Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015

Le 24 mars 2016

TABLE DES MATIÈRES

Page

CONTEXTE 1

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ 2

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ 7

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ 10

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS 25

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 26

DIVIDENDES 27

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 28

RENSEIGNEMENTS RELATIFS AU COMITÉ D'AUDIT 31

SITUATION DANS LE SECTEUR 33

FACTEURS DE RISQUE 45

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI 55

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 55

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 55

CONTRATS IMPORTANTS 56

INTÉRÊTS DES EXPERTS 56

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES 56

DÉFINITIONS 56

CONVENTIONS 59

ABRÉVIATIONS TECHNIQUES 59

TABLEAU DE CONVERSION 60

ÉNONCÉS PROSPECTIFS 60

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS 63

ANNEXE A ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

ANNEXE B ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

ANNEXE C MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

L'information qui figure dans la présente notice annuelle est à jour en date du 31 décembre 2015, sauf indication contraire.

TAMARACK VALLEY ENERGY LTD.

CONTEXTE

Tamarack Valley Energy Ltd. (« **Tamarack** » ou la « **Société** ») est une petite société de pétrole et de gaz naturel à croissance rapide axée sur l'exploration, le développement, la production et l'acquisition de terrains pétrolifères et gazéifères dans l'Ouest canadien.

La Société est située à Calgary, en Alberta, et a été constituée sous le régime de l'ABCA le 6 mars 2002 comme « société de capital de démarrage » (au sens attribué à ce terme dans le Guide du financement des sociétés de la Bourse de croissance TSX (le « **Guide** »)) et ne possède aucun actif, autre qu'une équipe de haute direction expérimentée. Le 23 avril 2002, la Société a modifié ses statuts pour supprimer les restrictions imposées au transfert d'actions et augmenter le nombre minimal d'administrateurs. En novembre 2002, la Société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de Dunhaven Energy Inc. (« **Dunhaven** ») au moyen d'une offre publique d'achat moyennant une contrepartie de 670 000 $. L'acquisition de Dunhaven constituait l'« opération admissible » de la Société (au sens attribué à ce terme dans le Guide).

Le 17 juin 2010, la Société a réalisé une opération de restructuration, qui incluait la fusion de PrivateCo avec une filiale de la Société, la reconstitution du conseil d'administration, la nomination d'une nouvelle équipe de direction dirigée par Brian Schmidt et le remplacement de sa dénomination « Tango Energy Inc. » par « Tamarack Valley Energy Ltd. ».

La Société vise à procurer de la croissance pour ses actionnaires en repérant, en acquérant et en développant des actifs de qualité dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et en observant une méthode d'exploration pétrolière et gazière complète et rigoureuse sur le plan technique.

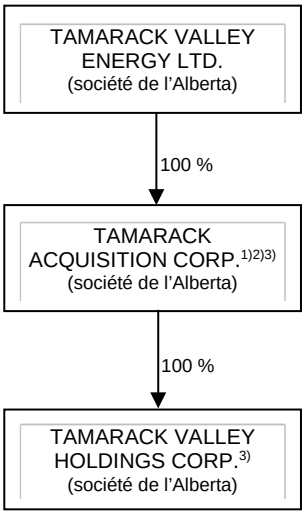
Tamarack est un « émetteur assujetti » ou a un statut équivalent dans chacune des provinces du Canada. Les actions ordinaires ont commencé à être négociées à la TSX le 24 août 2015. Auparavant, elles se négociaient à la TSX-V. Le symbole boursier des actions ordinaires est « TVE ».

Le siège administratif de la Société est situé au Suite 3100, 250 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3H7. Le siège social de la Société est situé au Suite 2500, 450 – 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1.

Se reporter à la rubrique « *Abréviations techniques* » et « *Définitions* » pour connaître les abréviations et les termes définis qui sont utilisés dans la présente notice.

Relations intersociétés

L'organigramme suivant présente le nom et le territoire de constitution des filiales importantes de Tamarack au 31 décembre 2015.[4)] Il ne comprend pas toutes les filiales de Tamarack. L'actif total des filiales exclues ne dépasse pas 10 % de l'actif consolidé de Tamarack.



Notes :

1) Le 1er janvier 2013, Echoex a fusionné avec Tamarack Acquisition Corp. (« **TAC** ») dans le cadre d'une réorganisation interne de Tamarack, et la société issue de la fusion a adopté la dénomination « Tamarack Acquisition Corp. ».

