     |
| <b>Total</b> | <b>123 706</b>             | <b>102 189</b>            | <b>11 288</b>                                         |

### Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

De façon générale, la société estime les coûts d'abandon des puits région par région. Ces coûts figurent dans le rapport sur les réserves au titre de déductions pour en arriver à déterminer les produits des activités ordinaires nets futurs. Les coûts d'abandon totaux prévus figurant dans le rapport sur les réserves pour 938 puits nets dans la catégorie des réserves prouvées s'élèvent à 89,6 millions de dollars sans actualisation (14,7 millions de dollars au taux d'actualisation de 10 %), dont aucune tranche ne devrait être engagée en 2017, 2018 et 2019. Cette estimation tient compte des coûts de remise en état prévus pour les concessions de surface qui ont des puits existants avec des réserves développées viables attribuées ou des emplacements de forage de développement futurs. La société devra prendre en charge sa quote-part des obligations environnementales en cours et de la remise en état définitive des terrains qu'elle détiendra au moment de les abandonner. Les obligations environnementales en cours devraient être financées par les flux de trésorerie.

### Horizon fiscal

Selon les dépenses en immobilisations et les cours des marchandises prévus dans le rapport sur les réserves, la société estime qu'elle ne devra pas payer un impôt sur le revenu avant 2021.

### Frais engagés

Le tableau qui suit résume les dépenses en immobilisations engagées par la société au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

|              | Coûts d'acquisition des terrains |                      | Aliénations de terrains | Frais d'exploration | Frais de développement |
|--------------|----------------------------------|----------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|
|              | Terrains prouvés                 | Terrains non prouvés |                         |                     |                        |
| Total (k \$) | 16 958                           | -                    | (43 178)                | -                   | 73 962                 |

## Activité de forage

Le tableau qui suit présente les puits d'exploration et de développement bruts et nets qui ont été forés par la société selon la disponibilité de la foreuse au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

|                                      | Puits d'exploration |          | Puits de développement |              |
|--------------------------------------|---------------------|----------|------------------------|--------------|
|                                      | Bruts               | Nets     | Bruts                  | Nets         |
| Puits de pétrole brut léger et moyen | –                   | –        | 37,00                  | 36,78        |
| Puits de pétrole brut lourd          | –                   | –        | –                      | –            |
| Puits de gaz naturel classique       | –                   | –        | –                      | –            |
| Puits de service                     | –                   | –        | –                      | –            |
| Puits secs                           | –                   | –        | –                      | –            |
| <b>Total</b>                         | <b>–</b>            | <b>–</b> | <b>37,00</b>           | <b>36,78</b> |

## Dépenses en immobilisations prévues

La société a annoncé un budget prévisionnel de dépenses en immobilisations d'environ 85 millions de dollars pour 2017.

## Production estimative

Le tableau suivant présente, pour chaque type de produit, le volume total de la production estimé par Sproule dans le rapport sur les réserves pour 2016 et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves prouvées brutes et des réserves prouvées et probables brutes précitées.

|                                                   | Pétrole brut<br>léger et<br>moyen (b/j) | Pétrole brut<br>lourd<br>(b/j) | Gaz naturel<br>classique<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | Méthane de<br>houille<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | Liquides de<br>gaz naturel<br>(b/j) | Bep<br>(bep/j) | %            |
|---------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------|----------------|--------------|
| <b>Réserves prouvées</b>                          |                                         |                                |                                                   |                                                |                                     |                |              |
| Sud-ouest de la<br>Saskatchewan                   | –                                       | 3 731                          | –                                                 | –                                              | –                                   | 3 731          | 26 %         |
| Sud-est de l'Alberta                              | 2 375                                   | 1 279                          | 2 070                                             | –                                              | 67                                  | 4 066          | 28 %         |
| Ouest de l'Alberta                                | 3 503                                   | 40                             | 13 689                                            | 456                                            | 584                                 | 6 484          | 45 %         |
| <b>Total – réserves prouvées</b>                  | <b>5 878</b>                            | <b>5 049</b>                   | <b>15 759</b>                                     | <b>456</b>                                     | <b>651</b>                          | <b>14 281</b>  | <b>100 %</b> |
| <b>Réserves prouvées<br/>et probables</b>         |                                         |                                |                                                   |                                                |                                     |                |              |
| Sud-ouest de la<br>Saskatchewan                   | –                                       | 4 522                          | –                                                 | –                                              | –                                   | 4 522          | 28 %         |
| Sud-est de l'Alberta                              | 2 697                                   | 1 317                          | 2 381                                             | –                                              | 78                                  | 4 488          | 28 %         |
| Ouest de l'Alberta                                | 3 935                                   | 40                             | 15 397                                            | 461                                            | 645                                 | 7 264          | 45 %         |
| <b>Total – réserves prouvées<br/>et probables</b> | <b>6 632</b>                            | <b>5 879</b>                   | <b>17 777</b>                                     | <b>461</b>                                     | <b>723</b>                          | <b>16 274</b>  | <b>100 %</b> |

## Production antérieure

Le tableau suivant présente, par trimestre pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016, certains renseignements concernant la production, les prix reçus pour les produits, les redevances payées, les charges d'exploitation et les rentrées nettes de la société.

## Volume de production quotidien moyen

|                                             | Trimestres clos les |               |                   |                  |
|---------------------------------------------|---------------------|---------------|-------------------|------------------|
|                                             | 31 mars 2016        | 30 juin 2016  | 30 septembre 2016 | 31 décembre 2016 |
| Gaz naturel classique (kpi <sup>3</sup> /j) | 17 443              | 15 617        | 15 983            | 14 686           |
| Pétrole brut léger et moyen (b/j)           | 9 821               | 8 958         | 9 807             | 9 832            |
| LGN (b/j)                                   | 615                 | 564           | 597               | 504              |
| Méthane de houille (kpi <sup>3</sup> /j)    | 386                 | 342           | 313               | 350              |
| <b>Total (bep/j)</b>                        | <b>13 408</b>       | <b>12 182</b> | <b>13 120</b>     | <b>12 842</b>    |

## Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Pétrole brut

| (\$ par b)                          | Trimestres clos les |              |                   |                  |
|-------------------------------------|---------------------|--------------|-------------------|------------------|
|                                     | 31 mars 2016        | 30 juin 2016 | 30 septembre 2016 | 31 décembre 2016 |
| Prix reçus                          | 23,80               | 36,80        | 37,16             | 42,15            |
| Redevances payées                   | (3,14)              | (3,24)       | (4,74)            | (5,07)           |
| Frais de production                 | (11,59)             | (12,07)      | (10,67)           | (12,03)          |
| Frais de transport                  | (2,33)              | (1,16)       | (1,28)            | (1,38)           |
| <b>Rentrées nettes<sup>1)</sup></b> | <b>6,73</b>         | <b>20,34</b> | <b>20,47</b>      | <b>23,67</b>     |

### Nota :

1) Y compris les produits des activités ordinaires tirés du gaz dissous et des liquides de gaz naturel associés.

## Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Gaz naturel classique

| (\$ par kpi <sup>3</sup> ) | Trimestres clos les |               |                   |                  |
|----------------------------|---------------------|---------------|-------------------|------------------|
|                            | 31 mars 2016        | 30 juin 2016  | 30 septembre 2016 | 31 décembre 2016 |
| Prix reçus                 | 0,57                | 0,82          | 1,91              | 2,25             |
| Redevances payées          | 0,02                | (0,18)        | (0,11)            | (0,09)           |
| Frais de production        | (4,08)              | (3,73)        | (3,59)            | (3,97)           |
| Frais de transport         | –                   | –             | –                 | –                |
| <b>Rentrées nettes</b>     | <b>(3,49)</b>       | <b>(3,10)</b> | <b>(1,79)</b>     | <b>(1,81)</b>    |

## Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Combiné

| (\$ par bep)                        | Trimestres clos les |              |                   |                  |
|-------------------------------------|---------------------|--------------|-------------------|------------------|
|                                     | 31 mars 2016        | 30 juin 2016 | 30 septembre 2016 | 31 décembre 2016 |
| Prix reçus                          | 23,89               | 36,94        | 37,48             | 42,52            |
| Redevances payées                   | (3,14)              | (3,27)       | (4,76)            | (5,08)           |
| Frais de production                 | (12,27)             | (12,69)      | (11,27)           | (12,69)          |
| Frais de transport                  | (2,33)              | (1,16)       | (1,28)            | (1,38)           |
| <b>Rentrées nettes<sup>1)</sup></b> | <b>6,15</b>         | <b>19,82</b> | <b>20,17</b>      | <b>23,37</b>     |

### Nota :

1) Les rentrées nettes sont établies après déduction des redevances payées et des frais de production, frais de transport compris, des prix reçus, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

## Volume de production par champ

Le tableau suivant présente la production quotidienne nette moyenne tirée des principaux champs de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

| Champ                        | Pétrole brut<br>léger et<br>moyen<br>(b/j) | Gaz naturel<br>classique<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | Liquides de<br>gaz naturel<br>(b/j) | Méthane<br>de houille<br>(kpi <sup>3</sup> /j) | Bep<br>(bep/j) | %            |
|------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------|----------------|--------------|
| Ouest de l'Alberta           | 3 471                                      | 13 580                                            | 515                                 | 347                                            | 6 307          | 49 %         |
| Sud-est de l'Alberta         | 3 153                                      | 2 154                                             | 48                                  | –                                              | 3 560          | 28 %         |
| Sud-ouest de la Saskatchewan | 2 835                                      | –                                                 | –                                   | –                                              | 2 835          | 22 %         |
| Terrains vendus              | 146                                        | 194                                               | 7                                   | –                                              | 186            | 1 %          |
| <b>Total</b>                 | <b>9 605</b>                               | <b>15 929</b>                                     | <b>570</b>                          | <b>347</b>                                     | <b>12 888</b>  | <b>100 %</b> |

## DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries.

### Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires sont habilités : i) à exprimer une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à toutes les assemblées d'actionnaires de la société autres que les assemblées où les porteurs d'une catégorie ou d'une série d'actions se réunissent en tant que porteurs d'une catégorie ou d'une série d'actions, ii) à recevoir les dividendes déclarés par la société sur les actions ordinaires; et iii) sous réserve des actions ayant priorité de rang sur les actions ordinaires, à recevoir le reliquat des biens de la société au moment de la dissolution de la société, après le règlement de toutes les dettes.

### Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration est autorisé à fixer le nombre d'actions de chaque série ainsi qu'à établir leur désignation et les droits, privilèges, restrictions et conditions qui y sont rattachés. Les actions privilégiées de la société ont priorité de rang sur les actions ordinaires, pour ce qui est du versement des dividendes et du partage des éléments d'actif en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de la société ou de la cessation de ses activités.

## POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Le 3 juillet 2013, dans le cadre de la transition de la société en une société pétrolière et gazière à croissance modérée et durable qui verse des dividendes, le conseil a adopté une politique de paiement de dividendes mensuels, initialement au taux de 0,40 \$ par année (0,0333 \$ par mois).

Le 7 août 2013, le conseil a approuvé une hausse du dividende à 0,42 \$ par année (0,035 \$ par mois). Le 22 octobre 2013, dans le cadre des acquisitions en Saskatchewan et au Manitoba, le conseil a approuvé une autre hausse du dividende à 0,50 \$ par année (0,04166 \$ par mois). Le 6 novembre 2013, dans le cadre de l'acquisition de Wainwright, le conseil a approuvé une autre hausse du dividende à 0,52 \$ par année (0,04333 \$ par mois). Le 13 janvier 2014, dans le cadre de l'acquisition de l'actif dans le sud-est de la Saskatchewan, le conseil a approuvé une autre hausse du dividende à 0,54 \$ par année (0,045 \$ par mois). Le 5 juin 2014, dans le cadre de l'acquisition de Longview, le conseil a approuvé une autre hausse du dividende à 0,60 \$ par année (0,05 \$ par mois).

Le 7 janvier 2015, en raison de la chute marquée des prix du pétrole brut qui sont passés de 106 \$ US WTI par baril en juin 2014 à un creux de 45 \$ US WTI en janvier 2015, le conseil a approuvé une réduction du dividende à 0,30 \$ par année (0,025 \$ par mois). Le 9 novembre 2015, en raison de la faiblesse continue des prix du pétrole brut, le conseil a approuvé une autre réduction du dividende à 0,15 \$ par année (0,0125 \$ par mois). Le 7 avril 2016, le conseil a approuvé une autre réduction du dividende à 0,075 \$ par année (0,00625 \$ par mois).

Le 15 février 2017, le conseil a approuvé une hausse du dividende à 0,085 \$ par année.

La politique en matière de dividendes de la société vise principalement à offrir aux actionnaires des dividendes mensuels relativement stables, prévisibles et durables.

L'entente relative à la facilité de crédit renferme certaines restrictions quant à la capacité de Surge de payer des dividendes dans certaines circonstances. De plus, le paiement de dividendes par une société est régi par les critères de liquidité et de solvabilité décrits dans l'ABCA. Conformément à l'ABCA, après le paiement d'un dividende, une société doit être en mesure de payer son passif à échéance et la valeur de réalisation de l'actif de la société doit être supérieur à la somme de son passif et du capital déclaré légal de ses titres en circulation.

Le tableau suivant présente les dividendes en espèces mensuels sur les actions ordinaires déclarés pour les périodes indiquées :

| Mois      | Dividendes par action ordinaire |          |          |
|-----------|---------------------------------|----------|----------|
|           | 2017                            | 2016     | 2015     |
| Janvier   | 0,00625                         | 0,0125   | 0,025    |
| Février   | 0,007083                        | 0,0125   | 0,025    |
| Mars      | 0,007083                        | 0,0125   | 0,025    |
| Avril     |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Mai       |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Juin      |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Juillet   |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Août      |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Septembre |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Octobre   |                                 | 0,00625  | 0,025    |
| Novembre  |                                 | 0,00625  | 0,0125   |
| Décembre  |                                 | 0,00625  | 0,0125   |
| Total     | 0,020416 \$                     | 0,100 \$ | 0,275 \$ |

Sauf indication contraire, tous les dividendes payés ou à payer sont désignés comme des « dividendes déterminés » en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada).

Rien ne garantit que la société maintiendra sa politique en matière de dividendes. Le montant des dividendes en espèces payable sur les actions ordinaires, le cas échéant, est à l'appréciation du conseil d'administration et peut varier en fonction de différents facteurs, notamment la conjoncture économique et concurrentielle qui prévaut au moment applicable, les résultats d'exploitation, les variations du fonds de roulement, le prix du pétrole et du gaz, l'assujettissement à l'impôt de la société, la capacité de la société de réunir des capitaux, le montant des dépenses en immobilisations, le respect des critères de solvabilité imposés par l'ABCA pour la déclaration et le paiement de dividendes et la législation applicable. De plus, l'entente relative à la facilité de crédit renferme certaines restrictions quant à la capacité de Surge de payer des dividendes dans certaines circonstances. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque — Dividendes* ».

### MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « SGY » et y sont affichées aux fins de négociation. Le tableau suivant présente les variations du cours des actions ordinaires et le volume des opérations sur celles-ci pour les périodes indiquées tels qu'ils ont été publiés par la TSX pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

| Période     | Variations du cours (\$) |       | Volume des opérations |
|-------------|--------------------------|-------|-----------------------|
|             | Haut                     | Bas   |                       |
| <b>2016</b> |                          |       |                       |
| Janvier     | 2,300                    | 1,400 | 59 393 974            |
| Février     | 2,370                    | 1,810 | 59 857 990            |
| Mars        | 2,790                    | 2,020 | 64 600 812            |
| Avril       | 2,470                    | 1,920 | 77 272 662            |
| Mai         | 2,600                    | 2,050 | 42 572 290            |
| Juin        | 2,900                    | 2,250 | 44 685 591            |
| Juillet     | 2,600                    | 2,220 | 19 518 277            |
| Août        | 2,550                    | 2,280 | 20 835 311            |
| Septembre   | 2,810                    | 2,260 | 27 086 103            |
| Octobre     | 3,130                    | 2,620 | 25 731 294            |
| Novembre    | 2,870                    | 2,480 | 24 794 208            |
| Décembre    | 3,380                    | 2,825 | 24 384 250            |

## ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Les nom, municipalité de résidence, fonctions principales occupés au cours des cinq dernières années et poste occupé au sein de la société de chaque administrateur et dirigeant de la société sont indiqués ci-dessous :

| Nom et lieu de résidence                              | Poste                                                                           | Fonctions principales au cours des cinq dernières années                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Paul Colborne<br>Calgary (Alberta)                    | Président et chef de la direction<br><br>Administrateur depuis le 13 avril 2010 | Président et chef de la direction de la société. M. Colborne est aussi le président de StarValley Oil and Gas Ltd., société pétrolière et gazière fermée établie à Calgary et fondée en novembre 2005. M. Colborne siège actuellement au conseil d'administration de Rising Star Resources Ltd. et de Red River Oil Inc., deux sociétés pétrolières et gazières fermées. En 1993, M. Colborne, alors avocat depuis neuf ans, notamment en droit des valeurs mobilières, en droit bancaire et en droit pétrolier et gazier, s'est spécialisé dans le secteur pétrolier et gazier et a fondé une société pétrolière et gazière, Startech Energy Ltd., société ouverte, qui produit 15 000 bep/j. Huit années plus tard en 2001, ARC Energy Trust a fait l'acquisition de Startech pour plus de 500 millions de dollars CA. De septembre 2003 à janvier 2005, M. Colborne a été président et chef de la direction de StarPoint Energy Trust, une fiducie du secteur de l'énergie cotée en bourse produisant 36 000 bep/j. De 1996 à mai 2013, M. Colborne a siégé au conseil d'administration de Crescent Point Energy, société pétrolière et gazière ouverte qui verse des dividendes produisant 165 000 bep/j. Jusqu'à sa vente en juillet 2009, M. Colborne a été président du conseil d'administration de TriStar Oil & Gas Ltd. Il a aussi été administrateur de Westfire Energy Ltd., de Twin Butte Energy Ltd., de Cequence Energy et président du conseil de Seaview Energy Ltd. Jusqu'à sa vente en décembre 2009, il a été également administrateur de Breaker Energy. M. Colborne a aussi été président du conseil d'administration et administrateur de Mission Oil and Gas Inc. jusqu'à sa vente en février 2007. En mai 2014, M. Colborne s'est retiré du conseil d'administration de Legacy Oil + Gas. En juin 2014, M. Colborne a terminé son mandat de président du conseil d'administration d'une société fermée appelée New Star Energy et a quitté sa charge d'administrateur. |
| P. Daniel O'Neil <sup>3)4)</sup><br>Calgary (Alberta) | Administrateur depuis le 13 avril 2010                                          | Homme d'affaires indépendant depuis sa retraite le 8 mai 2013. Auparavant, président et chef de la direction de la société depuis le 13 avril 2010. Auparavant, président et chef de la direction de Breaker Energy Ltd., société pétrolière et gazière cotée en bourse, à compter de sa constitution en personne morale en septembre 2004 jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009. M. O'Neil a aussi été administrateur de Cathedral Energy Services Ltd. Avant sa vente, M. O'Neil a aussi été administrateur d'Hyperion Exploration Corp.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Robert Leach <sup>1)2)</sup><br>Phoenix (Arizona)     | Administrateur depuis le 13 avril 2010                                          | Chef de la direction de Custom Truck Sales Ltd., société fermée exploitant des concessionnaires de camions Kenworth en Saskatchewan et au Manitoba, et vice-président de ReNue Properties Arizona Inc. Auparavant, M. Leach a été président du conseil d'administration de Breaker Energy Inc.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |

| <b>Nom et lieu de résidence</b>                        | <b>Poste</b>                                                                                                  | <b>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Keith Macdonald <sup>1)3)4)</sup><br>Calgary (Alberta) | Administrateur depuis le 13 avril 2010                                                                        | Président de Bamako Investment Management Ltd., société fermée de services-conseils financiers et de portefeuille. M. Macdonald est également chef de la direction et administrateur de EFLO Energy Inc. et administrateur de Bellatrix Exploration Ltd., société dont les titres sont inscrits à la cote de la TSX. Il est en outre administrateur de Madalena Energy Inc. et de Mountainview Energy Ltd., dont les titres sont inscrits à la cote de la TSXV, ainsi que d'autres sociétés pétrolières et gazières ouvertes et fermées. M. Macdonald a été dirigeant et administrateur de nombreuses sociétés ouvertes et fermées du secteur de l'énergie. |
| James Pasioka<br>Calgary (Alberta)                     | Administrateur depuis le 13 avril 2010<br><br>Président du conseil d'administration depuis le 7 janvier 2015. | Associé du cabinet d'avocats national McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. depuis septembre 2013. Auparavant, associé du cabinet d'avocats national Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., srl depuis 2001. M. Pasioka a siégé comme dirigeant et administrateur de nombreuses sociétés ouvertes du secteur de l'énergie et président du conseil de plusieurs sociétés pétrolières et gazières.                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Murray Smith <sup>1) 2)</sup><br>Calgary (Alberta)     | Administrateur depuis le 25 juin 2010                                                                         | Président de Murray Smith and Associates. M. Smith siège également aux conseils d'administration de deux sociétés fermées et de Williams Companies Inc. (WMB.nyse), société du secteur intermédiaire établie à Tulsa. Auparavant, M. Smith a été représentant officiel de la province d'Alberta auprès des États-Unis d'Amérique jusqu'en 2007. Auparavant, il a été membre de l'Assemblée législative de la province d'Alberta et a été ministre de quatre différents ministères, soit l'énergie, le jeu, le travail et le développement économique de 1993 à 2005.                                                                                        |
| Colin Davies <sup>3) 4)</sup><br>Calgary (Alberta)     | Administrateur depuis le 9 juillet 2010                                                                       | Président et chef de la direction de Corinthian Oil Corp. depuis novembre 2014, et auparavant, président et chef de la direction de Corinthian Exploration Corp., société pétrolière et gazière fermée possédant des actifs aux États-Unis et au Canada. Auparavant, M. Davies a été président et chef de la direction de Corinthian Energy Corp., société pétrolière et gazière fermée fondée en 2004 et fusionnée avec Surge Energy Inc. en juillet 2010. M. Davies est un ingénieur professionnel possédant plus de 25 années d'expérience diversifiée dans le secteur pétrolier et gazier.                                                              |
| Daryl Gilbert <sup>2) 3)</sup><br>Calgary (Alberta)    | Administrateur depuis le 5 juin 2014                                                                          | Directeur général et membre du comité des placements de JOG Capital Inc. depuis mai 2008. M. Gilbert est un homme d'affaires et investisseur indépendant et siège au conseil d'administration de nombreuses entités ouvertes et fermées depuis 2005. M. Gilbert travaille dans le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien depuis plus de 40 ans, notamment dans l'évaluation de réserves auprès de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (aujourd'hui GLJ Petroleum Consultants Ltd.) (« GLJ »), entreprise de conseils techniques, de 1979 à 2005. M. Gilbert a été président et chef de la direction de GLJ de 1994 à 2005.                       |
| Paul Ferguson<br>Calgary (Alberta)                     | Chef des finances                                                                                             | Chef des finances de la société depuis septembre 2015. Auparavant, M. Ferguson était analyste de recherche auprès de Fidelity Investments depuis décembre 2012. Auparavant, M. Ferguson a été analyste de recherche auprès de Surveyor Capital de mai 2011 à décembre 2012. Auparavant, M. Ferguson a été gestionnaire de portefeuille et analyste auprès de Swank Capital, LLC.                                                                                                                                                                                                                                                                            |

| <b>Nom et lieu de résidence</b>      | <b>Poste</b>                                        | <b>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Dan Brown<br>Calgary (Alberta)       | Chef de l'exploitation                              | Chef de l'exploitation de la société. Auparavant, chef de l'exploitation de Breaker Energy Ltd. d'août 2009 jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009. Auparavant, M. Brown a été chef d'équipe d'une unité d'exploitation au sein d'une importante société de production nord-américaine.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Margaret Elekes<br>Calgary (Alberta) | Vice-présidente, Terrains et expansion des affaires | Vice-présidente, Terrains de la société. Auparavant, agente foncière-conseil pour Breaker Energy depuis sa constitution en personne morale en septembre 2004, jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009. Auparavant, elle était directrice, Terrains, aux États-Unis, d'Upton Resources, de décembre 1995 jusqu'à ce que StarPoint Energy en fasse l'acquisition en février 2004.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Murray Bye<br>Calgary (Alberta)      | Vice-président, Production                          | Vice-président, Production de la société depuis le 8 mai 2013. Auparavant, chef de l'équipe de l'actif, Ouest de Surge depuis 2010. Avant d'entrer au service de Surge, M. Bye a occupé différents postes auprès d'EnCana Corporation entre les années 2000 et 2010, notamment : chef de groupe, Développement, ingénieur à l'exploitation et ingénieur à la production.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Gerry de Leeuw<br>Calgary (Alberta)  | Vice-président, Sciences de la terre                | Vice-président, Sciences de la terre de la société. M. Gerry de Leeuw est un géologue professionnel possédant plus de 30 années d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, notamment dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Au cours des 15 dernières années, M. de Leeuw a occupé différents postes de cadre supérieur auprès de Surge Energy et de Devon Energy, dont jusqu'à tout récemment les postes de premier vice-président, Exploration et développement Canada et vice-président, Exploration mondiale des ressources non classiques. Avant Devon, M. de Leeuw a travaillé auprès de nombreuses sociétés, notamment : Northstar, TCPI, Amoco et Texaco, où il a acquis de l'expérience dans des postes techniques et de gestion de plus en plus importants. |
| Rod Monden<br>Calgary (Alberta)      | Contrôleur                                          | Contrôleur de la société. Auparavant, contrôleur de Breaker Energy Ltd. de janvier 2008 jusqu'à ce que NAL Oil & Gas Trust en fasse l'acquisition en décembre 2009. Auparavant, vice-président, Finances, et chef des finances d'une petite société pétrolière et gazière fermée de septembre 2006 à octobre 2008. Auparavant, M. Monden a travaillé en tant que directeur, Communications de l'information financière et budgets, de Burlington Ressources Canada Ltd. de septembre 2002 à août 2006.                                                                                                                                                                                                                                                                                 |

**Nota :**

- 1) Membre du comité d'audit du conseil.
- 2) Membre du comité de la rémunération, des candidatures et de la gouvernance du conseil.
- 3) Membre du comité des réserves du conseil.
- 4) Membre du comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil.

En tant que groupe, les administrateurs et membres de la haute direction de la société, directement ou indirectement, sont propriétaires véritables de 8 393 855 actions ordinaires, soit environ 3,7 % des actions ordinaires en circulation au 15 mars 2017, ou exercent un contrôle ou une emprise sur celles-ci.

Le mandat de chacun des administrateurs de la société expire à la prochaine assemblée générale annuelle des actionnaires de la société.

## Interdiction d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

Sauf comme il est indiqué ci-après, à la connaissance de la direction de la société :

- a) aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'un autre émetteur qui : i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui refuse à cet émetteur le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs prononcée pendant qu'il exerçait cette fonction; ou ii) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui refuse à cet émetteur le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières en vigueur pendant un délai de plus de 30 jours consécutifs prononcée après qu'il a cessé d'exercer cette fonction et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction;
- b) aucun administrateur, ni aucun membre de la haute direction, ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci, ni aucune société de portefeuille personnelle détenue par une telle personne : i) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, et aucun séquestre, séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses actifs ou biens; ou ii) n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, et aucun séquestre, séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses actifs ou biens;
- c) aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction, ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci ne s'est vu imposer : i) soit des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières ou par une autorité canadienne en valeurs mobilières, ni n'a conclu un règlement amiable avec celle-ci; ou ii) soit toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

M. Gilbert a été administrateur de Global Direct Inc. (« **Global Direct** ») qui a demandé et obtenu la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) en juin 2007 et à l'égard de laquelle, après l'échec des efforts de restructuration, l'un de ses prêteurs a nommé un séquestre en décembre 2007. Des ordonnances d'interdiction d'opérations ont été rendues pour défaut de dépôt des états financiers à l'échéance.

M. Gilbert est administrateur de Connacher Oil & Gas Limited (« **Connacher** ») depuis octobre 2014. Le 17 mai 2016, Connacher a déposé une demande de protection et a obtenu la protection contre ses créanciers devant la Cour du banc de la Reine de l'Alberta conformément à la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Des ordonnances d'interdiction d'opérations ont été rendues à l'égard de Connacher immédiatement après l'ordonnance judiciaire. Un processus de restructuration est actuellement en cours.

M. Gilbert a aussi été administrateur de LGX Oil + Gas Inc. (« **LGX** »), société ouverte dont les actions sont inscrites à la cote de la Bourse de croissance TSX, qui a été mise sous séquestre en juin 2016 et à l'égard de laquelle un séquestre a donc été nommé en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada). M. Gilbert a démissionné de son poste d'administrateur de LGX immédiatement avant la nomination du séquestre. Des ordonnances d'interdictions d'opérations à l'égard de LGX ont été rendues peu après la nomination du séquestre.

M. Macdonald est administrateur de Mountainview Energy Ltd. (« **Mountainview** »), société ouverte dont les actions sont inscrites à la cote de la Bourse de croissance TSX. L'Alberta Securities Commission a rendu une

ordonnance d'interdiction d'opérations à l'égard de Mountainview le 5 mai 2016 pour défaut de déposer ses documents d'information continue annuels pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015. En date des présentes, l'ordonnance est toujours en vigueur. Ultérieurement, le 14 octobre 2016, une filiale en propriété exclusive de Mountainview a déposé une requête volontaire en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.

### Conflits d'intérêts

À la date des présentes, la société n'a pas connaissance de conflits d'intérêts importants réels ou potentiels entre la société et un membre ou un dirigeant de la société.

## COMITÉ D'AUDIT

### Composition, règles et examen des services du comité d'audit

Le comité d'audit du conseil d'administration fonctionne en vertu de règles écrites qui établissent ses responsabilités et les exigences relatives à sa composition. Un exemplaire des règles figure à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Les membres du comité d'audit du conseil d'administration sont Keith Macdonald (président), Murray Smith et Robert Leach. Les règles du comité d'audit exigent de tous les membres du comité d'audit qu'ils possèdent les compétences financières nécessaires et soient indépendants au sens des lois en valeurs mobilières applicables. Tous les membres du comité d'audit répondent à ces exigences. Le tableau qui suit présente la formation et l'expérience pertinentes de chacun des membres du comité d'audit :

| Nom             | Indépendant | Compétences financières | Formation et expérience pertinentes                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------|-------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Keith Macdonald | ✓           | ✓                       | <p>M. Macdonald est actuellement le président de Bamako Investment Management Ltd.; société fermée de services-conseils financiers et de portefeuille. M. Macdonald est administrateur de Bellatrix Exploration Ltd., de Madalena Energy Inc., et de Mountainview Energy Ltd.</p> <p>Il a été président et/ou membre du comité d'audit de chacune de ces sociétés et de plusieurs autres sociétés ouvertes pétrolières et gazières dont il a été un administrateur. M. Macdonald a aussi été administrateur de Breaker Energy Ltd. avant sa vente en 2009. De 1994 à janvier 1999, M. Macdonald a été vice-président, Finances, et administrateur de New Cache Petroleum Ltd. M. Macdonald a fondé New Cache Petroleum Ltd. en 1988 et en a été le président jusqu'à sa fusion en 1994.</p> <p>M. Macdonald est comptable agréé depuis 1980 et titulaire d'un baccalauréat en commerce (majeure en comptabilité et finances) de l'Université de Calgary obtenu en 1978.</p> |
| Murray Smith    | ✓           | ✓                       | <p>Président de Murray Smith and Associates et de Williams Companies Inc. (WMB.nyse). M. Smith siège aussi au conseil de deux sociétés fermées. Auparavant, M. Smith a été représentant officiel de la province d'Alberta auprès des États-Unis d'Amérique jusqu'en 2007. Auparavant, il a été membre de l'Assemblée législative de la province d'Alberta et ministre de quatre différents ministères, soit l'énergie,</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |

| <b>Nom</b>   | <b>Indépendant</b> | <b>Compétences financières</b> | <b>Formation et expérience pertinentes</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|--------------|--------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|              |                    |                                | <p>le jeu, le travail et le développement économique, de 1993 à 2005.</p> <p>De 1998 à 2004, M. Smith était membre du Conseil du trésor du gouvernement de l'Alberta (chargé du budget annuel pour l'Alberta) et il a contribué à éliminer la dette de l'Alberta en 2004.</p> <p>M. Smith est titulaire d'un diplôme en économie de l'Université de Calgary (1971) et diplômé de la London Business School où il a suivi le programme des cadres de direction (2000).</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Robert Leach | ✓                  | ✓                              | <p>M. Leach est actuellement chef de la direction de Custom Truck Sales Ltd., société fermée qui exploite des concessions de camions Kenworth en Saskatchewan et au Manitoba, et vice-président de ReNue Properties Arizona Inc. M. Leach est un ancien président du conseil d'administration de Breaker Energy Inc.</p> <p>M. Leach possède de l'expérience en matière d'examen et d'évaluation des états financiers qu'il a acquise en tant que membre du comité d'audit de Breaker, membre du conseil d'administration de Surge et dirigeant de Custom Truck Sales Ltd. et d'International Fitness Holdings.</p> <p>M. Leach est titulaire d'un baccalauréat en commerce du College of Commerce de l'Université de la Saskatchewan, avec majeure en comptabilité (1982). M. Leach a commencé sa carrière comme stagiaire auprès de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. avant de quitter pour lancer une entreprise privée en 1983.</p> |

### **Politiques et procédures d'approbation préalable**

Les règles du comité d'audit exigent que les services non liés à l'audit fournis par les auditeurs de la société soient approuvés au préalable par le comité d'audit. Le comité d'audit a adopté une résolution déléguant à son président le pouvoir d'approuver la prestation, de temps à autre, de services non liés à l'audit par les auditeurs de la société, à la condition que : i) ces services soient fournis conformément à une lettre de mission écrite énonçant les services devant être fournis et les honoraires exigés pour leur prestation; ii) la prestation de ces services soit par ailleurs conforme aux règles du comité d'audit; iii) les services confiés aux auditeurs ne puissent être assimilés de manière raisonnable à une fonction de gestion, à un mandat d'audit de leur propre travail ou à un rôle de représentation de la société; iv) les honoraires exigés pour ces services ne soient pas supérieurs à 50 000 \$ par mission et v) le président déclare au comité, à l'occasion de la prochaine réunion régulière prévue, qu'il a approuvé les services non liés à l'audit conformément à son pouvoir conféré par la résolution. Le comité d'audit approuve également au préalable tous les services d'audit et les honoraires devant être versés pour leur prestation.

### **Honoraires pour les services de l'auditeur externe**

L'auditeur de la société est KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. agit à ce titre depuis le 5 mai 2010.

Le tableau suivant présente le total des honoraires facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. à la société au cours de chacun des deux derniers exercices.

| <b>Exercice</b> | <b>Honoraires d'audit<sup>1)</sup></b> | <b>Honoraires liés à l'audit</b> | <b>Honoraires pour services fiscaux<sup>2)</sup></b> | <b>Autres honoraires</b> |
|-----------------|----------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------------------|--------------------------|
| 2016            | 201 000 \$                             | 20 000 \$                        | 113 500 \$                                           | 0 \$                     |
| 2015            | 255 000 \$                             | 53 500 \$                        | 95 950 \$                                            | 0 \$                     |

**Nota :**

- 1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires relatifs à l'audit des états financiers annuels ou aux services normalement rendus dans le cadre des dépôts de documents ou des missions prévus par la loi et les règlements. Les services rendus dans cette catégorie comprenaient des honoraires d'examen trimestriels.
- 2) Honoraires en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale.