2) Le 9 octobre 2013, Sure Energy a fusionné avec 1767001, et la société issue de la fusion, Sure Amalco, a adopté la dénomination « Sure Energy Inc. ». Par la suite, toujours le 9 octobre 2013, la société issue de la fusion de Sure Energy et de 1767001 a fusionné avec TAC, et la société issue de la fusion a adopté la dénomination « Tamarack Acquisition Corp. ».

3) Le 31 décembre 2015, Tamarack Acquisition Corp. et Tamarack Valley Holdings Corp., filiales de la Société qui sont toutes deux des associées de Tamarack Valley Energy Partnership, ont dissous cette société en commandite. Le 1er janvier 2016, Tamarack Acquisition Corp. et Tamarack Valley Holdings Corp. ont conclu un regroupement vertical en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) afin de former « Tamarack Acquisition Corp. ».

4) En date des présentes, la seule filiale importante de Tamarack est Tamarack Acquisition Corp.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Histoire et expansion

Depuis l'opération de restructuration, Tamarack s'est penchée sur l'acquisition et le développement de terrains attrayants au sein de ses principales zones de ressources de pétrole léger Cardium et Viking. La Société a poursuivi avec succès la mise en œuvre de sa stratégie d'affaires visant à mettre sur pied une société durable et prévisible à faible coût et à croissance fiable tout en maintenant une solide situation financière.

Le texte qui suit est un résumé des principaux faits qui sont survenus dans les activités de Tamarack au cours des trois dernières années.

Faits récents

Le 24 mars 2016, Tamarack a annoncé un record de production moyenne au quatrième trimestre de 2015 de 9 968 bep/j (61 % sous forme liquide), soit une augmentation de 14 % par rapport au troisième trimestre de 2015 et une production plus élevée que les indications de production à la tête du puits de 9 500 à 9 700 bep/j (55 % à 60 % sous forme liquide). Tamarack a atteint sa cible de production moyennant des dépenses de 107,4 millions de dollars, soit environ 15 % de moins que les 125 à 130 millions de dollars que prévoyaient les indicateurs en 2015. La dette nette de fin d'exercice de 97,9 millions de dollars était environ 17 % inférieure aux 125 à 130 millions de dollars que prévoyaient les indicateurs et était attribuable à une amélioration de l'efficience du fonds de roulement permettant

d'obtenir d'excellents volumes de production assortis de dépenses réduites. L'efficience du fonds de roulement s'est améliorée en 2015 en raison du forage permanent et de l'achèvement des modifications apportées à la conception, à la baisse des coûts de services et à une amélioration du rendement des puits dans les secteurs Wilson Creek et Alder Flats en Alberta.

Le 29 février 2016, Tamarack a annoncé qu'elle avait conclu une entente de financement par prise ferme en vue d'émettre jusqu'à 14 966 100 actions ordinaires (y compris une option de surallocation visant un maximum de 1 952 100 actions ordinaires) à un prix d'émission de 2,92 $ par action ordinaire, pour un produit brut maximum de 43,7 millions de dollars (le « **placement de mars 2016** »). Le produit tiré du placement de mars 2016 sera affecté initialement à la réduction de la dette bancaire et aux fins générales de l'entreprise. La clôture du placement de mars 2016 a eu lieu le 18 mars 2016.

Le 29 février 2016, Tamarack a confirmé ses indications pour 2016 et a indiqué que, en raison du placement de mars 2016, le ratio capitaux d'emprunt-flux de trésorerie (y compris les instruments de couverture) estimatif de fin d'exercice sur 12 mois consécutifs se situait entre 0,9 et 1,4 fois, ce qui constitue une révision par rapport au ratio de 1,6 à 2,3 fois établi auparavant.

Le 24 février 2016, la Société a annoncé son rapport sur les réserves de fin d'exercice 2015 et communiqué les dernières nouvelles concernant ses activités d'exploitation. Tamarack a connu une croissance au chapitre des réserves et de la production tout au long de 2015, tout en réduisant sa dette nette. En 2015, la Société a foré 15 puits de pétrole horizontaux (13,9 puits nets) dans la formation de Cardium située dans les régions principales Wilson Creek et Alder Flats et, le 15 juin 2015, elle a conclu une acquisition stratégique d'actifs dans ces régions, ce qui a contribué à sa croissance. Grâce au succès qu'elle a connu au chapitre de l'exploitation en 2015, de même qu'à son programme permanent de compression des coûts, Tamarack est bien placée pour continuer de connaître une croissance mesurée continue et une durabilité à long terme. Se reporter à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* ».