## **CONTEXTE DE L'INDUSTRIE**

### **Capacité restreinte des réseaux pipeliniers et volatilité**

L'Ouest canadien a vu ses volumes de production du pétrole brut augmenter de façon importante au cours des dernières années. Il en est résulté des contraintes sur la capacité de transport des pipelines, ce qui entraîne une répartition sur les pipelines principaux et, partant, un refoulement sur les pipelines secondaires locaux. Les écarts se sont par conséquent creusés davantage entre les prix du pétrole léger WTI et du pétrole léger Edmonton Par et ceux du pétrole brut moyen/lourd WTI et du pétrole moyen/lourd Cromer/WCS/Hardisty et le marché a été marqué par une plus grande volatilité. Bien que les travaux de prolongement des oléoducs et des gazoducs soient toujours en cours et que les producteurs se tournent de plus en plus vers le transport ferroviaire, comme solution de rechange, l'absence de capacité ferme du réseau pipelinier continue d'avoir des répercussions sur le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien et de limiter sa capacité de production et de commercialisation. En outre, le contingentement de la capacité des réseaux pipeliniers interprovinciaux nuit aux possibilités d'exportation du pétrole et du gaz naturel.

### **Législation et réglementation**

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à un nombre important de mesures de contrôle et de règlements qui régissent ses activités (visant notamment le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) mis en place par la législation adoptée par les divers échelons du gouvernement et relatifs à la fixation des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par voie de conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Saskatchewan, que les investisseurs éventuels dans le secteur pétrolier et gazier devraient étudier attentivement. Ces mesures de contrôle ou ces règlements ne devraient pas, selon toute attente, avoir sur l'exploitation de Surge des incidences sensiblement différentes de celles qu'ils pourraient avoir sur d'autres émetteurs du secteur pétrolier et gazier d'envergure similaire. La législation actuelle est du domaine public, et Surge n'est pas en mesure de prédire si d'autres lois ou modifications seront promulguées. Certains des principaux éléments de la législation, de la réglementation et des conventions régissant le secteur du pétrole et du gaz dans les territoires où la société exerce ses activités sont décrits ci-dessous.

### **Fixation des prix et commercialisation du pétrole**

Les producteurs de pétrole sont autorisés à négocier des contrats de vente directement avec les acheteurs de pétrole, de sorte que ce sont les lois du marché qui déterminent le prix du pétrole. Les prix du pétrole sont principalement fondés sur l'offre et la demande mondiales. Le prix fixé dépend en partie de la qualité du pétrole, des prix des carburants concurrents, de la distance des marchés, de la valeur des produits raffinés, de l'offre et de la demande et d'autres modalités contractuelles de vente. Les exportateurs de pétrole ont également le droit de conclure des contrats d'exportation pour des durées pouvant atteindre jusqu'à un an dans le cas du pétrole brut léger et deux ans dans le cas du pétrole brut lourd, pourvu qu'une ordonnance approuvant cette exportation ait été rendue par l'Office national de l'énergie du Canada (l'« **ONE** »). L'exportation de pétrole effectuée dans le cadre d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à 25 ans) exige que l'exportateur obtienne une licence d'exportation délivrée par l'ONE. La délivrance de cette licence nécessite une audience publique et l'autorisation du gouverneur en conseil.

Le 6 juillet 2012, le gouvernement fédéral a édicté la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* qui modifie la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (« **loi sur l'ONE** ») quant au cadre d'examen de l'ONE des demandes d'exportation et d'importation. Par suite de cette modification, l'ONE a publié les Directives provisoires concernant les demandes d'exportation de pétrole et de gaz et les demandes d'importation de gaz en vertu de la Partie VI de la loi sur l'ONE (les « **directives provisoires concernant le pétrole et le gaz** »). Les directives provisoires concernant le pétrole et le gaz visent à aider les demandeurs jusqu'à ce que l'ONE ait terminé l'examen et la mise à jour du cadre réglementaire. Dans le cadre de l'examen et de la mise à jour, l'ONE propose actuellement des modifications au *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (partie VI de la Loi)* et au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations*.

## **Fixation des prix et commercialisation du gaz naturel**

Le marché du gaz naturel en Alberta est déréglementé depuis 1985. L'offre et la demande dictent le prix du gaz naturel et le prix à calculer au point de vente, soit à la tête du puits, à la sortie d'une usine de traitement du gaz, sur un réseau de transport du gaz comme le Nova Inventory Transfer (« **NIT** ») de l'Alberta, à une installation de stockage, à l'entrée d'un réseau de services publics ou aux points de réception par le consommateur. Par conséquent, le prix du gaz naturel est tributaire des ententes conclues par le producteur (qu'il s'agisse de contrats à court ou à long terme et en fonction du point précis de vente). Étant donné que le gaz naturel est également négocié sur des plateformes de négociation comme le Natural Gas Exchange (« **NGX** »), l'Intercontinental Exchange ou le New York Mercantile Exchange (« **NYMEX** ») aux États-Unis, les prix au comptant peuvent varier en fonction de l'offre et de la demande sur ces marchés.

Le prix du gaz naturel est fixé par voie de négociation entre les vendeurs et les acheteurs. Le gaz naturel exporté à partir du Canada est assujéti à la réglementation par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier des prix et d'autres modalités avec les acheteurs, pourvu que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères établis par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (autres que le propane, le butane et l'éthane) d'une durée de moins de deux ans ou d'une durée de deux à 20 ans (pour des quantités d'au plus 30 000 m<sup>3</sup>/jour) doivent se faire en vertu d'une ordonnance rendue par l'ONE. Toute exportation de gaz naturel qui se fera en vertu d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à 25 ans) ou concernant une plus grande quantité de gaz naturel exige que l'exportateur obtienne une licence d'exportation délivrée par l'ONE. La délivrance de ce permis nécessite une audience publique et l'autorisation du gouverneur en conseil.

Le gouvernement de l'Alberta réglemente également le volume de gaz naturel qui peut être retiré de la province pour être consommé ailleurs en fonction des facteurs tels que l'accès aux réserves, les ententes relatives au transport et les conditions du marché.

## **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. Dans le contexte des ressources énergétiques, le Canada demeure libre de déterminer 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 diminuer la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre globale de biens de la partie imposant 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 tous les cas où toute autre forme de restriction quantitative est interdite. Les pays signataires ne peuvent pas non plus imposer une exigence minimale ou maximale en matière de prix d'importation, sauf de la façon permise à l'égard de la mise en application d'ordonnances et d'engagements de compensation et antidumping. L'ALENA exige que les organismes de réglementation de l'énergie veillent à ce que les changements d'ordre réglementaire soient mis en application en bonne et due forme et de façon équitable, et que l'application de ces changements cause un minimum de perturbations aux ententes contractuelles et empêchent toute ingérence induite dans les arrangements conclus en matière de prix, de commercialisation et de distribution, ce qui, dans tous

les cas, est important pour les exportations canadiennes de pétrole et de gaz naturel. L'ALENA prévoit la réduction des mesures de restriction du commerce imposées par le Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit l'imposition de restrictions transfrontalières et de taxes à l'exportation discriminatoires.

## **Partenariat transpacifique**

Le 5 octobre 2015, le Canada et 11 autres pays ont annoncé un accord relatif au partenariat transpacifique (« **PTP** »). Le Canada et chaque pays signataire doivent faire rectifier le PTP par leurs assemblées législatives nationales. Le PTP réduirait les tarifs sur un large éventail de produits canadiens et avantagerait les exportateurs canadiens de nombreux secteurs, notamment l'agriculture, le bois et les produits du bois, les produits chimiques et les plastiques et le poisson et les fruits de mer. Un accord donnerait aussi aux fournisseurs de services canadiens un meilleur accès à un marché plus prévisible. Le 25 janvier 2017, le gouvernement du Canada a confirmé qu'il signerait le PTP; toutefois, ce dernier n'a pas encore été ratifié par la Chambre des communes.

## **Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif**

La *Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif* (la « **LMTSE** »), un régime fédéral de déclaration obligatoire des paiements au gouvernement, est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2015. La LMTSE renferme de vastes obligations d'information quant aux paiements d'entreprises canadiennes du secteur de l'extraction des ressources aux gouvernements et aux sociétés d'État, y compris les employés et fonctionnaires. En vertu de la LMTSE, tous les paiements versés à des bénéficiaires (y compris un gouvernement ou une société d'État) doivent être déclarés chaque année si le total de tous les paiements d'une même catégorie à un même bénéficiaire dépasse 100 000 \$ par exercice. Les catégories de paiements comprennent les taxes, les redevances, les frais, les droits, les primes, les dividendes et les paiements pour l'amélioration d'infrastructures. Les obligations de déclaration ne s'appliquent pas aux paiements aux gouvernements autochtones jusqu'en 2017. Quiconque omet de se conformer aux obligations de déclaration prévues par la LMTSE est passible, sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire, d'une amende maximale de 250 000 \$. De plus, une infraction distincte est comptée pour chacun des jours au cours desquels se commet et se continue l'infraction; un paiement non déclaré pendant une année pourrait donc donner lieu à une amende totale de 9 000 000 \$.

## **Redevances et mesures incitatives provinciales**

### **Généralités**

Outre la réglementation fédérale, chaque province a adopté des lois et des règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Le régime de redevances est un élément déterminant de la rentabilité de la production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de soufre. Les redevances payables sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire minier et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit également assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les activités qui ne sont pas exercées sur les terrains de la Couronne et qui sont assujetties aux dispositions de conventions particulières sont également habituellement assujetties à des redevances négociées entre le propriétaire minier et le locataire. Ces redevances ne sont pas admissibles aux programmes incitatifs mis en place par les divers gouvernements et décrits ci-dessous. Les redevances de la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et leur montant correspond généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles dépend généralement en partie des prix de référence établis par règlement, de la productivité des puits, de l'emplacement géographique, de la date de découverte du gisement, des méthodes de récupération et du type ou de la qualité des produits du pétrole. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont parfois prélevés sur la participation du propriétaire de l'intérêt dans le cadre d'opérations de gré à gré, redevances qui sont souvent désignées redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes ou participations du concessionnaire ou intéressements différés nets.

Les gouvernements des provinces de l'ouest du Canada créent à l'occasion des programmes d'incitation destinés à favoriser l'exploration et le développement. Ces programmes prévoient souvent des réductions du taux de redevances, des exemptions temporaires du versement de redevances et des crédits d'impôt visant à stimuler les activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel ou des projets de récupération de pointe. Ces programmes visent à encourager les activités d'exploration et de développement en augmentant les bénéfices et les flux de trésorerie des participants du secteur.

Le gouvernement fédéral a indiqué, entre autres, qu'il réduirait progressivement les subventions à l'industrie pétrolière et gazière, y compris la possibilité d'utiliser la déduction d'impôt au titre des frais d'exploration au Canada seulement dans le cas d'activités d'exploration fructueuses et la mise en œuvre d'examins plus rigoureux des pipelines. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les résultats des sociétés du secteur pétrolier et gazier.

## Alberta

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de l'Alberta sont tenus de verser un loyer annuel, qui correspond actuellement à 3,50 \$ par hectare, et des redevances mensuelles sur le pétrole et le gaz naturel produits provenant des terres de la Couronne. Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de l'Alberta sont aussi tenus de payer une redevance sur les substances produites provenant des terres de la Couronne.

Le 27 mai 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des changements au nouveau régime de redevances existant aux termes des règlements intitulés *Petroleum Royalty Regulation, 2009* et *Natural Gas Royalty Regulation, 2009* qui sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2011 (le « **régime de redevances de l'Alberta** »). Les changements comprennent la transformation du programme de forage en profondeur du gaz naturel (*Natural Gas Deep Drilling Program*), qui ajuste les redevances à l'égard des puits de gaz profonds, en une initiative permanente aux termes du régime de redevances de l'Alberta. Les puits admissibles aux termes du programme de forage en profondeur du gaz naturel comprennent les puits de gaz naturel dont les ratios gaz/pétrole sont supérieurs à 1 800 : 1 dont la date de début du forage ou d'approfondissement est postérieure au 1<sup>er</sup> mai 2010 et dont la profondeur verticale absolue est supérieure à 2 000 mètres. Un programme visant les ressources et technologies émergentes (*Emerging Resources and Technologies Initiative*) a aussi été créé pour encourager de nouveaux travaux d'exploration et de développement visant des ressources à coûts plus élevés et posant de grandes difficultés techniques, comme le gaz de schiste, les filons houillers et les puits de pétrole et de gaz horizontaux. Plus particulièrement, aux termes du programme visant les ressources et technologies émergentes : a) les puits de méthane de houille recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 36 mois de production sur une production pouvant atteindre 750 Mpi<sup>3</sup>, avec effet rétroactif pour les puits dont la production a commencé après le 1<sup>er</sup> mai 2010; b) les puits de gaz de schiste recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 36 mois de production, sans limite quant aux volumes de production, avec effet rétroactif pour les puits dont la production a commencé après le 1<sup>er</sup> mai 2010; c) les puits horizontaux recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 18 mois de production sur une production pouvant atteindre 500 Mpi<sup>3</sup>, avec effet pour les puits dont le forage a commencé après le 1<sup>er</sup> mai 2010; et d) les puits de pétrole horizontaux et les puits de sables bitumineux horizontaux non liés à des projets recevront un taux de redevances maximal de 5 %, les limites relatives aux volumes et aux mois de production étant établies selon la profondeur du puits (y compris la distance horizontale), avec effet rétroactif pour les puits dont le forage a commencé après le 1<sup>er</sup> mai 2010.

Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des changements au régime de redevances de l'Alberta. Aux termes du nouveau régime modernisé de redevances (*Modern Royalty Framework*) (le « **RMR** »), l'établissement du taux de redevances en fonction d'une échelle mobile sera maintenu, mais sera beaucoup plus simple à calculer. Le nouveau pourcentage de redevances sera appliqué aux produits des activités ordinaires bruts tirés de l'ensemble des hydrocarbures, sans distinction entre les substances produites, et un taux de redevances fixe de 5 % s'appliquera aux puits jusqu'à ce que les produits des activités ordinaires dépassent un seuil normalisé au titre des coûts liés aux puits, seuil qui sera établi en fonction de la profondeur verticale et de la longueur latérale du puits. Le calcul de ce seuil au titre des coûts liés aux puits, et les autres détails concernant les différents paramètres de la nouvelle formule aux termes du RMR ont été annoncés en 2016 et entièrement mis en œuvre le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017, l'ancien régime de redevances continuait de s'appliquer aux puits forés avant cette date, et par la suite pour une période de dix ans à l'expiration de laquelle ces puits passeront au RMR.

Il est impossible de prévoir l'incidence de l'instauration du RMR et les modifications des taux de redevances qui en résulteront sur le bénéfice net, les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles, les rentrées nettes opérationnelles et la valeur des réserves de la société, ce qui pourrait créer de l'incertitude quant à la récupération de la valeur comptable des actifs pétroliers et gaziers de la société.

En plus du montant de redevances négocié payable aux propriétaires exclusifs de droits miniers, les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant de terrains en propriété franche situés en Alberta sont tenus de payer des taxes minières de propriétaire franc (*freehold mineral tax*) annuelles. La taxe minière de propriétaire franc est une

taxe imposée par le gouvernement de l'Alberta sur la valeur de la production pétrolière et gazière tirée de terres n'appartenant pas à l'État et qui est prévue dans la loi intitulée *Freehold Mineral Rights Tax Act* (Alberta). La taxe minière de propriétaire franc est une taxe annuelle sur la production d'une année civile en fonction d'une formule d'imposition qui tient compte, notamment, du volume de production, du nombre d'heures de production, de la valeur de chaque unité de production, du taux d'imposition et du pourcentage de la participation des propriétaires dans le titre. La formule de base pour la cotisation de la taxe minière de propriétaire franc correspond aux produits d'exploitation déduction faite des frais déductibles, soit les produits d'exploitation nets, divisés par la production à la tête du puits, soit la valeur en fonction de l'unité de production. Si les payeurs ne souhaitent pas déposer des valeurs unitaires individuelles, l'État attribue un prix par défaut. En moyenne, la taxe prélevée correspond à 4 % des produits d'exploitation déclarés provenant de terrains miniers détenus en propriété inconditionnelle.

Toute modification du régime de redevances en Alberta pourrait avoir un effet important sur Surge. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque – Régimes de redevances* ».

### *Saskatchewan*

En Saskatchewan, le montant de la redevance destinée à la Couronne et des impôts sur la production en propriété franche payables 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 des facteurs de rajustement déterminés que le gouvernement provincial établit chaque mois.

Aux fins de la redevance destinée à la Couronne et de l'imposition sur la production en propriété franche, le pétrole classique est divisé en « types », soit le « pétrole lourd », le « pétrole désigné du sud-ouest » ou le « pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest ». Les catégories traditionnelles de redevances et d'imposition sur la production (« pétrole de quatrième niveau », « pétrole de troisième niveau », « pétrole nouveau » et « pétrole ancien ») dépendent de la date de la fin de forage d'un puits et s'appliquent quelque peu différemment à chacun des trois types de pétrole brut.

Le pétrole lourd entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau (pétrole produit d'un puits vertical dont la date de la fin de forage se situe entre le 1<sup>er</sup> janvier 1994, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement, ou pétrole supplémentaire provenant de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus dont la date de commencement se situe entre le 1<sup>er</sup> janvier 1994, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement), du pétrole de quatrième niveau (si la date de la fin de forage est postérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2002, inclusivement, ou du pétrole supplémentaire provenant de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus dont la date de commencement est postérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2002, inclusivement) ou du pétrole nouveau (pétrole classique qui n'est pas classé dans les catégories de pétrole de troisième niveau et de pétrole de quatrième niveau). Le pétrole désigné du sud-ouest désigne le pétrole produit dans la région du sud-ouest au moyen d'un puits de pétrole ou de gaz dont la date de fin du forage est postérieure au 9 février 1998 ou dont la récupération de pétrole supplémentaire par injection d'eau a commencé après le 9 février 1998. Le pétrole désigné du sud-ouest reçoit la même définition que le pétrole de quatrième niveau, le pétrole de troisième niveau étant toutefois défini comme du pétrole classique provenant d'un puits vertical dont la date de la fin du forage se situe entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement, ou du pétrole supplémentaire provenant de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus dont la date de commencement se situe entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement, et le pétrole nouveau se définit comme du pétrole classique extrait d'un puits horizontal dont la date de la fin de forage se situe entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement. En ce qui a trait au pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest, les catégories de pétrole lourd utilisées sont les mêmes, mais le pétrole nouveau se définit comme étant du pétrole classique extrait d'un puits vertical dont la complétion a eu lieu après 1973 et dont la date de la fin de forage se situe avant 1994, du pétrole classique extrait d'un puits horizontal dont la date de la fin du forage se situe entre le 1<sup>er</sup> avril 1991, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement, ou du pétrole supplémentaire provenant de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus dont la date de commencement se situe entre le 1<sup>er</sup> janvier 1974, inclusivement, et avant 1994, tandis que le pétrole ancien se définit comme étant du pétrole classique qui n'entre pas dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou de quatrième niveau ni dans la catégorie du pétrole nouveau.