Le 24 février 2016, Tamarack a augmenté ses fourchettes d'indications pour 2016 pour tenir compte de la faiblesse du prix des marchandises. Les indications mises à jour ont représenté un prix moyen du WTI pour 2016 de 33,00 $ US le baril et un prix moyen de l'AECO de 2,00 $/GJ, assorties d'un plan de rajustements des dépenses en immobilisations à mesure que fluctue le prix des marchandises. Les fourchettes des indicateurs à jour prévoient notamment i) des dépenses en immobilisations se situant entre 40 et 57 millions de dollars (ce qui comprend les coûts en capital prévus qui sont associés au respect du reste des engagements d'affermage de Tamarack pour 2016 de l'ordre d'environ 7 millions de dollars pour le forage d'environ trois puits nets), ii) une production moyenne de 8 700 à 9 700 bep/j (environ 51 à 57 % de pétrole et de LGN), iii) une production à la tête du puits de 8 600 à 9 800 bep/j (environ 50 à 55 % de pétrole et de LGN), iv) un ratio capitaux d'emprunt-flux de trésorerie (y compris les instruments de couverture) estimatif de fin d'exercice sur 12 mois consécutifs se situant entre 1,6 et 2,3 fois et v) au moins 50 millions de dollars de liquidités aux termes de la facilité de crédit, ce qui est demeuré inchangé par rapport aux indications initiales. Tamarack a également indiqué qu'elle continuerait de surveiller étroitement le cadre élargi du prix des marchandises et qu'elle disposait de la souplesse nécessaire lui permettant de réduire les dépenses en immobilisations d'une somme additionnelle se situant entre 12 et 17 millions de dollars par rapport aux niveaux initiaux si le prix des marchandises ne s'améliore pas par rapport aux niveaux actuels.

Le 19 janvier 2016, Tamarack a publié son programme d'immobilisations de 2016 et les indications connexes, qui ont été mis au point en vue de protéger son bilan. Dans le cadre du programme d'immobilisations de 2016, les capitaux seront initialement alloués à la satisfaction des engagements de forage et, s'il reste des fonds après la satisfaction des engagements de forage, ils seront alloués à la recherche d'occasions d'acquisition et à d'autres activités générales de forage. Il est estimé que de 75 % à 80 % des dépenses en immobilisations de 2016 de Tamarack seront destinées aux secteurs de Wilson Creek et d'Alder Flats puisque la majorité des engagements de forage de Tamarack et de ses possibles occasions d'acquisition se situent dans ces secteurs. Au 31 décembre 2015, Tamarack avait creusé environ 12 puits nets dans le cadre de son engagement d'affermage, alors qu'environ trois autres puits nets devront être creusés d'ici le 31 décembre 2016. Si la Société obtient, d'ici le 31 décembre 2016, l'accès aux terrains qui sont actuellement visés par des restrictions d'accès en surface, cinq autres puits nets devront alors être creusés d'ici le 31 décembre 2017. Les coûts en capital prévus qui sont associés au respect du reste des engagements d'affermage de Tamarack se situent

dans la fourchette d'environ 7 millions de dollars à 20 millions de dollars, selon le nombre de puits visés par les engagements qui doivent encore être creusés.

Le programme d'immobilisations de 2016 et les indications connexes ont été fondés sur le prix moyen du WTI en 2016 de 40,00 $ US le baril et le prix moyen de l'AECO de 2,45 $ le gigajoule, et on prévoit ajuster les dépenses en immobilisations en cas de variation du prix des marchandises. Même si elle possède un portefeuille d'emplacements de forage de grande qualité doté d'un horizon de paiement d'au plus 1,5 an en fonction du prix actuel des strips, la Société a commencé à rajuster ses dépenses en immobilisations en raison de la chute récente du prix des marchandises. La Société a comme priorité de conserver un bilan vigoureux afin de continuer à saisir les occasions d'acquisition complémentaires qui se présentent dans ses régions principales et à accroître son portefeuille d'emplacements de forage. Cela inclut le report d'une tranche d'environ 6 à 8 millions de dollars de dépenses en immobilisations au deuxième semestre de 2016. Dans la version initiale de son programme d'immobilisations de 2016 et des indications connexes, Tamarack a indiqué qu'elle continuerait de surveiller de près la situation du prix des marchandises et disposait de la marge de manœuvre nécessaire pour réduire les dépenses en immobilisations d'une somme additionnelle se situant entre 12 et 17 millions de dollars par rapport aux niveaux initiaux, si le prix des marchandises ne s'améliore pas par rapport aux niveaux actuels.

Le 19 janvier 2016, Tamarack a annoncé que les prêteurs aux termes de sa facilité de crédit avaient terminé leur examen semestriel de la valeur d'emprunt au cours du troisième trimestre de 2015 et que ceux-ci ont convenu de maintenir le montant de sa facilité de crédit à 165 millions de dollars. La facilité de crédit de 165 millions de dollars est composée d'une facilité de crédit renouvelable de 155 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation de 10 millions de dollars. Le prochain examen prévu de la facilité de crédit est en cours et devrait se terminer d'ici le 27 mai 2016. Puisque les limites de prêt disponibles des facilités de crédit sont fondées sur l'interprétation que la banque donne aux réserves de la Société et au prix futur des marchandises, rien ne peut garantir le montant des facilités disponibles qui sera établi à chaque révision périodique.

Faits survenus en 2015

Le 28 janvier 2015, Tamarack a annoncé que son conseil d'administration avait approuvé un budget de dépenses en immobilisations pour 2015 de 47 millions de dollars, alors que 10,5 millions de dollars devraient être investis au cours du premier semestre de l'exercice.

Le 12 mars 2015, Tamarack a annoncé qu'elle s'était départie d'un actif de production de 49 bep/j en contrepartie de 2,3 millions de dollars, avant les ajustements.

Le 14 mai 2015, Tamarack a annoncé qu'elle avait conclu trois conventions d'achat et de vente contraignantes distinctes avec trois grands acteurs du secteur afin d'acquérir certains actifs situés dans la grande région de Wilson Creek en contrepartie d'une somme en espèces d'environ 54 millions de dollars (les « **acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek** »), ainsi qu'une augmentation de son budget de dépenses en immobilisations pour 2015 qui passe de 130 à 140 millions de dollars, y compris le coût des acquisitions. La clôture de ces acquisitions a eu lieu en mai et en juin 2015, pour une contrepartie totale de 55,0 millions de dollars, avant les ajustements.

Également le 14 mai 2015, Tamarack a annoncé une entente de financement par prise ferme de 70,0 millions de dollars portant sur 13 228 000 reçus de souscription (les « **reçus de souscription** ») à un prix de 3,78 $ par reçu de souscription pour un produit brut d'environ 50,0 millions de dollars, sur 3 969 000 actions ordinaires à un prix d'émission de 3,78 $ par action ordinaire pour un produit brut d'environ 15,0 millions de dollars et sur un placement privé de 1 205 000 actions ordinaires de la Société devant être émises dans le cadre d'un « transfert au titre des FAC » (les « **actions accréditives au titre des FAC** ») à un prix de 4,15 $ par action accréditive au titre des FAC pour un produit brut d'environ 5,0 millions de dollars. Le produit net tiré du placement des reçus de souscription a été affecté au règlement d'une partie du prix d'achat de l'une des acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek et à la bonification du programme de dépenses en immobilisations de 2015 de la Société. Le produit net tiré du placement privé des actions accréditives au titre des FAC devait être utilisé pour engager des frais d'aménagement au Canada et y renoncer conformément à la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). La clôture du financement a eu lieu le 3 juin 2015 et, le 10 juin 2015, Tamarack a procédé à la clôture de la totalité de l'option de surallocation, ce qui a porté le produit

brut total à environ 83,8 millions de dollars après l'émission de 15 212 200 reçus de souscription, de 4 564 350 actions ordinaires et de 2 186 800 actions accréditives au titre des FAC aux prix indiqués ci-dessus.

Le 29 juillet 2015, Tamarack a annoncé qu'elle avait augmenté sa facilité de crédit pour la faire passer de 150 millions de dollars à 165 millions de dollars après son examen annuel. Elle est composée d'une facilité de crédit renouvelable de 155 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation de 10 millions de dollars. Le prochain examen semestriel prévu devrait être achevé d'ici le 30 novembre 2015. De plus, la Société a réduit son budget de dépenses en immobilisations de 2015 pour la faire passer d'une fourchette de 130 à 140 millions de dollars à une fourchette de 125 à 130 millions de dollars.

Le 24 août 2015, Tamarack est passée à la Bourse de Toronto sous le symbole TVE. Dans le cadre de leur inscription à la cote de la TSX, les actions ordinaires ont fait l'objet d'une radiation volontaire de la cote de la Bourse de croissance TSX.

Le 10 novembre 2015, Tamarack a annoncé qu'elle avait conclu quatre acquisitions complémentaires dans la région de Wilson Creek, soit une au troisième trimestre de 2015 et trois au quatrième trimestre de 2015, pour un coût total d'environ 3,1 millions de dollars.