Les taux d'imposition de la production en franche tenure sont établis en déterminant d'abord le taux des redevances de la Couronne et en soustrayant ensuite le facteur d'imposition de la production (*Production Tax Factor*) (« **FIP** ») applicable à cette catégorie de pétrole. À l'heure actuelle, le FIP est de 6,9 pour le « pétrole ancien », de 10,0 pour le « pétrole nouveau » en propriété franche et le « pétrole de troisième niveau » en

propriété franche et de 12,5 pour le « pétrole de quatrième niveau » en propriété franche. Le taux d'imposition minimum pour la production en franche tenure est de 0.

Les prix de base servent à établir les limites minimales dans la structure des redevances fondées sur les prix du pétrole classique et s'appliquent à différents taux de production de puits de référence ( $\text{m}^3$  par mois) pour le « pétrole ancien », le « pétrole nouveau », le « pétrole de troisième niveau » et le « pétrole de quatrième niveau ». Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont inférieurs aux prix de base établis, soit 100 \$/ $\text{m}^3$  dans le cas du pétrole de troisième niveau et du pétrole de quatrième niveau et 50 \$/ $\text{m}^3$  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 à la tête du 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.

Le montant de la redevance destinée à la Couronne ou d'un impôt sur la production en propriété franche payable sur la production de gaz naturel est établi selon une échelle mobile fondée sur le prix du gaz moyen provincial mensuel publié par le gouvernement de la Saskatchewan (depuis le 1<sup>er</sup> février 2012), la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel et le classement de celui-ci. Comme c'est le cas pour le pétrole classique, le gaz naturel peut être classé comme « gaz non associé » (du gaz produit à partir de puits de gaz) ou « gaz associé » (du gaz produit à partir de puits de pétrole) et les taux de redevances sont établis en fonction de la date de la fin de forage du puits en question. Le gaz non associé est classé comme du gaz nouveau (si la date de la fin de forage se situe avant le 9 février 1998 et l'exploitation a commencé à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1976), du gaz de troisième niveau (si la date de la fin de forage se situe entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1<sup>er</sup> octobre 2002, exclusivement), du gaz de quatrième niveau (si la date de la fin de forage est le 1<sup>er</sup> octobre 2002 ou après cette date) et du gaz ancien (qui n'entre pas dans la catégorie du gaz de troisième niveau ou de quatrième niveau ni dans la catégorie du gaz nouveau). Des catégories similaires sont utilisées pour le gaz associé; toutefois, la catégorie « gaz ancien » n'est pas utilisée, la définition du gaz de quatrième niveau comprend également la production provenant de puits de pétrole dont la date de la fin de forage se situe avant le 1<sup>er</sup> octobre 2002, lorsque le ratio de production gaz-pétrole du puits de pétrole en question pour un mois donné est d'au moins 3 500  $\text{m}^3$  de gaz par  $\text{m}^3$  de pétrole, et le gaz nouveau se définit comme étant du pétrole extrait d'un puits dont la date de la fin de forage se situe avant le 9 février 1998, pour lequel une approbation spéciale a été accordée avant le 1<sup>er</sup> octobre 2002, afin d'autoriser la production simultanée de pétrole et de gaz sans pénalités concernant le ratio gaz-pétrole. Les liquides de gaz naturel et les sous-produits récupérés aux usines de traitement du gaz ne sont pas assujettis à une redevance.

Le 9 décembre 2010, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté la loi intitulée *Freehold Oil and Gas Production Tax Act, 2010* qui vise à faciliter le paiement efficace de l'imposition de la production en propriété franche par l'industrie. Deux nouveaux règlements ont été pris en application de cette loi : i) le règlement intitulé *The Freehold Oil and Gas Production Tax Regulations, 2012* qui énonce les conditions générales aux termes desquelles les impôts sont calculés et payés; et ii) le règlement intitulé *The Recovered Crude Oil Tax Regulations, 2012* qui énonce les conditions générales aux termes desquelles les impôts sur le pétrole brut récupéré qui a été livré à partir d'une installation de récupération de pétrole brut à compter du 1<sup>er</sup> mars 2012 doivent être calculés et payés.

Les taux de redevances de base 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 la tête du puits sont supérieurs aux prix de base, des 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 cadre réglementaire actuel prévoit certaines différences relativement à l'administration du « gaz de quatrième niveau » qui est du gaz associé.

À l'heure actuelle, le gouvernement de la Saskatchewan offre un certain nombre de programmes incitatifs cibles, qui comprennent à la fois des programmes de réduction de redevances et des programmes incitatifs en fonction du volume, dont les suivants :

- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de pétrole verticaux forés depuis le 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 redevances à la Couronne (un taux de redevances à la Couronne égal au moindre du taux de redevances à la Couronne pour le « pétrole de quatrième niveau » et 2,5 %) et de l'imposition sur la production en propriété franche (un taux d'imposition sur la production en propriété franche de 0 %) 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) et après que le volume incitatif a été produit, le pétrole produit sera assujéti au taux d'imposition des redevances de « quatrième niveau »;
- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de gaz d'exploration forés depuis le 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 redevances à la Couronne (un taux de redevances à la Couronne égal au moindre du taux de redevances à la Couronne pour le « pétrole de quatrième niveau » et 2,5 %) et de l'imposition sur la production en propriété franche (un taux d'imposition sur la production en propriété franche de 0 %) 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 horizontaux forés depuis le 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 (un taux de redevances à la Couronne égal au moindre du taux de redevances à la Couronne pour le « pétrole de quatrième niveau » et 2,5 %) et de l'imposition sur la production en propriété franche (un taux d'imposition sur la production en propriété franche nul) 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 verticale totale ou dans certaines formations) et après que le volume incitatif a été produit, le pétrole produit sera assujéti au taux d'imposition des redevances de « quatrième niveau »;
- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de gaz horizontaux forés depuis le 1<sup>er</sup> juin 2010 et avant le 1<sup>er</sup> avril 2013 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Gas Wells drilled on or after June 1, 2010 and before April 1, 2013*) prévoit le classement du puits en tant que puits gazier d'exploration admissible donnant lieu à la réduction des taux de redevances à la Couronne (un taux de redevances à la Couronne égal au moindre du taux de redevances à la Couronne pour le « pétrole de quatrième niveau » et 2,5 %) et de l'imposition sur la production en propriété franche (un taux d'imposition sur la production en propriété franche de 0 %) relativement aux volumes incitatifs de 25 000 000 m<sup>3</sup> dans le cas des puits de gaz horizontaux et après que le volume incitatif a été produit, le pétrole produit sera assujéti au taux d'imposition des redevances de « quatrième niveau »;
- Le programme de redevances et d'imposition applicable au pétrole supplémentaire produit dans le cadre de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou élargis depuis le 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 approuvés qui est traitée à titre de pétrole de quatrième niveau aux fins du calcul des redevances à la Couronne et de l'imposition sur la production en propriété franche;
- Le programme de redevances et d'imposition applicable aux projets de récupération améliorée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris avant le 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 moins élevé des redevances à la Couronne et de l'imposition sur la production en propriété franche d'après, en partie, la rentabilité des projets de RAP pendant et après l'atteinte du seuil de rentabilité des opérations de RAP;

- Le programme de redevances et d'imposition applicable aux projets de récupération améliorée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris depuis le 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 des activités ordinaires bruts à l'égard des projets de RAP avant l'atteinte du seuil de rentabilité et à 20 % du bénéfice d'exploitation des opérations de RAP une fois le seuil de rentabilité atteint, et une imposition 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; et
- Le programme de redevances et d'imposition applicable aux puits de pétrole ayant une teneur élevée en eau (*Royalty/Tax Regime for High Water-Cut Oil Wells*) destiné à prolonger la durée de vie des produits et à améliorer les taux de récupération des puits de pétrole ayant une teneur élevée en eau, prévoit que les taux de redevances ou de la taxe relatifs au « pétrole de troisième niveau » avec un crédit d'impôt pour les ressources de la Saskatchewan de 2,5 % pour le pétrole produit avant avril 2013 et de 2,25 % pour le pétrole produit après le 1<sup>er</sup> avril 2013, inclusivement, s'appliquent à la production accrue provenant des puits de pétrole ayant une teneur élevée en eau résultant d'investissements admissibles effectués afin de rajeunir des puits de pétrole admissibles ou des installations connexes.

Le 22 juin 2011, le gouvernement de la Saskatchewan a publié les normes de conservation du gaz associé du secteur pétrolier en amont (*Upstream Petroleum Industry Associated Gas Conservation Standards*) qui sont destinées à réduire les émissions découlant du brûlage à la torche et de l'évacuation du gaz associé (les « **normes relatives au gaz naturel associé** »). Les normes relatives au gaz naturel associé ont été élaborées conjointement avec le secteur et leur mise en œuvre a commencé le 1<sup>er</sup> juillet 2012 pour les nouveaux puits et les installations titulaires de licences à compter de cette date. Ces nouvelles normes s'appliquent à l'ensemble des puits et des installations existants autorisés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014, le ministère de l'Économie de la Saskatchewan a simplifié les frais relatifs aux licences et demandes dans le secteur pétrolier et gazier en éliminant les frais de dix licences différentes, ce qui a donné lieu à un total de 20 000 opérations tarifées par année, et en les remplaçant par un seul prélèvement annuel en fonction de la production et du nombre de puits d'une société. Malgré la simplification des frais, il faut toujours obtenir des approbations pour la conduite de certaines activités. Ces modifications de la structure tarifaire s'inscrivent dans l'initiative continue du gouvernement de la Saskatchewan de simplification des processus de délivrance de licences, de réglementation et de surveillance dans le secteur pétrolier et gazier.

## Réglementation sur les changements climatiques

### Réglementation fédérale

Le Canada est un signataire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (la « **CCNUCC** »), qui a été conclue afin de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre (« **GES** ») dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute « perturbation anthropique dangereuse du système climatique ». Le CCNUCC est entré en vigueur le 21 mars 1994. Des négociations internationales ultérieures ont mené au Protocole de Kyoto, un traité international qui élargit la portée de la CCNUCC et dont les signataires s'engagent à réduire les émissions de GES. Le Protocole de Kyoto a été adopté en décembre 1997 et est entré en vigueur le 16 février 2005. Le Canada s'est retiré du Protocole de Kyoto en décembre 2012. Le 12 décembre 2015 a été adopté, dans le cadre du CCNUCC, l'Accord de Paris que le Canada a ratifié le 5 octobre 2016.

En mai 2015, le Canada a soumis sa contribution prévue déterminée au niveau national (« **CPDN** ») au secrétariat créé par le CCNUCC, s'engageant à réduire ses émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 – environ 523 Mt – d'ici 2030. De plus, les dirigeants provinciaux/territoriaux et fédéral se sont rencontrés et ont convenu de travailler ensemble à l'élaboration d'un processus national sur le changement climatique. À l'occasion d'une rencontre de suivi des premiers ministres provinciaux et fédéral le 3 mars 2016, les parties ont convenu aux termes de la Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques de lancer un processus d'élaboration du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (le « **cadre** »), qui a été rendu public le 9 décembre 2016 à l'occasion de la réunion des premiers ministres. La Saskatchewan est la seule province qui a décidé de ne pas adopter le cadre. Avant que le cadre ne soit rendu public, le gouvernement fédéral avait annoncé en octobre 2016 qu'il fixera une tarification minimale du carbone commençant à 10 \$ la tonne d'éq. CO<sub>2</sub> en 2018, qui augmentera de 10 \$ par année jusqu'à 50 \$ la tonne d'éq. CO<sub>2</sub> en 2022. Cette approche fera l'objet d'une révision d'ici 2022 pour confirmer la voie à suivre, y compris, notamment un resserrement de la réglementation. En vertu du processus fédéral, chaque province et territoire devra mettre en œuvre un mécanisme

de tarification du carbone dans son territoire d'ici 2018, sous la forme d'une taxe sur le carbone ou d'un système de plafonnement et d'échange. Si le prix du carbone dans un territoire ne respecte pas le prix minimal fédéral, le gouvernement fédéral interviendra et imposera un prix du carbone pour la différence qu'il restituera à la province ou au territoire. De plus, les objectifs provinciaux et territoriaux de réduction des émissions doivent être au moins aussi rigoureux que les cibles fédérales. À l'heure actuelle, les quatre premières provinces canadiennes en importance représentant plus de 80 % de la population du Canada (Ontario, Québec, Alberta et Colombie-Britannique) ont instauré une tarification du carbone.

En mars 2016 a été rendue publique une déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique. Cette déclaration conjointe énonce des engagements précis dans les domaines du développement énergétique, de la protection de l'environnement et du rôle de leadership dans l'Arctique. Le Canada et les États-Unis se sont notamment engagés à réduire les émissions de méthane de 40 à 45 % par rapport aux émissions de 2012 dans le secteur du pétrole et du gaz d'ici 2025, à finaliser et à mettre en œuvre la deuxième phase des normes harmonisées sur la réduction des GES pour les véhicules routiers lourds fabriqués après l'année modèle 2018, à éliminer progressivement les subventions aux combustibles fossiles, à accélérer le développement de l'énergie propre et à favoriser le développement de l'énergie durable.

En ce qui a trait aux émissions de GES, en mars 2004, le gouvernement fédéral a annoncé le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (le « **PDGES** ») qui vise les grandes exploitations émettrices de GES du Canada. Toutes les installations qui émettent l'équivalent de 50 000 tonnes ou plus d'éq. CO<sub>2</sub> par année sont tenues de faire une déclaration à Environnement Canada. Les installations dont les émissions sont inférieures au seuil de déclaration de 50 000 tonnes par année peuvent volontairement déclarer leurs émissions de GES. Il est à prévoir que tout règlement qui sera éventuellement mis en œuvre par le gouvernement du Canada aura une incidence sur l'ensemble de l'industrie du pétrole et du gaz, ce qui pourrait occasionner l'augmentation des charges de Surge pour se conformer à une telle législation. D'ici là, Surge continuera à surveiller les politiques du gouvernement du Canada et toute législation qui pourrait en résulter en matière d'émission de GES. L'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« **EPA** ») prend des mesures en vue de réglementer les GES en vertu de la loi américaine intitulée *Clean Air Act*. Cette initiative de l'EPA est assujettie à un contrôle légal et politique dont l'issue ne peut être prévue. On estime que les décisions réglementaires prises aux États-Unis auront une forte influence sur la teneur ultime de la réglementation canadienne. Divers États ont adopté ou sont en train d'examiner des normes sur les carburants à faible teneur en carbone, ce qui pourrait avoir une incidence sur l'accès au marché du pétrole brut dont l'intensité des émissions est supérieure.

## Alberta

Le 1<sup>er</sup> juillet 2007 est entré en vigueur en vertu de la loi de l'Alberta intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (« **SGER** ») aux termes duquel les installations de l'Alberta qui émettent plus de 100 000 tonnes de GES par année (les « **émetteurs réglementés** ») doivent réduire l'intensité de leurs émissions de GES de 12 % (par rapport aux niveaux moyens de 2003 à 2005). Si une installation ne peut réduire suffisamment ses émissions de GES par rapport à la cible de réduction, elle peut utiliser les mécanismes de conformité suivants : i) des crédits de rendement des émissions obtenus auprès d'autres installations réglementées; ii) des compensations d'émissions obtenues d'installations ou de projets non réglementés qui réduisent ou suppriment des émissions de GES; ou iii) des crédits pour des contributions au fonds de gestion des émissions et des changements climatiques (*Climate Change and Emissions Management Fund*). Les émetteurs réglementés peuvent choisir une combinaison de ces mécanismes de conformité pour atteindre leurs cibles. À l'heure actuelle, la société ne croit pas qu'elle soit propriétaire d'installations visées par cette réglementation de l'Alberta. Le gouvernement de l'Alberta a aussi rendu public en janvier 2008 un nouveau plan d'action en matière de changements climatiques dans lequel il fixe un objectif de réduction de 50 % des émissions de GES d'ici 2050 par rapport aux niveaux courants en ayant recours aux mesures suivantes : i) la capture et le stockage de carbone (« **CSC** ») obligatoires pour certaines installations et certaines activités de développement dans tous les secteurs industriels; ii) l'efficacité et la conservation énergétiques; et iii) la recherche et les investissements dans des technologies d'énergie propre, y compris les technologies de séparation du carbone pour contribuer à la CSC.

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a renouvelé le SGER pour une période de deux ans avec d'importantes modifications, alors que le nouveau comité consultatif sur le climat (*Climate Advisory Panel*) a mené un examen exhaustif des politiques en matière de changements climatiques de la province. En 2015, les émetteurs réglementés sont tenus de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la quatrième année d'exploitation commerciale, de 4 % par rapport à l'intensité de leurs

émissions de référence au cours de la cinquième année, de 6 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la sixième année, de 8 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la septième année, de 10 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la huitième année et de 12 % par rapport à l'intensité de leurs émissions de référence au cours de la neuvième année et des années ultérieures (qui doit passer à 15 % le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et à 20 % le 1<sup>er</sup> janvier 2017).

Les émetteurs réglementés peuvent atteindre leurs cibles d'intensité des émissions de plusieurs manières, notamment : i) en produisant leurs produits avec moins d'intrants de carbone; ii) en achetant des crédits de compensation des émissions auprès d'émetteurs non réglementés (provenant d'activités qui donnent lieu à des réductions d'émissions, conformément aux protocoles établis); iii) en achetant des crédits de résultats d'émissions, auprès d'autres émetteurs réglementés qui ont gagné des crédits pour la réduction de leurs émissions en dessous du seuil de 100 000 tonnes; iv) en apportant des ajustements de conformité de cogénération; et v) en cotisant au Fonds de gestion des émissions et des changements climatiques (*Climate Change and Emissions Management Fund*) (le « **fonds** »). Les cotisations au fonds sont faites au taux de 15 \$ la tonne d'émissions de GES, passant à 20 \$ la tonne d'émissions de GES en 2016 et à 30 \$ la tonne d'émissions de GES en 2017. Les produits du fonds sont affectés à l'essai et à la mise en œuvre de nouvelles technologies d'écologisation de la production d'énergie.