Le 17 décembre 2015, Noralee Bradley a été nommée administratrice indépendante de la Société, ce qui a élargi le conseil de la Société à six administrateurs, dont quatre sont des administrateurs indépendants. De plus, le 17 décembre 2015, Rummy Basra a été nommée secrétaire de la Société.

Faits survenus en 2014

Le 28 janvier 2014, Tamarack a annoncé qu'elle avait conclu une entente de financement par prise ferme en vue d'émettre 7 000 000 d'actions ordinaires à un prix d'émission de 4,30 $ par action ordinaire, pour un produit brut de 30,1 millions de dollars (le « **placement de février 2014** »). Le 29 janvier 2014, la Société a annoncé une augmentation de la taille de son placement de février 2014 pour la faire passer à 14 000 000 d'actions ordinaires, pour un produit brut total de 60,2 millions de dollars. Le produit tiré du placement de février 2014 a été affecté à la réduction de la dette bancaire, au financement partiel du programme d'immobilisations continu de la Société et aux fins générales de l'entreprise. La clôture du placement de février 2014 a eu lieu le 19 février 2014. Parallèlement au placement de février 2014, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du budget d'immobilisations de 2014 pour le faire passer de 68 millions de dollars à 90-92 millions de dollars.

Le 7 mars 2014, la Société a augmenté ses facilités de crédit au moyen de la majoration de la ligne de crédit d'exploitation à demande renouvelable de 85 millions de dollars à 90 millions de dollars. Le montant de la ligne de crédit d'acquisition/développement à demande non renouvelable de la Société est demeuré à 18 millions de dollars. Ces facilités étaient garanties par des débentures d'un capital de 155 millions de dollars comportant une charge flottante grevant la totalité des actifs de Tamarack.

Le 10 avril 2014, le conseil d'administration de la Société a annoncé la démission de M. Sheldon Steeves au sein du conseil, alors que ce dernier souhaite se concentrer sur d'autres intérêts d'affaires. M. Steeves siégeait au conseil depuis l'acquisition d'Echoex le 18 avril 2012.

Le 1er mai 2014, la Société a annoncé le départ à la retraite de M. Niels Gundesen qui occupait le poste de vice-président, Ingénierie et la promotion simultanée de M. Dave Christensen à ce poste. M. Christensen compte plus de 30 années d'expérience dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et il s'est joint à Tamarack en février 2014.

Le 11 août 2014, Tamarack a annoncé que la Société avait conclu une nouvelle facilité de crédit avec un syndicat de banques canadiennes se composant d'une facilité de crédit renouvelable de 100 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation de 10 millions de dollars, dont la durée collective est de 364 jours. La facilité de crédit pouvait être prolongée de 364 jours additionnels au plus tard le 30 mai 2015. Si elle n'était pas prolongée, la facilité de crédit aurait cessé d'être renouvelable et le solde impayé aurait dû être remboursé au plus tard un an suivant la date de prolongation. Le taux d'intérêt applicable aussi bien à la facilité renouvelable qu'à la facilité d'exploitation a été fixé au moyen d'un barème de prix qui était fondé sur un ratio de la dette nette par rapport au flux de trésorerie. Le taux d'intérêt a fluctué

entre le taux préférentiel de la banque majoré de 1,0 % et le taux préférentiel de la banque majoré de 2,5 %. Le droit d'usage de la facilité de crédit a fluctué en fonction d'un barème de prix allant de 0,5 % à 0,875 % sur la partie non retirée des facilités de crédit. La facilité de crédit était garantie par une débenture additionnelle d'un capital de 300 millions de dollars comportant une charge flottante grevant la totalité des actifs.

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu l'acquisition de la participation de Cardium adjacente à la participation de Cardium existante de Tamarack à Wilson Creek, en Alberta (l'« **acquisition de Wilson Creek** ») pour un prix d'achat total d'environ 168,5 millions de dollars, avant certains rajustements relatifs à la clôture. Tout juste avant la clôture de l'acquisition de Wilson Creek, la Société a augmenté ses facilités de crédit alors en vigueur pour les faire passer de 110 millions de dollars à 150 millions de dollars selon les mêmes modalités que celles qui sont énoncées ci-dessus. La facilité de crédit était garantie par une débenture à demande d'un capital de 300 millions de dollars comportant une charge flottante grevant la totalité des actifs de la Société et chacune de ses filiales. L'acquisition de Wilson Creek a été financée en partie au moyen d'une dette bancaire, d'un prêt-relais temporaire et d'un financement par prise ferme visant 16 100 000 reçus de souscription (les « **reçus de souscription** ») émis à un prix de 7,15 $ par reçu de souscription, pour un produit brut d'environ 115,1 millions de dollars (le « **placement des reçus de souscription** »). Parallèlement, un placement privé visant 1 280 000 actions ordinaires de la Société a été effectué dans le cadre d'un « transfert au titre des FAC » (les « **actions accréditives au titre des FAC** ») à un prix de 7,85 $ par action accréditive au titre des FAC, pour un produit brut d'environ 10,0 millions de dollars (le « **placement des actions accréditives au titre des FAC** »). La clôture du placement des reçus de souscription et du placement des actions accréditives au titre des FAC a eu lieu le 26 septembre 2014.

Faits survenus en 2013

Le 7 mai 2013, Tamarack a annoncé l'adoption d'une exigence d'avis anticipé visant les actionnaires qui ont l'intention de présenter la candidature d'administrateurs dans certains cas.

Le 17 juin 2013, la Société a majoré sa ligne de crédit d'exploitation à demande renouvelable alors existante de 50 millions de dollars à 57,5 millions de dollars et maintenu sa ligne de crédit d'acquisition/développement à demande non renouvelable à 15,0 millions de dollars, de sorte que ses facilités disponibles totalisaient 72,5 millions de dollars.

Le 20 août 2013, Tamarack a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'affermage (la « **convention d'affermage** ») avec une importante société du secteur (l'« **auteur de l'affermage** ») afin d'avoir accès à la formation Cardium, dans la région de Pembina. Aux termes de la convention d'affermage, Tamarack s'est engagée à forer au moins de 15 à 20 puits nets d'ici le 31 décembre 2016 dans la mesure où la Société obtient un droit d'accès à certains terrains auxquels elle ne peut accéder actuellement en raison de conditions prévues par la réglementation. Tamarack obtiendra un intérêt de 70 % dans la participation directe de l'auteur de l'affermage dans la section de terrains sur lesquels Tamarack effectue des forages et réalise un puits d'essai d'un mile de profondeur, et l'auteur de l'affermage participera aux coûts associés à l'équipement et au raccordement du puits. Pendant la phase d'acquisition d'intérêts aux termes de la convention d'affermage, Tamarack peut proposer et forer des puits conjoints sur les terres à l'égard desquelles elle a acquis un intérêt, et l'auteur de l'affermage aura le droit de participer à ces forages ou d'amodier son intérêt résiduel, sous réserve d'une redevance dérogatoire brute non convertible et de tout droit de premier refus. Une partie des terres amodiées est assujettie à un droit de premier refus en faveur des partenaires de l'auteur de l'affermage. Tamarack a le droit de forer et de compléter un puits à grande portée (longueur de 1,5 à 2,0 milles) dans la formation Cardium afin d'acquérir un intérêt dans deux sections. En date du 31 décembre 2015, Tamarack avait creusé environ 12 puits nets aux termes de son engagement d'affermage, avec encore environ trois puits nets additionnels à creuser d'ici le 31 décembre 2016. Si la Société obtient, d'ici le 31 décembre 2016, l'accès aux terrains qui sont actuellement visés par des restrictions d'accès en surface, cinq autres puits nets devront alors être creusés d'ici le 31 décembre 2017.

Le 9 octobre 2013, Tamarack a conclu l'acquisition de Sure Energy (l'« **acquisition de Sure Energy** ») aux termes d'un plan d'arrangement approuvé par un tribunal, pour une contrepartie totale de 50,3 millions de dollars, y compris la prise en charge d'une dette nette de 32,0 millions de dollars. Les anciens porteurs des actions ordinaires de Sure Energy ont reçu au total 16 461 966 actions ordinaires de Tamarack. L'acquisition de Sure Energy a permis d'ajouter des sites de production de pétrole et de forage de développement à faible profondeur dans la formation Viking, en Alberta, qui s'ajoutent aux actifs pétroliers existants de la Société dans cette formation, ainsi que des sites de production de pétrole lourd et de forage de puits de pétrole lourd, qui s'ajoutent aux actifs de pétrole lourd de la

Société. Compte tenu de l'acquisition de Sure Energy, Tamarack compte 46 168 718 actions ordinaires en circulation. À la conclusion de l'acquisition de Sure Energy, M. Jeffrey Boyce a été nommé au sein du conseil d'administration, la facilité d'exploitation à demande renouvelable de Tamarack a été majorée à 85 millions de dollars et la ligne de crédit d'acquisition/développement à demande non renouvelable a été majorée à 18 millions de dollars.

Acquisitions importantes

Le 15 juin 2015, Tamarack a conclu les acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Faits survenus en 2015* » pour de plus amples renseignements sur les acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek.