Un prélèvement généralisé à l'ensemble de l'économie de 20 \$ la tonne d'émissions de GES a été progressivement instauré le 1<sup>er</sup> janvier 2017, passant à 30 \$ la tonne en janvier 2018. Le SGER existant sera remplacé pour les grandes installations industrielles par le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Regulation*, secteur qui bénéficiera d'allocations d'émissions de carbone fondées sur le débit particulières pour en assurer la compétitivité.

#### *Saskatchewan*

Bien que des initiatives aient été entreprises en Saskatchewan en 2009 et en 2010 pour élaborer une stratégie provinciale en matière de changements climatiques et que la province ait même adopté une loi réglementant les émissions de GES (*The Management and Reduction of Greenhouse Gases and Adaptation to Climate Change Act*) (la « **MRGGA** »)), aux termes de laquelle les émetteurs réglementés seraient tenus de réduire leurs émissions annuelles de GES pour respecter la cible provinciale), la Saskatchewan n'a pas encore rendu publique une stratégie officielle en matière de changements climatiques ni promulgué sa législation sur le climat. Il était au départ prévu qu'un plan en matière de changements climatiques de la Saskatchewan établirait des cibles de réduction annuelles pour l'industrie et encouragerait l'investissement dans des technologies à faible émission de carbone. Dans le cadre proposé, des mécanismes de conformité comme un fonds de technologie, une reconnaissance de mesures rapides, des crédits pour les industrie à forte intensité d'émissions et des compensations d'émissions de carbone, auraient été établis pour aider les émetteurs réglementés (ceux qui émettent 50 000 tonnes ou plus d'éq. CO<sub>2</sub>) à respecter leurs obligations de réduction de GES. La Saskatchewan a décidé de ne pas adopter le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Ainsi, l'incidence sur Surge d'un éventuel programme ou plan de réduction des GES mis en œuvre en vertu de la MRGGA ne peut être clairement établie.

#### **Régime foncier**

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans les provinces de l'Ouest canadien appartiennent à la fois aux gouvernements provinciaux respectifs et à des particuliers. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis dont les durées varient et selon les conditions prescrites par la législation provinciale, notamment la condition d'exécuter des travaux précis ou les modalités de paiement. Lorsque le pétrole et le gaz naturel sont détenus par des intérêts privés, les droits d'exploration et de production de ce pétrole et de ce gaz naturel sont concédés par bail, moyennant les modalités négociées.

Les droits d'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel se trouvant dans les provinces de l'Ouest appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces, sauf au Manitoba où environ 80 % des droits d'exploitation du pétrole brut et du gaz naturel dans le sud-ouest de la province appartiennent à des intérêts privés. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de concessions, 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 concessions selon des modalités pouvant être négociées.

Les provinces d'Alberta et de 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'une concession ou d'une licence.

L'Alberta dispose également d'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 toutes les concessions et licences. Pour ce qui est des concessions et des licences octroyées 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 de la concession ou de la licence. Les titulaires de concessions ou de licences d'une durée indéterminée antérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2009 recevront un avis concernant la réversion des droits sur le gaz peu profond, qui sera mis en œuvre au troisième anniversaire de la date de l'avis. En 2013, l'Alberta Energy a suspendu pour une durée indéterminée l'envoi des avis concernant la réversion des droits sur le gaz peu profond pour les concessions et licences délivrées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2009. L'Alberta Energy a indiqué qu'elle aviserait les intervenants de l'industrie dès qu'une décision serait prise, le cas échéant, quant à la signification d'avis concernant la réversion des droits sur le gaz peu profond.

### Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à des règlements environnementaux prévus par diverses lois provinciales et fédérales, lesquelles sont assujetties à l'examen et à la révision du gouvernement à l'occasion. Ces lois et règlements prévoient des restrictions et des interdictions quant aux rejets ou à 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, ces lois prévoient les exigences relatives à l'abandon et à la remise en état satisfaisants des puits et des installations et, entre autres, des restrictions et des interdictions en matière de déversement, de rejet, d'évacuation ou d'émission de diverses substances produites en association avec des activités pétrolières et gazières, de protection de l'habitat et de baisse minimale des activités pétrolières et gazières dans les plans d'eau douce. La conformité à ces lois et règlements peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences pourrait entraîner la suspension ou la révocation des permis, licences et autorisations nécessaires, une responsabilité civile pour les dommages causés par la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions lourdes. Certaines lois en matière de protection de l'environnement peuvent imposer une responsabilité stricte à Surge dans le cas de déversements ou de rejets accidentels provenant d'une installation titulaire d'un permis, ce qui signifie que la faute n'a pas à être prouvée par les demandeurs touchés par ces déversements ou rejets. En outre, le nombre de pénalités administratives par l'imposition d'amendes pour des infractions environnementales en responsabilité absolue augmente à mesure qu'évolue la législation environnementale au Canada.

La législation environnementale évolue d'une manière qui a entraîné et qui devrait continuer à entraîner des normes et une application plus strictes, des amendes plus élevées et des responsabilités et des sanctions plus importantes, ainsi qu'une augmentation éventuelle des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation. Pour limiter sa responsabilité éventuelle en matière d'environnement, Surge, en plus de mettre en œuvre des politiques et des procédures visant à prévenir un déversement ou un rejet accidentel, souscrit une assurance conforme aux normes de l'industrie.

#### Alberta

La législation en matière d'environnement de la province d'Alberta est, pour la majeure partie, énoncée dans les lois intitulées *Environmental Protection and Enhancement Act* (« **EPEA** »), *Water Act* et *Oil and Gas Conservation Act* (« **ABOGCA** »). L'EPEA, la *Water Act* et l'ABOGCA imposent des normes environnementales strictes à l'égard des rejets d'effluents et des émissions, prévoient des obligations rigoureuses en matière de conformité, de présentation de l'information et de surveillance et imposent des pénalités importantes en cas de non-conformité.

Le cadre réglementaire en Alberta a été remanié, les multiples organismes de réglementation ayant été regroupés en un seul organisme de réglementation pour les activités de mise en valeur du pétrole et du gaz, des sables bitumineux et du charbon en amont. Le 17 juin 2013, l'*Alberta Energy Regulator* (l'« **AER** ») a été investi des fonctions et des responsabilités de l'ancien *Energy Resources Conservation Board*, y compris celles prévues dans

l'ABOGCA. Le 30 novembre 2013, l'AER a été investi des fonctions et des responsabilités en matière d'énergie de l'*Alberta Environment and Parks* (« **AEP** ») quant à la disposition et à la gestion de terres publiques en vertu de la loi intitulée *Public Lands Act*. Le 29 mars 2014, l'AER a été investi des fonctions et des responsabilités en matière d'énergie de l'AEP dans les domaines de l'environnement et de l'eau en vertu de l'EPEA et de la *Water Act*, respectivement. Les responsabilités de l'AER excluent les fonctions de l'*Alberta Utilities Commission* et du *Surface Rights Board*, et la responsabilité d'*Alberta Energy* en matière de titres miniers. L'objectif visé par le regroupement en un seul organisme de réglementation est d'assurer la sécurité du public, la gestion environnementale et la conservation des ressources dans le respect des droits des propriétaires fonciers.

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a publié une nouvelle politique d'utilisation des terres en surface de l'Alberta soit l'*Alberta Land Use Framework* (l'« **ALUF** »). L'ALUF établit la démarche qui doit servir à gérer l'utilisation des terres publiques et privées et le développement des ressources naturelles d'une manière conforme aux objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme de la province. Il prévoit l'élaboration de sept 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 approche de gestion des effets cumulatifs aux plans en question.

La loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« **ALSA** ») confère au gouvernement de l'Alberta le pouvoir législatif de mettre en œuvre les politiques prévues dans l'ALUF. Les plans régionaux qui ont été établis aux termes de l'ALSA sont réputés être des documents législatifs qui équivalent à des règlements et qui lieront 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 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 inscriptions, 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 les servitudes de conservation, qui peuvent être accordées 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 qui visent à mettre en réserve des terres désignées en vue de protéger, de conserver, de gérer et d'améliorer l'environnement.

Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le *Lower Athabasca Regional Plan* (« **LARP** ») qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2012. Le LARP est le premier des sept plans régionaux élaborés dans le cadre de l'ALUF. Le LARP couvre une région dans le nord-est de l'Alberta d'une superficie d'environ 93 212 km<sup>2</sup>. La région comprend une partie importante de la zone des sables bitumineux de l'Athabasca, laquelle renferme environ 82 % des ressources en sables bitumineux de la province et une grande partie de la zone des sables bitumineux de Cold Lake. Le LARP établit six nouvelles zones de conservation et neuf nouvelles zones récréatives provinciales. Dans les zones de conservation et zones récréatives provinciales, les sociétés pétrolières et gazières classiques qui y détiennent déjà des titres peuvent poursuivre leurs activités. Les nouveaux titres pétroliers et gaziers dans les zones de conservation et zones récréatives provinciales comporteront une restriction qui interdit l'exploitation à ciel ouvert.

Le plan régional du sud de la Saskatchewan (*South Saskatchewan Regional Plan*) (« **SSRP** ») a été approuvé par le gouvernement de l'Alberta le 23 juillet 2014 et a pris effet le 1<sup>er</sup> septembre 2014. Le SSRP est le deuxième plan régional élaboré en vertu de l'ALUF et couvre environ 83 764 km<sup>2</sup> et 44 % de la population de la province.

Le SSRP crée quatre nouvelles zones de conservation et en élargit quatre autres, ainsi que deux nouveaux parcs provinciaux et nouvelles zones récréatives et en élargit six autres. À l'instar du LARP, le SSRP honorera les titres existants des sociétés pétrolières et gazières dans les zones de conservation et dans les zones récréatives provinciales. Toutefois, les sociétés pétrolières et gazières doivent néanmoins minimiser les répercussions de leurs activités sur le paysage naturel, les ressources historiques, la faune, les poissons et la végétation lorsqu'elles explorent, développent et extraient les ressources. Les nouvelles tenures pétrolières et gazières vendues dans des zones de conservation, des parcs provinciaux et des zones récréatives interdiront l'exploitation à ciel ouvert. Les droits miniers en tenure franche ne seront pas assujettis à cette restriction. Depuis l'instauration de la nouvelle structure réglementaire en Alberta dans le cadre de la création de l'AER, l'AEP est toujours responsable de

l'élaboration et de la mise en œuvre de plans régionaux. L'AER assumera toutefois certaines responsabilités quant à la mise en œuvre des plans régionaux en ce qui trait aux activités liées à l'énergie.

## *Saskatchewan*

Le ministère de l'Économie et le conseil de la conservation des hydrocarbures (*Oil and Gas Conservation Board*) de la Saskatchewan réglementent collectivement les activités pétrolières et gazières dans la province, qui sont principalement régies par les lois intitulées *Natural Resources Act* et *The Oil and Gas Conservation Act* (« **SKOGCA** »).

La loi intitulée *The Environmental Management and Protection Act* (« **EMPA** ») réglemente la protection de l'environnement en Saskatchewan, notamment la désignation de sites environnementaux perturbés, la délivrance d'ordonnances de protection de l'environnement et des obligations de déclaration des rejets de substances. L'EMPA interdit notamment l'évacuation de substances ayant des effets défavorables sur l'environnement et attribue la responsabilité de ces effets défavorables à une catégorie générale de « personnes responsables » (au sens de *persons responsible*), notamment la personne qui a causé le déversement ou qui y a contribué (p. ex., l'émission fugitive de gaz sulfureux ou le torchage au-delà des niveaux permis), la personne qui avait la possession ou la garde de la substance, et chaque propriétaire et occupant du terrain, y compris les propriétaires et occupants subséquents et quelque personne transportant la substance.

En mai 2011, la Saskatchewan a adopté des modifications à la SKOGCA. Bien que le projet de loi connexe ait reçu la sanction royale le 18 mai 2011, il n'a pas été proclamé en vigueur avant le 1<sup>er</sup> avril 2012, dans le cadre de la publication des règlements intitulés *The Oil and Gas Conservation Regulations, 2012* (« **OGCR** ») et *The Petroleum Registry and Electronic Documents Regulations* (« **Règlement sur le registre** »). L'objet des modifications à apporter à la SKOGCA, et des règlements connexes, est d'offrir aux sociétés exploitantes de ressources investissant dans les secteurs des ressources et de l'énergie en Saskatchewan les meilleurs services de soutien et les meilleurs cadres commerciaux et réglementaires disponibles. Grâce à l'adoption du règlement sur le registre et de l'OGCR, la Saskatchewan a mis en œuvre divers aspects opérationnels, y compris la demande accrue de tenue de dossiers, des exigences accrues en matière d'essais pour les puits d'injection et des pouvoirs accrus d'enquête et de contrainte; ainsi que des aspects procéduraux, notamment ceux qui ont trait à la participation de la Saskatchewan à titre de partenaire du *Petroleum Registry of Alberta*.

## **Programmes de notation de la gestion du passif**

### *Alberta*

En Alberta, l'AER administre le programme de notation du passif des titulaires de permis (*Licensee Liability Rating Program*) (« **LLRP de l'Alberta** ») dans le cadre du processus d'évaluation de la notation de la gestion du passif (*Liability Management Rating Assessment Process*). Le LLRP de l'Alberta est un programme de gestion du passif qui régit la plupart des puits, des installations et des pipelines pétroliers et gaziers en amont classiques. L'ABOGCA crée un fonds orphelin (le « **fonds orphelin** ») visant à payer les frais d'interruption, d'abandon, de restauration et de remise en état d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline inclus dans le LLRP de l'Alberta en cas de liquidation du titulaire de permis ou du propriétaire de participations directes (« **PPD** »). Le fonds orphelin est capitalisé par les titulaires de permis inscrits au LLRP de l'Alberta au moyen d'une cotisation administrée par l'AER. Le LLRP de l'Alberta vise à atténuer le risque que le passif non capitalisé des titulaires de permis fait peser sur le fonds orphelin et à éviter que les contribuables de l'Alberta assument les frais d'interruption, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines. En résumé, aux termes du LLRP de l'Alberta, un titulaire de permis dont le passif réputé dépasse son actif réputé (et par conséquent a une notation du passif du titulaire de permis en résultant inférieure à 1,0) doit fournir un cautionnement à l'AER. Dans certaines circonstances, par exemple pendant le transfert de permis AER entre des parties, l'AER exigera que le cessionnaire ait une notation du passif du titulaire de permis de 2,0 ou mieux immédiatement avant le transfert proposé des permis applicables. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est calculé une fois par mois et au moment de la présentation d'une demande de transfert de licence, et le titulaire de permis qui omet de déposer le cautionnement requis s'expose à des mesures coercitives de l'AER.

Le 1<sup>er</sup> mai 2013, l'AER a mis en œuvre un plan triennal visant la modification du LLRP de l'Alberta. Parmi les modifications importantes qui ont été apportées dans le cadre de ce plan triennal, on compte :

- une hausse de 25 % des frais de remise en état moyens prescrits pour chaque puits ou installation (ce qui a augmenté le passif réputé d'un titulaire de permis);

- une hausse de 7 000 \$ des paramètres relatifs aux frais d'abandon d'installation pour chaque puits équivalent (ce qui a augmenté le passif réputé d'un titulaire de permis);
- une baisse des rentrées nettes moyennes sectorielles qui passe d'une moyenne sur cinq ans à une moyenne sur trois ans (ce qui a eu une incidence sur le calcul de l'actif réputé d'un titulaire de permis, une moyenne sur trois ans étant plus sensible aux variations de prix qu'une moyenne sur cinq ans); et
- une modification du facteur de la valeur de récupération actualisée, passant de 0,75 pour les puits en exploitation et de 0,50 pour les installations en exploitation à 1,0 pour l'ensemble des installations en exploitation (ce qui a augmenté le passif réputé d'un titulaire de licence).

Les modifications ont été mises en œuvre sur une période de trois ans qui a pris fin en août 2015. Les modifications apportées au LLRP de l'Alberta sont devenues nécessaires en raison d'une estimation nettement insuffisante du passif environnemental des titulaires de licences sous l'ancien régime.

Le 4 juillet 2014, l'AER a instauré le programme de conformité des puits inactifs (*Inactive Well Compliance Program*) (« **IWCP** ») eu égard au nombre croissant de puits inactifs en Alberta et à l'intensification des mesures de surveillance et de contrôle de la conformité de l'AER aux termes de la directive 013 – Exigences de suspension d'exploitation des puits (*Directive 013: Suspension Requirements for Wells*) (la « **directive 013** »). L'IWCP s'applique à tous les puits inactifs qui contreviennent à la directive 013 au 1<sup>er</sup> avril 2015, l'objectif étant de veiller à ce que tous les puits inactifs non conformes aux termes de l'IWCP respectent les exigences de la directive 013 dans un délai de cinq ans. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, chaque titulaire de licence est tenu de veiller chaque année à ce que 20 % de ses puits inactifs deviennent conformes, soit en les réactivant, soit en suspendant leur exploitation conformément à la directive 013, ou en les abandonnant conformément à la directive 020 : Abandon de puits (*Directive 020 : Well Abandonment*).

### Saskatchewan

En Saskatchewan, le ministère de l'Économie est chargé de l'application du programme de notation du passif des titulaires de permis (le « **PLLR de la Saskatchewan** »). Le PLLR de la Saskatchewan vise à évaluer et à gérer le risque financier que le passif en matière d'abandon et de remise en état de puits et d'installations d'un titulaire de permis fait peser sur un fonds orphelin (l'« **Oil and Gas Orphan Fund** »). L'Oil and Gas Orphan Fund est responsable de l'abandon et de la remise en état des puits et des installations inscrits au PLLR de la Saskatchewan en cas de liquidation ou de disparition du titulaire de licence ou du PPD. Aux termes du PLLR de la Saskatchewan, le titulaire de permis dont le passif réputé dépasse son actif réputé doit déposer un cautionnement. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est évalué à chaque mois pour tous les titulaires de permis d'exploitation de puits de pétrole, de gaz et de services et d'installations pétrolières et gazières en amont.

## FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans les actions ordinaires comporte certains risques. Les épargnants devraient étudier attentivement les facteurs de risque suivants :

### Risques relatifs à l'exploitation

Les activités d'exploration du pétrole et du gaz naturel sont assujetties à tous les risques et dangers habituellement associés à ce genre d'activités, notamment les dangers d'incendie, d'explosion, d'éruption, de formation de cratères et de déversements de pétrole, chacun étant susceptible d'entraîner des dommages importants aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, à d'autres biens et à l'environnement ou de causer des blessures. Conformément à la pratique dans l'industrie, Surge n'est pas entièrement assurée contre tous ces risques, lesquels ne sont pas tous assurables. Bien que Surge ait contracté une assurance responsabilité d'un montant qu'elle juge suffisant, la nature de ces risques est telle que les obligations nées d'un sinistre pourraient dépasser les limites de la police, auquel cas Surge pourrait devoir engager des sommes considérables, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes sur sa situation financière. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel comportent également tous les risques qui sont d'habitude inhérents à ce type d'activités, notamment l'épuisement prématuré des gisements et l'infiltration d'eau dans les gisements de production.

Les activités d'exploration et de développement du pétrole et du gaz naturel dépendent de la disponibilité de l'équipement de forage et d'appareils accessoires dans les régions où ces activités seront exercées. La demande

pour ce genre d'équipement limité ou les restrictions d'accès pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de l'équipement pour Surge et pourraient retarder les activités d'exploration et de développement.

Les activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel sont tributaires de l'accès à des zones où les activités doivent être menées. Des variations météorologiques saisonnières, dont l'englacement et la débâcle, peuvent avoir dans certains cas une incidence sur l'accès. Des conditions météorologiques défavorables imprévues, comme des inondations ou une débâcle persistante, peuvent avoir une incidence défavorable importante sur les dépenses en immobilisations, les activités et les coûts.

Dans la mesure où Surge ne sera pas l'exploitant de ses terrains pétroliers et gaziers, elle dépend de ces exploitants pour ce qui est du choix du moment où les activités reliées à ces terrains sont exercées et elle est la plupart du temps dans l'incapacité de diriger ou de contrôler les activités de l'exploitant. Les paiements effectués sur la production sont perçus par l'exploitant et, si l'exploitant devenait insolvable, il y a un risque de retard à recevoir ces revenus et qu'il faille engager des dépenses supplémentaires pour les percevoir. Bien que Surge ait l'intention d'exploiter la majorité de ses terrains, rien ne garantit qu'elle en demeurera l'exploitant ni qu'elle exploitera les autres terrains dont elle pourrait faire l'acquisition à l'avenir.

En outre, la réussite de Surge sera largement tributaire du rendement des membres de sa direction et de ses employés clés. Surge n'a pas contracté de police d'assurance collaborateurs et, par conséquent, le décès ou le départ d'un dirigeant ou d'un employé clé risque d'avoir une incidence défavorable importante sur elle.

La capacité de Surge de commercialiser le pétrole et le gaz naturel extraits de ses puits dépend en outre de plusieurs autres facteurs indépendants de sa volonté, notamment la capacité de traitement et d'entreposage du gaz naturel disponible, la disponibilité d'une capacité pipelinière, le prix des services sur le champ de pétrole et l'influence de conditions météorologiques défavorables. Compte tenu de ces facteurs, Surge pourrait se trouver dans l'incapacité de commercialiser une partie ou la totalité du pétrole et du gaz naturel qu'elle produit ou d'obtenir des prix avantageux en contrepartie du pétrole et du gaz naturel qu'elle produit.

### **Instabilité des prix et des marchés du pétrole et du gaz naturel**

Le rendement financier et la situation financière de Surge dépendent essentiellement des prix du pétrole et du gaz naturel exigés, prix qui sont instables et fluctuants. Les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités et la situation financière de Surge et sur la valeur et le montant de ses réserves. Le prix du pétrole brut fluctue en fonction de l'offre et de la demande de pétrole à l'échelle mondiale et en Amérique du Nord, de la conjoncture et de l'incertitude des marchés et de divers autres facteurs qui sont indépendants de la volonté de Surge, notamment l'économie mondiale et la capacité de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« **OPEP** ») de rajuster l'offre en fonction de la demande mondiale, la réglementation des gouvernements, la stabilité politique et la disponibilité d'autres types de carburants. En outre, les prix qu'obtient Surge pour son pétrole sont assujettis à des écarts entre ces points de référence que sont le WTI et l'Edmonton Par, lesquels sont susceptibles de fluctuer considérablement et de faire en sorte que Surge obtienne des prix se situant considérablement sous ces points de référence. Le prix du gaz naturel dépendra principalement de facteurs propres à l'Amérique du Nord, notamment l'offre et la demande en Amérique du Nord, la performance de l'économie, les conditions météorologiques et la disponibilité et le prix d'autres types de carburants.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel obtenus par Surge entraînera une baisse du revenu de production net de Surge et est susceptible d'avoir une incidence sur la rentabilité de la production de certains puits, ce qui pourrait entraîner une réduction du volume des réserves de Surge. Une baisse encore plus importante du prix du pétrole brut ou du gaz naturel pourrait également entraîner le report ou l'abandon des travaux de forage en cours ou futurs, des programmes de mise en valeur ou de construction ou une réduction de la production. Tous ces facteurs pourraient entraîner une baisse importante du revenu de production net, des flux de trésorerie et de la rentabilité de Surge, entraînant du coup un ralentissement des activités d'acquisition et de mise en valeur de biens pétroliers et gaziers. De plus, la capacité de Surge d'obtenir des prêts bancaires dépend en partie de sa base d'emprunt. Un recul important des prix par rapport aux prix moyens historiques pourrait réduire davantage cette base d'emprunt, réduisant du fait même le crédit bancaire disponible, y compris dans le cadre de la facilité de crédit, et il se pourrait qu'elle soit tenue de rembourser une tranche de sa dette bancaire.

Surge pourrait conclure des ententes visant à fixer les prix de sa production de pétrole et de gaz naturel pour compenser le risque de perte de revenus si le prix des marchandises baissait; toutefois, si le prix des

marchandises augmentait au-delà des niveaux fixés par entente, Surge ne serait pas en mesure de profiter de telles augmentations.

### **Faiblesse du secteur du pétrole et du gaz**

Les récents événements et récentes conditions de marché, notamment l'offre excédentaire mondiale de pétrole et de gaz naturel, les dernières mesures prises par l'OPEP, le ralentissement de la croissance des économies émergentes, la volatilité et les perturbations du marché en Asie, les niveaux de la dette souveraine et les bouleversements politiques de différents pays, ont provoqué la forte baisse et volatilité des prix des marchandises. Ces événements et conditions ont entraîné une nette baisse de la valeur des sociétés pétrolières et gazières et une perte de confiance dans l'industrie pétrolière et gazière. Ces difficultés ont été exacerbées au Canada par le récent changement de gouvernement au niveau fédéral et, dans le cas de l'Alberta, au niveau provincial, et l'incertitude en résultant quant aux modifications de la réglementation, de la fiscalité, des régimes de redevances et des règlements en matière de protection de l'environnement qui ont été annoncés ou que peuvent mettre en œuvre ces nouveaux gouvernements. L'incapacité d'obtenir les approbations nécessaires pour construire des pipelines et d'autres installations en vue de donner à l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien un meilleur accès aux marchés a aussi exercé une pression à la baisse sur les prix du pétrole et du gaz produits dans l'Ouest canadien et contribué à l'incertitude et à la perte de confiance dans l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien. La faiblesse des prix des marchandises peut également avoir une incidence sur le volume et la valeur des réserves de la société, rendant certaines réserves non rentables. De plus, la faiblesse des prix des marchandises a restreint et devrait continuer de restreindre les flux de trésorerie de la société et par le fait même son budget d'immobilisations. La société pourrait donc ne pas être en mesure de remplacer sa production avec des réserves additionnelles et sa production et ses réserves pourraient diminuer d'une année à l'autre.

### **Incertitude politique**

Au cours des quelques dernières années, les États-Unis et certains pays européens ont fait face à des événements politiques importants qui ont entraîné de l'incertitude sur les marchés financiers et économiques mondiaux. Au cours de la récente campagne présidentielle aux États-Unis, un certain nombre de promesses électorales ont été faites et la nouvelle administration américaine a commencé à prendre des mesures pour mettre en œuvre certaines de ces promesses. L'administration a notamment fait part de son intention de renégocier les modalités de l'Accord de libre-échange nord-américain, de retirer les États-Unis du Partenariat Trans-pacifique, d'imposer une taxe sur l'importation de biens aux États-Unis, de réduire la réglementation et le niveau d'imposition aux États-Unis ainsi que d'adopter des lois visant à réduire l'immigration et à restreindre l'accès aux États-Unis à des citoyens de certains pays. À l'heure actuelle nous ne savons pas exactement quelles mesures la nouvelle administration des États-Unis mettra en œuvre et comment ces mesures, si elles sont mises en œuvre, toucheront le Canada et particulièrement le secteur du pétrole et du gaz. Toute mesure prise par la nouvelle administration des États-Unis pourrait avoir une incidence négative sur l'économie canadienne et sur les entreprises, la situation financière et les résultats d'exploitation et l'évaluation des sociétés pétrolières et gazières canadiennes, dont Surge.

En plus des perturbations politiques aux États-Unis, les citoyens du Royaume-Uni ont récemment voté en faveur du retrait de l'Union Européenne et le gouvernement du Royaume-Uni a entrepris des mesures pour mettre en œuvre ce retrait. Certains pays européens sont aussi aux prises avec la montée de partis politiques « anti-establishment » et des contestations publiques contre des politiques dites de porte ouverte en matière d'immigration, le commerce et la mondialisation. Dans la mesure où certaines actions politiques en Amérique du Nord, en Europe et ailleurs dans le monde entraînent une diminution du libre-échange, de l'accès à la main-d'œuvre et de la liberté de mouvement, elle pourrait avoir un effet défavorable important sur notre capacité à commercialiser nos produits à l'international, augmenter le coût des biens et des services nécessaires à nos activités, réduire l'accès à de la main-d'œuvre qualifiée et nuire à notre entreprise, à nos activités, à notre situation financière et au cours des actions ordinaires.

### **Préoccupations écologiques**

Plusieurs aspects de l'entreprise du pétrole et du gaz naturel présentent des risques et des dangers environnementaux, notamment le risque que Surge ne respecte pas les lois, les règlements, les permis, les licences en matière environnementale ou toute autre approbation des autorités de réglementation, éventuellement à son insu ou involontairement. Ces risques peuvent exposer Surge à des amendes ou à des pénalités, à des

responsabilités envers des tiers ou à l'obligation de prendre des mesures correctrices, lesquelles pourraient se révéler importantes.

Les dangers à l'exploitation comme les explosions, les accidents, les déversements de pétrole, les fuites de gaz naturel, les incendies possibles ou les autres dommages causés à un puits ou à un pipeline peuvent obliger Surge à engager des frais et à encourir des retards afin de prendre des mesures correctives, pourraient entraîner des dommages à l'environnement ou une contamination ou des blessures graves ou le décès d'employés, d'experts-conseils, d'entrepreneurs ou de membres du public qui font en sorte que Surge puisse avoir à assumer des obligations importantes. En outre, la survenance d'un tel incident pourrait causer du tort à la réputation de Surge dans les communautés environnantes et rendre plus difficile la poursuite de ses activités dans ces régions.

Le respect des lois et règlements en matière d'environnement pourrait augmenter considérablement les frais de Surge. Surge peut engager des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation considérables dans le but de se conformer aux lois et règlements de plus en plus complexes qui régissent la protection de l'environnement et la santé et la sécurité humaines. Plus particulièrement, Surge pourrait être tenue d'engager des frais importants pour se conformer aux exigences en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre fédérales ou provinciales ou à d'autres règlements, s'ils sont adoptés.

Bien que Surge souscrive une assurance conforme à la pratique prudente de l'industrie, elle n'est pas entièrement assurée contre certains risques environnementaux en raison du fait que cette assurance n'est pas offerte ou du coût élevé des primes. En particulier, l'assurance contre les risques liés à la pollution environnementale qui se produit avec le temps (par opposition à des dommages soudains et catastrophiques) n'est pas offerte à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Par conséquent, les propriétés de Surge pourraient engager la responsabilité de Surge découlant de risques contre lesquels il est impossible de s'assurer ou contre lesquels Surge ne s'est pas assurée en raison du coût prohibitif des primes ou pour d'autres raisons. Il est également possible que les exigences évolutives de la réglementation ou une nouvelle jurisprudence rendent ces assurances moins avantageuses pour Surge.

## **Dividendes**

Malgré quelque autre information dans la présente notice annuelle, le versement et le montant des dividendes déclarés, le cas échéant, sera au gré du conseil en fonction de son appréciation des perspectives de croissance, des besoins en immobilisations, des fonds provenant de l'exploitation, des occasions d'affaires éventuelles, du niveau d'endettement et d'autres conditions que le conseil peut juger applicables à ce moment, notamment les clauses restrictives de la facilité de crédit et des restrictions quant aux versements des dividendes par la société. Le montant d'éventuels dividendes en espèces, le cas échéant, peut aussi varier en fonction de différents facteurs, notamment la variation du prix des marchandises, les niveaux de production, les besoins en immobilisations, le service de la dette, les charges d'exploitation, les redevances à payer et les cours du change. Le cours des actions ordinaires pourrait aussi baisser, voire sensiblement, si la société devait éventuellement réduire ses dividendes en espèces. Se reporter à la rubrique « *Politique en matière de dividendes* ».

## **Régimes de redevances**

Rien ne garantit que le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces dans lesquelles la société exerce son activité n'adopteront pas de nouveaux régimes de redevances ou ne modifieront pas les régimes de redevances existants d'une manière qui pourrait avoir une incidence sur la rentabilité des projets de la société. Le 29 janvier 2016, l'Alberta a annoncé un nouveau régime de redevances qui a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Voir « *Contexte de l'industrie – Redevances et mesures incitatives provinciales* ».

Le régime de redevances en Alberta, en Saskatchewan et dans d'autres territoires dans lesquels se trouvent les actifs de pétrole et de gaz naturel de la société peut faire l'objet d'autres révisions et modifications susceptibles de nuire à la situation financière et aux activités de la société. Une augmentation des redevances réduirait les bénéfices de la société et pourrait nuire à la rentabilité d'éventuels investissements de capitaux ou des activités de la société.

## Couverture des prix fixes

La société peut de temps à autre conclure des contrats aux termes desquels elle obtient des prix fixes pour sa production de pétrole et de gaz naturel afin de compenser le risque de pertes de produits des activités ordinaires en cas de chute des prix des marchandises. Toutefois, dans la mesure où la société déploie des activités de gestion des risques liés aux prix pour se protéger contre une baisse des prix des marchandises, ces activités peuvent aussi l'empêcher de tirer pleinement profit des hausses de prix au-dessus des niveaux des instruments dérivés qu'elle utilise pour gérer les risques liés aux prix. De plus, les contrats de couverture de la société peuvent l'exposer au risque de perte financière dans certaines circonstances, y compris, notamment lorsque la production n'atteint pas les volumes visés par les contrats de couverture; les écarts de prix se creusent entre les points de livraison de la production et le point de livraison présumé dans le contrat de couverture; les contreparties aux contrats de couverture ou à d'autres contrats de gestion des risques liés aux prix manquent à leurs obligations prévues à ces contrats; un événement soudain et imprévu entraîne une variation sensible des prix du pétrole et du gaz naturel.

De même, la société peut de temps à autre conclure des contrats visant à fixer le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain afin de compenser le risque de pertes de produits des activités ordinaires en cas d'augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain. Toutefois, si la valeur du dollar canadien baisse par rapport à celle du dollar américain, la société ne pourra pas tirer profit de la fluctuation du taux de change.

## Réglementation et concurrence du secteur

Tous les volets des activités du secteur pétrolier et gazier font l'objet d'une vive concurrence. Surge livrera activement concurrence pour le capital, le personnel qualifié, les terrains non développés, les acquisitions de réserves, l'accès aux appareils de forage, aux appareils d'entretien et à d'autres pièces d'équipement, l'accès aux installations de traitement et aux oléoducs et aux gazoducs et à la capacité de raffinage, et dans tous les autres aspects de son exploitation, elle rivalisera avec un grand nombre d'entreprises, dont beaucoup disposent de ressources techniques et financières plus importantes qu'elle. Certaines de ces entreprises non seulement explorent, développent et produisent du pétrole et du gaz naturel, mais elles exercent également des activités de raffinage et de commercialisation du pétrole et d'autres produits à l'échelle mondiale et, de ce fait, disposent de ressources plus importantes et plus diversifiées sur lesquelles elles peuvent tabler. La capacité de Surge à accroître les réserves et à augmenter la production à l'avenir dépendra non seulement de sa capacité à développer ses terrains actuels, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des terrains ou des projets productifs convenables pour le forage de reconnaissance.

La facilité d'écoulement du pétrole et du gaz naturel acquis ou découvert dépendra de plusieurs facteurs indépendants de la volonté de Surge. Ces facteurs touchent notamment aux caractéristiques des gisements, aux fluctuations du marché, à la proximité et à la capacité des oléoducs et gazoducs et de l'équipement de traitement et à la réglementation des gouvernements. Les activités pétrolières et gazières (l'exploration, la production, la tarification, la commercialisation, le transport et les taux de redevances) font l'objet d'importantes mesures de contrôle et de réglementation des divers ordres de gouvernements, notamment celles décrites ci-dessus à la rubrique « *Contexte de l'industrie* », qui sont susceptibles d'être modifiées. Les activités pétrolières et gazières de Surge pourraient être régies par les lois et les règlements fédéraux et provinciaux et municipaux sur le contrôle des rejets de substances dans l'environnement ou sur la protection de l'environnement en général. Des changements apportés à la réglementation du secteur pétrolier et gazier dans les territoires dans lesquels Surge exerce des activités pourraient avoir une incidence défavorable sur sa capacité à développer les réserves existantes de manière rentable et à ajouter de nouvelles réserves.