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu l'acquisition de Wilson Creek. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Faits survenus en 2014* » pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de Wilson Creek.

L'acquisition de Sure Energy Acquisition constituait une « acquisition significative » au sens de la partie 8 du Règlement 51–102, et une annexe 51–102A4 – *Déclaration d'acquisition d'entreprise* relative à l'acquisition de Sure Energy a été déposée sur SEDAR dans les délais prescrits par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de Sure Energy, se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Faits survenus en 2013* ».

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Objectifs et stratégie d'affaires

Depuis sa création, Tamarack met la priorité sur l'acquisition de terrains, principalement en Alberta, mais également en Saskatchewan. Tamarack applique des critères de sélection des zones de ressources qui lui permettent d'évaluer la répétabilité des résultats et l'étendue des zones prometteuses et de déterminer si des sections de terrains renferment d'importantes quantités de pétrole ou de gaz naturel en place à l'origine, ce qui indique habituellement la présence de réserves considérables et la possibilité d'une exploitation à long terme. Des méthodes de production conventionnelles ou non conventionnelles peuvent être utilisées pour exploiter ces zones assimilables à des « ressources ». La Société entend contrôler des actifs importants dans des zones assimilables à des « ressources » qui sont reproductibles et relativement prévisibles. La Société dispose d'un vaste portefeuille d'emplacements de développement pétrolifère à faible risque dont la valeur économique fluctue en fonction du prix du pétrole et qui sont axés principalement sur les formations de Cardium et de Viking en Alberta. Tamarack continuera d'accroître son portefeuille de terrains en faisant l'acquisition de terres de la Couronne et d'intérêts dans des terrains de concurrents par affermage et elle prévoit que, au fil du temps, sa capacité financière sera suffisante ou qu'elle aura accès au financement dont elle a besoin pour augmenter son budget d'immobilisations si de nouvelles occasions se présentent.

Tamarack entend évaluer les nouvelles occasions au moyen d'une méthode rigoureuse qui intègre l'information technique et les résultats économiques prévus et ajuste en fonction du risque la valeur économique prévue de chaque occasion en utilisant des comparables en exploitation dans une région donnée. La Société estime que cette méthode rigoureuse, qui inclut l'évaluation du potentiel d'une occasion et de la capacité de son personnel à évaluer et à gérer correctement un projet, produira des résultats d'exploration constants à long terme. En outre, la direction de Tamarack pourrait chercher à acquérir des actifs et/ou des sociétés, et elle pourrait céder des actifs non essentiels si des occasions d'accroître la valeur globale de Tamarack se présentent.

La Société a également l'intention de maintenir sa structure à faible coût, aussi bien dans les chantiers que dans la gestion générale de l'entreprise. Tamarack est d'avis que le contrôle des coûts et le maintien d'activités efficientes sur le plan des coûts lui permettront de bien gérer ses activités à tout moment du cycle du prix des marchandises.

Compétences et connaissances spécialisées

Forte de sa vaste expérience du secteur pétrolier et gazier, la direction de Tamarack a démontré sa capacité à réunir les éléments nécessaires à l'exploitation d'une société d'exploration et de production prospère : solides compétences

techniques, expérience en matière de planification et de contrôles financiers, capacité de tirer parti des occasions de développement des affaires, bonne connaissance des marchés financiers et esprit d'entreprise. Ces compétences permettant à Tamarack de repérer et d'évaluer les projets porteurs de valeur et d'en tirer parti.

Gestion des risques liés à l'exploration

Le forage d'exploration comporte des risques importants et rien ne garantit qu'il permettra de découvrir des réserves pouvant être récupérées de façon rentable. Tamarack estime que les compétences de son personnel et ses ressources lui permettront d'atteindre ses objectifs; toutefois, la prospection et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel comportent un certain nombre de risques inhérents. Les risques liés à l'exploration sont présentés à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Nature cyclique du secteur