## Fluctuations des cours du change et des taux d'intérêt

Les dépenses de Surge seront libellées en dollars canadiens, tandis que le prix du pétrole et du gaz naturel sera généralement libellé en dollars américains ou influencé par le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain. Si le cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain augmente, Surge touchera en général moins d'argent en dollars canadiens en échange de sa production. Si la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain augmente, les résultats financiers de Surge pourraient en subir le contrecoup. La direction de Surge peut contracter certaines couvertures afin de réduire ces risques. Les fluctuations futures du cours du change du dollar canadien et du dollar américain pourraient avoir une incidence sur la valeur future des

réserves de Surge telle qu'elle est calculée par des évaluateurs indépendants. De plus, les fluctuations des taux d'intérêt pourraient entraîner un changement important dans le montant que Surge versera au titre du service de la dette, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la valeur des actions ordinaires.

### **Volatilité des cours des titres cotés en bourse**

Au cours des dernières années, le marché des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis a connu une importante volatilité des cours et des volumes et le cours des titres de plusieurs sociétés, notamment des sociétés dites en phase de démarrage et a connu d'importantes fluctuations qui ne sont pas nécessairement attribuables à leur rendement d'exploitation, à la valeur de leurs actifs sous-jacents ni à leurs débouchés. Rien ne garantit que le cours ne continuera pas de fluctuer. Il est probable que le cours des actions ordinaires suive les tendances générales du marché, indépendamment de la situation financière et des résultats de Surge.

### **Coûts d'abandon et de remise en état**

Il incombera à Surge de respecter les modalités des autorisations environnementales et réglementaires ainsi que les dispositions des lois et des règlements concernant l'abandon et la remise en état de ses terrains, et les coûts d'abandon et de remise en état pourraient se révéler importants. Une contravention à la législation ou aux règlements pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de sanctions, notamment une ordonnance d'interdiction d'exercer des activités au site tant que les travaux exigés ne sont pas effectués de manière satisfaisante.

### **Risques liés à la facilité de crédit**

La société dispose actuellement de la facilité de crédit et le montant qui est autorisé aux termes de celle-ci est fonction de la limite d'emprunt fixée par ses prêteurs. Dans le cadre de la facilité de crédit, la société est tenue de respecter des engagements qui peuvent, dans certains cas, comprendre des critères de ratio financier, qui peuvent nuire à la disponibilité ou au prix d'un financement additionnel et, advenant un manquement de la société à ces engagements, elle pourrait avoir de la difficulté à obtenir ou encore avoir à rembourser des fonds. La société peut notamment être incapable de respecter ces engagements en raison d'événements indépendants de sa volonté. Un manquement à ces engagements pourrait donner lieu à un défaut dans le cadre de la facilité de crédit, et la société pourrait alors être tenue de rembourser des montants prélevés sur la facilité de crédit. Même si la société était en mesure d'obtenir un nouveau financement, il pourrait être assorti de conditions déraisonnables sur le plan commercial ou inacceptables pour la société. Si la société ne peut rembourser des montants prélevés sur la facilité de crédit, les prêteurs dans le cadre de la facilité de crédit pourraient procéder à une saisie ou par ailleurs réaliser la sûreté qui leur a été consentie en garantie de la dette. La déchéance du terme de la dette de la société aux termes d'une entente peut donner lieu à la déchéance du terme d'une dette aux termes d'autres ententes qui sont assorties de clauses de manquement réciproque ou de déchéance du terme réciproque. Dans le cadre de la facilité de crédit, peuvent aussi être imposées à la société des restrictions opérationnelles et financières, notamment quant au paiement de dividendes, au rachat de titres ou au versement d'autres distributions sur les titres de la société, à la création d'une dette additionnelle, aux cautionnements de dettes, à la prise en charge de prêts, à l'engagement de dépenses en immobilisations, à la conclusion d'opérations de fusion ou d'offres publiques d'achat ou à l'aliénation d'éléments d'actifs.

Les prêteurs de la société établissent périodiquement la base d'emprunt de la société en fonction de certains facteurs, notamment ses réserves, les prix des marchandises et le taux d'actualisation applicable. Une baisse marquée des prix des marchandises pourrait réduire la base d'emprunt de la société et par le fait même les fonds que la société peut prélever sur la facilité de crédit. Elle pourrait même être tenue de rembourser tout ou partie de sa dette bancaire.

### **Importants besoins en capital et liquidités**

Surge pourrait devoir faire d'importantes dépenses en immobilisations pour faire éventuellement l'acquisition, l'exploration, la mise en valeur et la production de réserves de pétrole et de gaz. Si les revenus ou les réserves baissent, la capacité de Surge d'accroître les capitaux nécessaires pour entreprendre ou achever des programmes de forage futurs pourrait être limitée. Rien ne garantit qu'un emprunt ou un financement par actions ou les montants en espèces tirés des activités permettront de combler ces besoins ou seront suffisants pour les combler ni qu'ils pourront être affectés à d'autres fins de l'entreprise ni que, si Surge est en mesure d'obtenir un prêt ou un financement par actions, qu'il le sera moyennant des modalités qui lui sont acceptables. De plus, les activités

futures pourraient obliger Surge à modifier considérablement la structure de son capital. L'incapacité de la société d'obtenir les capitaux suffisants pour poursuivre son exploitation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses débouchés.

### **Estimations des réserves**

L'évaluation des quantités de réserves et de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs en découlant comporte plusieurs incertitudes, y compris de nombreux facteurs échappant au contrôle de Surge. Les données relatives aux réserves fournies dans le rapport sur les réserves décrites aux présentes, notamment les données relatives à la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves, ne constituent qu'une estimation seulement. Cette estimation est fondée sur plusieurs hypothèses ayant trait à des facteurs comme les taux de production initiaux, les taux de la baisse de production, la récupération maximale des réserves, le moment et le montant des dépenses en immobilisations, la facilité d'écoulement de la production, les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, les frais d'exploitation et les redevances ainsi que les autres droits que les gouvernements pourraient imposer au cours de la vie productive des réserves. Ces hypothèses sont fondées sur des prévisions de prix ayant cours à la date à laquelle les rapports sur les réserves ont été établis et plusieurs de ces hypothèses sont susceptibles de changer et sont indépendantes de la volonté de Surge. En fin de compte, les réserves réelles attribuables aux terrains de Surge différeront des estimations fournies dans le rapport sur les réserves et les écarts pourraient être importants et avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires.

### **Remplacement des réserves**

Les réserves de pétrole et de gaz futures de Surge et la production et les flux de trésorerie qui en seront tirés dépendent surtout de l'acquisition ou de la découverte de nouvelles réserves. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves dont dispose Surge à un moment donné s'épuiseront graduellement au fur et à mesure qu'elles sont exploitées et leur production ralentira en conséquence. L'augmentation future des réserves dépendra non seulement de la capacité de Surge à développer les terrains dont elle dispose de temps à autre, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des terrains ou des projets productifs convenables. Rien ne garantit que les travaux futurs d'exploration et de développement de Surge aboutiront à la découverte et au développement d'autres gisements commerciaux de pétrole et de gaz naturel.

### **Gaz naturel corrosif**

Certains terrains actuels ou futurs de la société comprennent des puits qui produisent du gaz naturel corrosif et des installations qui traitent le gaz naturel corrosif. Une émission ou une fuite accidentelle de gaz corrosif peut se révéler fatale ou causer de graves blessures. En raison des dangers liés au forage pour l'obtention de gaz corrosif ainsi qu'à sa production, à son traitement et à son transport, Surge doit prendre en charge des coûts de conformité accrus en matière de protection de l'environnement, de santé et de sécurité. En outre, Surge pourrait avoir à assumer des obligations importantes advenant une émission ou une fuite accidentelle de gaz naturel corrosif. Surge a mis en place des politiques et des protocoles destinés à traiter ce risque, mais il n'est pas possible pour un émetteur d'éliminer tous les risques liés à la production, au traitement et au transport du gaz naturel corrosif.

### **Retard dans la réception des montants en espèces et solvabilité des contreparties**

Outre le retard habituel des acheteurs de pétrole et de gaz naturel à payer les exploitants des terrains de Surge et le retard de l'exploitant à payer Surge, les paiements entre de ces parties pourraient également être retardés du fait de restrictions imposées par les prêteurs, de retards dans la vente ou la livraison de produits, de retards dans le branchement des puits à un réseau collecteur, d'éruptions ou d'autres accidents et du retard de l'exploitant à recouvrer les dépenses engagées dans l'exploitation des terrains de Surge ou à constituer les réserves destinées à ses dépenses. De plus, l'insolvabilité d'une partie redevable envers Surge, notamment les partenaires sectoriels et les agents de commercialisation, ou les difficultés financières éprouvées par cette partie pourraient empêcher Surge de recouvrer les montants qui lui sont dus.

### **Risques géopolitiques**

Des événements politiques partout dans le monde qui perturbent l'approvisionnement de pétrole nuisent constamment à la mise en marché et au prix du pétrole et du gaz naturel qu'acquiert ou découvre la société. Des conflits, ou inversement des règlements pacifiques, hors du Canada influent sensiblement sur le prix du pétrole et

du gaz naturel. Un événement donné peut entraîner une baisse marquée des prix et par le fait même une baisse des produits des activités ordinaires nets de la société.

Les terrains, puits et installations pétroliers et gaziers de la société pourraient en outre être la cible d'un attentat terroriste qui 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 aucune assurance contre le risque d'attentat terroriste.

### **Émission de titres d'emprunt**

Il se pourrait que Surge conclue, au besoin, des opérations pour faire l'acquisition d'éléments d'actif ou d'actions d'autres sociétés. Ces opérations pourraient être financées en partie ou en totalité au moyen de l'émission de titres d'emprunt, ce qui pourrait accroître son niveau d'endettement au-delà des normes de l'industrie. Les statuts et les règlements internes de Surge ne prévoient pas de limite quant au montant de la dette qu'elle peut contracter. Le niveau de l'endettement de Surge pourrait compromettre de temps à autre sa capacité à obtenir à l'avenir un financement supplémentaire en temps utile pour tirer parti des occasions d'affaires qui se présentent.

### **Incapacité éventuelle à retirer les avantages escomptés d'acquisitions futures**

La société a récemment réalisé un certain nombre d'acquisitions et pourrait éventuellement faire des acquisitions visant à raffermir sa position au sein du secteur pétrolier et gazier et à saisir l'occasion de réaliser certains avantages, notamment des économies potentielles. La possibilité de tirer avantage des acquisitions récentes et futures que la société peut réaliser dépendra, en partie, du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités et des procédures, en temps utile et de manière efficace, de même que de la capacité de la société à tirer avantage des occasions de croissance et de synergie en regroupant les biens et les activités acquis à ceux de la société. L'intégration des biens acquis suppose que la direction consacre des efforts, du temps et des ressources considérables et détourne son attention et ses ressources d'autres occasions stratégiques et aspects de l'exploitation pendant le processus d'intégration. Le processus d'intégration est susceptible d'entraîner la perte d'employés clés et de perturber les activités courantes et les relations avec les clients et les employés, ce qui pourrait avoir des incidences défavorables sur la capacité de la société à tirer les avantages escomptés des acquisitions récentes futures.

### **Systèmes de technologie de l'information et cybersécurité**

Surge est devenue de plus en plus tributaire de la disponibilité, de la capacité, de la fiabilité et de la sécurité de son infrastructure des technologies de l'information et de sa capacité à accroître et à continuellement mettre en œuvre cette infrastructure dans ses activités quotidiennes. Surge dépend de divers systèmes de technologie de l'information pour estimer les quantités des réserves, traiter et enregistrer les données financières, gérer ses terrains, analyser les données sismiques, administrer ses contrats avec ses exploitants et détenteurs de concessions et communiquer avec les employés et des tiers.

Surge est en outre exposée à divers risques liés aux systèmes et à la technologie de l'information dans le cours normal de ses activités, y compris de possibles pannes, invasions, virus, cyberattaques, cyberfraudes, atteintes à la sécurité ainsi que la destruction ou l'interruption de ses systèmes de technologie de l'information par des tiers ou des personnes à l'interne. L'accès non autorisé à ces systèmes par des employés ou des tiers pourrait entraîner l'altération de renseignements confidentiels, fiduciaires ou exclusifs ou la divulgation de tels renseignements, interrompre les communications ou les activités ou compromettre ses activités commerciales ou sa situation concurrentielle. En outre, l'interruption de services de technologie de l'information essentiels ou des atteintes à la sécurité des renseignements pourraient avoir un effet défavorable important sur son rendement et ses résultats, et porter atteinte à sa réputation. Surge recourt à des contrôles techniques et à des procédés conformes aux normes du secteur pour protéger ses actifs et systèmes d'information. Toutefois, ces contrôles pourraient ne pas prévenir adéquatement les atteintes à la cybersécurité. Il est difficile de quantifier la portée d'un tel événement, mais, dans certains cas, elle pourrait être considérable et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

## **Fracturation hydraulique**

Le recours de plus en plus fréquent à la technique de la fracturation hydraulique en tant que technique de récupération employée dans le forage du pétrole et du gaz naturel a fait l'objet d'une attention de plus en plus soutenue de l'opinion publique en ce qui concerne les aspects environnementaux de cette technique, en particulier s'agissant de son incidence éventuelle sur les aquifères locaux. Surge a recours à la fracturation hydraulique dans un nombre important de puits de pétrole léger qu'elle fore et aménage. La perception négative du public suscitée par la fracturation hydraulique pourrait exercer une pression sur les gouvernements des territoires dans lesquels Surge exerce ses activités, les incitant à fixer des exigences réglementaires ou des restrictions supplémentaires à l'utilisation de la fracturation hydraulique, ce qui pourrait, par conséquent, restreindre les activités de Surge et augmenter ses coûts.

## **Dilution**

Les actions ordinaires, notamment les droits, les bons de souscription, les bons de souscription spéciaux, les reçus de souscription et autres titres permettant l'achat d'actions ordinaires, la conversion en actions ordinaires ou l'échange contre de telles actions sont susceptibles d'être créés, émis, vendus et livrés moyennant les modalités et aux moments fixés par le conseil. De plus, Surge pourrait, au besoin, émettre d'autres actions ordinaires dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions et du plan incitatif fondé sur des actions de Surge. L'émission de ces actions ordinaires entraînerait une dilution pour les porteurs d'actions ordinaires.

## **Valeur de l'actif net**

La valeur de l'actif net de Surge fluctuera en fonction de plusieurs facteurs échappant à la volonté de la direction de Surge, notamment des prix du pétrole et du gaz naturel. En outre, plusieurs facteurs qui échappent à la volonté de la direction influent sur le cours des actions ordinaires, qui pourrait être plus élevé ou moins élevé que la valeur de l'actif net de Surge.

## **Dépendance à l'égard de la direction**

Les actionnaires devront se fier à la direction de Surge pour ce qui est de l'administration et de la gestion de tous les aspects touchant Surge et ses terrains et activités. Les investisseurs qui ne veulent pas se fier à la direction de Surge ne devraient pas faire de placement dans les actions ordinaires.

## **Permis et licences**

Les activités de Surge pourraient nécessiter l'obtention de licences et de permis délivrés par diverses autorités gouvernementales. Rien ne garantit que Surge sera en mesure d'obtenir tous les permis et licences nécessaires pour faire de l'exploration et du développement quant à ses projets.

## **Titres de propriété des terrains**

Bien que des examens des titres soient effectués conformément aux normes de l'industrie avant que ne soient acquis la plupart des terrains productifs de pétrole et de gaz naturel ou avant le commencement des travaux de forage des puits au moment jugé opportun par la direction, ces examens ne garantissent pas ni n'attestent qu'un vice imprévu entachant la chaîne de titres ne sera pas invoqué afin de contester le titre de propriété de Surge, ce qui pourrait entraîner une diminution de la participation de Surge dans un terrain ou un puits ou une baisse du revenu qu'elle touche.

## **Revendications des peuples autochtones**

Les peuples autochtones peuvent faire des revendications et sont titulaires de droits ancestraux sur les ressources et plusieurs terrains se trouvant dans l'Ouest du Canada. Ces revendications à l'égard des terrains de Surge, s'il y est fait droit, pourraient avoir une incidence défavorable sur ses activités.

## Questions d'ordre interne

Certains des administrateurs et dirigeants de Surge sont également administrateurs et dirigeants d'autres sociétés du secteur pétrolier et gazier exerçant des activités d'exploration et de développement de ressources naturelles. Des conflits d'intérêts pourraient naître en raison de leurs fonctions de dirigeants et administrateurs de Surge, selon le cas, et de dirigeants et administrateurs de ces autres sociétés.

## Omission de respecter les conditions d'inscription des actions ordinaires

Les actions ordinaires sont actuellement inscrites à la cote de la TSX. L'omission pour Surge de respecter les conditions d'inscription et les autres conditions imposées par la TSX à l'avenir pourrait entraîner la radiation des actions ordinaires de la cote de la TSX, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur la valeur de ces actions ordinaires. Rien ne garantit que les actions ordinaires demeureront inscrites à la cote de la TSX.

## Structure de Surge

Surge pourrait à l'occasion prendre des mesures pour organiser ses affaires de manière à réduire au minimum les impôts et d'autres dépenses payables dans le cadre de son exploitation et de celle de ses filiales. Si la manière dont Surge structure ses affaires est contestée par l'administration fiscale ou une autre autorité et que celle-ci a gain de cause, Surge et les porteurs d'actions ordinaires pourraient en subir les conséquences.

## Changements apportés à la législation

Il se peut que le gouvernement fédéral canadien et un gouvernement provincial ou des autorités de réglementation choisissent de modifier le régime fiscal fédéral canadien, les régimes de redevances, la gestion du passif, les lois sur la protection de l'environnement et les changements climatiques ou d'autres lois applicables aux sociétés du secteur pétrolier et gazier et qu'une telle modification ait une incidence défavorable importante sur Surge, ses actionnaires et le cours des actions ordinaires.

Des renseignements supplémentaires concernant les risques, les hypothèses et les incertitudes figurent dans la présente notice annuelle à la rubrique « *Note particulière concernant les énoncés prospectifs* ».

## POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Aucune poursuite importante mettant en cause la société ou visant ses biens n'est actuellement en instance ni, pour autant que sache la société, n'est imminente.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2016, i) aucune amende ni sanction n'a été imposée à la société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières; ii) aucune autre amende ou sanction n'a été imposée par un tribunal ou une autorité de réglementation contre la société qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement; et iii) aucune entente de règlement n'a été conclue par la société avec un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières.

## MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

James Pasioka, administrateur de la société, et Michael Bennett, secrétaire de la société, sont des associés du cabinet d'avocats national McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l., qui a rendu des services juridiques à la société.

Sauf mention contraire ci-dessus ou mention contraire figurant ailleurs dans la présente notice annuelle, aucun des administrateurs, membres de la haute direction ou principaux actionnaires de la société ni aucune personne ayant des liens avec ces personnes ni aucun membre de leur groupe respectif n'a d'intérêt important dans une opération ou une opération projetée qui a ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur la société ou l'un des membres de son groupe.

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

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est l'auditeur de la société et a confirmé son indépendance par rapport à la société au sens des règles applicables et de leur interprétation prescrites par les ordres professionnels visés au Canada et la législation ou la réglementation applicable.

Société de fiducie Computershare du Canada, depuis ses principaux établissements de Calgary (Alberta) et de Toronto (Ontario), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.

## **INTÉRÊT DES EXPERTS**

Le rapport sur les réserves et certaines estimations des réserves fournies dans les documents déposés par la société conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2016 ont été établies par Sproule. À la date de la présente notice annuelle, les administrateurs, dirigeants, employés et consultants de Sproule qui ont participé à l'établissement du rapport sur les réserves ou des estimations des réserves ou qui ont été en mesure d'influencer directement l'établissement ou les résultats de l'établissement du rapport sur les réserves ou des estimations des réserves, en tant que groupe, étaient propriétaires, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est indépendant de la société conformément aux règles de déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

## **RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES**

Les renseignements complémentaires au sujet de la société se trouvent sous son profil, sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Les renseignements complémentaires, notamment les renseignements concernant la rémunération des administrateurs et les dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de titres de la société et les titres dont l'émission est autorisée dans le cadre de régimes de rémunération fondée sur des titres de capitaux propres, figureront dans la circulaire d'information de la société relative à l'assemblée générale annuelle des porteurs d'actions ordinaires qui doit avoir lieu en 2017. Des données financières supplémentaires sont fournies dans les états financiers comparatifs et le rapport de gestion de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

## **Annexe A**

### **Annexe 51-101A2**

#### **Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant**

#### **Rapport sur les données relatives aux réserves**

Au conseil d'administration de Surge Energy Inc. (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2016. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2016, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

5. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la société et ayant fait l'objet de notre évaluation en date du 31 décembre 2016, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la société :

| Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant | Date d'effet du rapport d'évaluation | Emplacement des réserves (pays) | Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts (taux d'actualisation de 10 %) |                   |               |                  |
|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------|------------------|
|                                                             |                                      |                                 | Vérification (k \$)                                                                                                   | Évaluation (k \$) | Examen (k \$) | Total (k \$)     |
| Sproule                                                     | 31 décembre 2016                     | Canada                          |                                                                                                                       |                   |               |                  |
| <b>Total</b>                                                |                                      |                                 | <b>Néant</b>                                                                                                          | <b>1 301 388</b>  | <b>Néant</b>  | <b>1 301 388</b> |

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, et sont présentées conformément au manuel COGE. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées sans en faire la vérification ou l'évaluation.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour notre rapport dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à sa date d'effet (au 31 décembre 2016).
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

Sproule Associates Limited  
Calgary (Alberta)  
17 février 2017

Original signé par Barrett R. Hanson, ing.,

---

Barrett R. Hanson, ing.  
Ingénieur pétrolier principal

Original signé par Alec Kovaltchouk, géologue

---

Alec Kovaltchouk, géologue  
Vice-président, Sciences de la terre

Original signé par Attila A. Szabo, ing.

---

Attila A. Szabo, ing.  
Vice-président principal, Conseiller stratégique



## ANNEXE B

### ANNEXE 51-101A3

#### Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et autre information

*Les termes définis dans le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières ont le même sens aux présentes.*

La direction de Surge Energy Inc. (la « **société** ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs en date du 31 décembre 2016, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Sproule Associates Limited, évaluateur de réserves qualifié indépendant, a évalué et examiné les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant figure à l'annexe « A » de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016 (la « **notice annuelle** »).

Le comité des réserves du conseil d'administration de la société :

- a) a examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves applicables avec la direction et Sproule Associates Limited.

Le comité des réserves du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz qui est intégré à la notice annuelle, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui constitue les rapports des réserves sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

***[Le reste de la page a été laissé intentionnellement en blanc]***

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront et les écarts sont susceptibles d'être importants, mais ceux-ci devraient cependant tenir compte du fait que les réserves sont classées en fonction de la probabilité de leur récupération.

*(signé) "Paul Colborne"*

---

Paul Colborne, Président et chef de la direction  
et président du conseil d'administration

*(signé) "Colin Davies"*

---

Colin Davies, Administrateur  
et président du comité des réserves

*(signé) "Paul Ferguson"*

---

Paul Ferguson, Vice-président, Finances  
et chef des finances

*(signé) "P. Daniel O'Neil"*

---

P. Daniel O'Neil, Administrateur

Le 15 mars 2017

## ANNEXE C

### Règles du comité d'audit

#### **Rôle et objectif**

Le comité d'audit est un comité du conseil d'administration de Surge Energy Inc. (la « **société** ») auquel le conseil a délégué la responsabilité de superviser la nature et la portée de l'audit annuel, les rapports dressés par la direction sur les normes et les pratiques comptables internes, l'information financière et les systèmes et méthodes comptables, la communication de l'information financière et les états financiers, et de recommander à l'approbation du conseil d'administration les états financiers consolidés audités et d'autres documents d'information exigés qui comportent les renseignements financiers de la société. Les objectifs du comité d'audit sont les suivants :

1. aider les administrateurs à s'acquitter de leurs obligations juridiques et fiduciaires (particulièrement en ce qui a trait à leur obligation de rendre des comptes) relativement à la rédaction et à la communication des états financiers de la société et aux questions connexes;
2. superviser les activités d'audit des auditeurs externes de la société;
3. favoriser le recours à des moyens de communication libre et franche entre les administrateurs, les auditeurs externes, les responsables des finances et la haute direction de la société;
4. veiller à ce que les auditeurs externes demeurent indépendants vis-à-vis de la société;
5. renforcer le rôle des administrateurs externes en favorisant la tenue de discussions de fond entre les administrateurs siégeant au comité, la direction et les auditeurs externes.

Le comité d'audit a pour fonction de superviser la direction et les auditeurs externes dans l'exercice de leurs fonctions. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers de la société, de l'application de principes et de politiques convenables en matière de comptabilité et de communication de l'information financière et de la mise en œuvre des contrôles et procédures internes qui s'imposent. Les auditeurs externes sont responsables de la planification de l'audit et de la réalisation d'un audit convenable des états financiers annuels de la société ainsi que de l'examen des états financiers intermédiaires de la société avant leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières et d'autres procédures.

#### **Composition du comité**

1. Le comité d'audit est composé d'au moins trois administrateurs. Le conseil d'administration nomme un membre du comité d'audit pour agir à titre de président de ce comité.
2. Chaque administrateur nommé au comité d'audit par le conseil d'administration doit être indépendant. Un administrateur est indépendant s'il n'a pas de relation importante, directe ou indirecte, avec la société. Une relation importante s'entend d'une relation dont le conseil d'administration pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de l'administrateur. Pour décider si un administrateur est indépendant de la direction, le conseil doit se reporter à la *Norme canadienne 52-110 sur le comité d'audit*, ou à la législation, à la réglementation, aux règles, aux politiques et aux normes alors applicables des organismes de réglementation.
3. Chaque membre du comité d'audit doit posséder les compétences financières requises. Possède les compétences financières requises un administrateur qui, au moins, est capable 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 lors de la lecture des états financiers de la société.

4. Un administrateur nommé par le conseil d'administration pour siéger au comité d'audit demeure en poste jusqu'à ce qu'il soit remplacé par le conseil d'administration ou jusqu'à ce qu'il démissionne.

### **Réunions du comité**

1. Le comité d'audit se réunit au minimum quatre fois par an aux dates et aux lieux indiqués par son président et chaque fois qu'une réunion est demandée par le conseil d'administration, un membre du comité d'audit, les auditeurs ou un membre de la haute direction de la société. Les réunions du comité d'audit doivent être tenues à un moment qui corresponde à celui de l'examen des états financiers trimestriels et du rapport de gestion de la société.
2. Un avis de convocation à chaque réunion du comité d'audit est donné à chaque membre de ce comité. Les auditeurs reçoivent un avis de convocation à chaque réunion du comité d'audit durant laquelle les états financiers de la société sont examinés et un avis de convocation aux autres réunions que le président du comité jugera bon de leur transmettre, et ils auront ainsi le droit d'assister à la réunion en question du comité d'audit.
3. L'avis de convocation à une réunion du comité d'audit doit :
  - a) être consigné par écrit;
  - b) énoncer l'ordre du jour de la réunion de manière raisonnablement détaillée;
  - c) dans la mesure du possible, être accompagné des exemplaires de la documentation qui sera étudiée à la réunion;
  - d) être transmis au moins deux jours ouvrables avant l'heure de la réunion qui y est indiquée ou dans un délai plus court autorisé par les membres du comité d'audit.
4. Le quorum pour la délibération de questions à l'ordre du jour du comité d'audit est la majorité des membres du comité d'audit. Toutefois, le comité d'audit a pour pratique de demander que certaines questions d'importance soient examinées et, au besoin, approuvées par la totalité des membres du conseil d'administration.
5. Un membre ou les membres du comité d'audit peuvent participer à une réunion de ce comité au moyen de dispositifs de communication téléphonique, électronique ou autres, de manière à ce que toutes les personnes participant à la réunion puissent communiquer entre elles de manière convenable. Un membre participant à une telle réunion par ces moyens est réputé être présent à la réunion.
6. En l'absence du président du comité d'audit, les membres de ce comité peuvent choisir l'un des membres présents pour présider la réunion. En outre, les membres du comité d'audit peuvent choisir l'une des personnes présentes pour être secrétaire de la réunion.
7. Le président du conseil d'administration, les membres de la haute direction de la société et d'autres personnes peuvent assister aux réunions du comité d'audit; cependant, le comité d'audit i) doit se réunir avec les auditeurs externes en l'absence de la direction, au besoin, à la seule appréciation du comité, mais en aucun cas, moins d'une fois par trimestre et ii) peut rencontrer séparément les dirigeants.
8. Un procès-verbal est dressé de chaque réunion du comité d'audit et il doit être signé par le président et le secrétaire de la réunion.

### **Obligations et responsabilités du comité**

1. Le comité d'audit doit superviser le travail des auditeurs externes, y compris résoudre les désaccords entre la direction et les auditeurs externes au sujet de la communication de l'information financière. Les auditeurs externes doivent rendre compte directement au comité d'audit.

2. Le comité d'audit doit, dans le cadre de l'exercice de ses pouvoirs, de ses responsabilités et de son pouvoir discrétionnaire ainsi autorisés, se conformer à la réglementation ou aux restrictions qui peuvent être dictées de temps à autre ou lui être imposées par le conseil d'administration ou la législation, les politiques ou la réglementation régissant la société et son entreprise.
3. Le comité d'audit doit vérifier, pour le compte du conseil d'administration, que le système de contrôles internes de la société ayant trait à la communication de l'information financière et les contrôles et procédures de communication de l'information conviennent aux fins suivantes :

- a) repérer, surveiller et atténuer les principaux risques;
- b) assurer la conformité aux exigences juridiques, éthiques et réglementaires.

Le comité d'audit doit examiner avec les auditeurs externes leur évaluation des contrôles internes de la communication de l'information financière et des contrôles de communication de l'information de la société, leurs rapports écrits contenant les recommandations aux fins d'amélioration, et la réponse de la direction ainsi que tout rapport de suivi ayant trait à une faiblesse qui aurait été décelée.

4. Le comité d'audit doit examiner les états financiers annuels de la société, et, s'il le juge indiqué, recommander les états financiers à l'approbation du conseil d'administration. Ce processus comprend, sans y être limité, les tâches suivantes :
- a) examiner et accepter, si cela est opportun, le plan d'audit annuel des auditeurs externes de la société, y compris l'envergure des activités d'audit, et surveiller les progrès réalisés dans le cadre de ce plan et les résultats obtenus durant l'exercice;
  - b) examiner les modifications apportées aux principes comptables ou à leur application qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers de l'exercice en cours ou des exercices futurs;
  - c) examiner les produits à recevoir importants, les réserves et autres estimations tels que le calcul de quelque perte de valeur;
  - d) examiner le traitement comptable des opérations inhabituelles ou non récurrentes importantes;
  - e) vérifier la conformité aux engagements pris aux termes des conventions d'emprunt;
  - f) examiner les exigences en matière de communication d'information applicables aux engagements et aux éventualités;
  - g) examiner les rajustements proposés par les auditeurs externes, qu'ils soient ou non pris en considération dans les états financiers;
  - h) examiner les différends survenus entre la direction et les auditeurs externes qui n'ont pas été réglés;
  - i) obtenir des explications quant aux écarts importants avec les périodes comptables comparables;
  - j) examiner les changements dans les systèmes commerciaux et leurs répercussions;
  - k) examiner les limites des pouvoirs et des approbations;
  - l) étudier le caractère convenable et l'efficacité des conventions comptables et des politiques régissant les contrôles internes de la société et les procédures s'y rapportant au moyen d'une enquête et de discussions auprès des auditeurs externes et de la direction;
  - m) confirmer, au moyen de discussions privées avec les auditeurs externes et la direction qu'aucune restriction de la direction n'est imposée sur la portée des travaux des auditeurs externes;

- n) examiner les questions en matière de politique fiscale; et
  - o) examiner les nouveaux problèmes comptables qui pourraient avoir une incidence sur la société.
5. Le comité d'audit doit examiner les états financiers intermédiaires de la société, et, s'il le juge opportun, recommander les états financiers à l'approbation du conseil d'administration; il doit aussi examiner tous les rapports de gestion connexes. Le comité d'audit doit s'assurer qu'il existe un processus convenable en vue de l'examen de la communication de tous les autres renseignements financiers de la société, et il doit évaluer de façon périodique l'exactitude de ce processus.
6. Le comité d'audit a le pouvoir de faire tout ce qui suit :
- a) consulter tous les registres, les livres et les fichiers de la société, de ses filiales et des membres de son groupe;
  - b) discuter avec la direction et la haute direction de la société, de ses filiales et des membres de son groupe, toute partie touchée et les auditeurs externes, des comptes, des registres, des fichiers et d'autres questions, selon ce qu'un membre quelconque du comité d'audit juge nécessaire et opportun;
  - c) retenir les services d'un conseiller juridique indépendant et d'autres conseillers, selon ce qu'il juge nécessaire pour la bonne exécution de ses devoirs et responsabilités; et
  - d) fixer et payer la rémunération des conseillers engagés par le comité d'audit.
7. En ce qui a trait à la nomination des auditeurs externes par le conseil, le comité doit faire ce qui suit :
- a) recommander au conseil la nomination des auditeurs externes;
  - b) examiner le rendement des auditeurs externes et formuler des recommandations au conseil au sujet du remplacement ou de la cessation des fonctions des auditeurs externes lorsque les circonstances le justifient;
  - c) s'assurer de l'indépendance des auditeurs externes notamment en exigeant qu'ils remettent au comité d'audit, de façon périodique, une déclaration écrite officielle décrivant toutes les relations entre les auditeurs externes et la société et ses filiales;
  - d) recommander au conseil les modalités de mission des auditeurs externes, y compris leur rémunération et obtenir la confirmation qu'ils doivent rendre compte directement au comité d'audit;
  - e) en cas de changement d'auditeurs, revoir les questions relatives au changement et les renseignements qu'il faut donner dans l'avis devant être envoyé aux autorités en valeurs mobilières à cet égard.
8. Le comité d'audit doit examiner chaque année avec les auditeurs externes leur plan d'audit et, une fois l'audit terminé, leurs rapports sur les états financiers de la société et de ses filiales.
9. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que les auditeurs externes doivent fournir à la société ou à ses filiales. Le comité d'audit peut déléguer à un ou plusieurs membres le pouvoir d'approuver au préalable les services non liés à l'audit, à la condition que le ou les membres en question l'informent, à la prochaine réunion prévue, de toutes les approbations préalables qu'ils ont données et qu'ils respectent toutes les autres démarches qu'il pourrait établir.
10. Le comité d'audit doit examiner les politiques et les procédures en matière de gestion des risques de la société (c'est-à-dire les opérations de couverture, les litiges et les assurances), y compris l'examen annuel de la couverture d'assurance et formuler au conseil d'administration les recommandations qui conviennent à cet égard.

11. Le comité d'audit doit recevoir des comptes rendus réguliers concernant des questions relatives aux technologies de l'information, y compris, notamment à l'égard des programmes de cybersécurité de la société contre les risques de cyberattaque.
12. Le comité d'audit doit établir et mettre à jour les procédures portant sur ce qui suit :
  - a) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la société au sujet des contrôles comptables ou des questions relatives à l'audit;
  - b) la transmission confidentielle et sous le couvert de l'anonymat par les employés de la société de préoccupations au sujet de questions de comptabilité et d'audit contestables.
13. Le comité d'audit doit examiner et approuver la politique d'embauche de la société applicable aux employés, actuels et anciens, des auditeurs externes, actuels et anciens, de celle-ci ou les questions liées à l'audit.
14. Le président du comité d'audit doit examiner et approuver les dépenses du président et chef de la direction.
15. Le comité d'audit doit remettre de façon périodique au conseil un rapport sur les résultats des examens entrepris et les recommandations connexes.
16. Le comité d'audit doit évaluer, chaque année, le caractère convenable de ce mandat ainsi que son rendement.