Le secteur du pétrole et du gaz est de nature cyclique et saisonnière. Les prix du pétrole fluctuent en fonction de la demande mondiale, qui dépend d'un certain nombre de facteurs, dont de la vigueur de l'économie mondiale, la conjoncture politique locale, nationale et internationale et l'accès à des pipelines et à des raffineries. Les prix du gaz naturel fluctuent en fonction des variations de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, qui sont tributaires de nombreux facteurs, dont les conditions météorologiques en Amérique du Nord, la vigueur de l'économie nord-américaine et l'accès aux pipelines et aux marchés internationaux. En outre, les conditions climatiques saisonnières ont une incidence sur le secteur du pétrole et du gaz naturel dans l'Ouest canadien. Un hiver doux ou un printemps pluvieux peut limiter l'accès aux chantiers et, par conséquent, entraîner une diminution ou la cessation des activités. Des conditions météorologiques imprévisibles peuvent également retarder la mise en œuvre et l'achèvement de projets. Les services de transports municipaux et provinciaux restreignent le déplacement du matériel de forage et autres équipements lourds durant les périodes de temps pluvieux, ce qui réduit le niveau d'activité. De même, certains actifs de production de pétrole et de gaz naturel ne sont accessibles que durant les mois d'hiver parce que les terrains qui les entourent sont marécageux. Les interruptions saisonnières des activités de forage et de construction sont prises en compte dans le processus de budgétisation et de prévision.

Concurrence

Pour acquérir des réserves, des baux d'exploration, des permis et des concessions et embaucher du personnel compétent, Tamarack rivalise avec un grand nombre d'autres sociétés pétrolières et gazières, dont plusieurs disposent de ressources financières beaucoup plus importantes que les siennes. Parmi les concurrents figurent de grandes sociétés pétrolières et gazières intégrées, de nombreuses autres sociétés pétrolières et gazières indépendantes et des producteurs et exploitants indépendants. Certains des clients actuels et potentiels de Tamarack se consacrent eux-mêmes à l'exploration de pétrole et de gaz naturel, et les résultats de ces travaux d'exploration pourraient nuire à la capacité de Tamarack de vendre ou de fournir du pétrole ou du gaz naturel à ces clients dans l'avenir.

La vaste expérience et les relations au sein du secteur qu'apporte l'équipe de direction de Tamarack permettent à la Société de faire face à la concurrence dans le cadre de l'acquisition de droits de propriété supplémentaires, de la découverte de réserves, de la réalisation de forages et de la conclusion d'ententes commerciales avec des clients. L'équipe de Tamarack a tissé et maintenu des relations de travail étroites avec des partenaires du secteur et des coexploitants éventuels et elle est d'avis qu'elle a l'aptitude pour choisir et évaluer des terrains convenables et pour réaliser des opérations dans un environnement très concurrentiel. La vente de terrains appartenant aux gouvernements provinciaux de l'Alberta et de la Saskatchewan s'effectue selon un processus de soumissions concurrentiel et, pour faire face à la concurrence, Tamarack tente d'établir la valeur des terrains et, en fonction de son évaluation, elle pourrait présenter une offre.

L'équipement de terrain fait également l'objet d'une vive concurrence, et Tamarack continue d'y avoir accès grâce à des ententes conclues antérieurement et à ses relations. L'embauche et le maintien en poste du personnel technique et administratif demeurent des processus concurrentiels, mais Tamarack offre des avantages aux employés en poste et offre aux nouveaux employés l'occasion de participer au capital-actions de la Société, ce qui permet de surmonter ce défi. La Société est d'avis que sa démarche scientifique et intégrée permettant de découvrir des zones prometteuses pour le forage, combinée à ses activités à faible coût, lui confère un avantage concurrentiel distinct.

Employés

Au 31 décembre 2015, Tamarack comptait 20 professionnels à temps plein et six conseillers à temps partiel à son siège administratif de Calgary, en Alberta, et comptait trois employés à temps plein sur le chantier situé à ses bureaux de Wilson Creek, en Alberta.

Diversité économique

Tamarack a assuré la diversité économique de la Société pour ne pas être dépendant en grande partie d'un seul contrat ou d'une seule licence, comme un contrat visant la vente de la majeure partie de ses produits ou services ou l'achat de la majeure partie de ses biens, services ou matières premières, un contrat de franchise ou une licence d'exploitation d'un brevet, d'une formule, d'un secret commercial, d'un procédé ou d'une appellation commerciale.

Modification de contrats

Tamarack ne prévoit raisonnablement pas être touchée par la renégociation ou la résiliation de contrats ou de contrats de sous-traitance.

Gestion des besoins continus en capitaux

Tamarack prévoit consacrer des dépenses en immobilisations considérables liées à l'acquisition, à l'exploration, à la mise en valeur et à l'exploitation de réserves de pétrole et de gaz naturel. Si ses produits d'exploitation ou ses réserves devaient diminuer, Tamarack pourrait être incapable d'engager les capitaux nécessaires pour entreprendre ou achever des programmes de forage, et même si la Société tentait de financer ces activités de la façon la plus prudente possible, rien ne garantit que du financement par emprunt ou par actions sera disponible ou que les flux de trésorerie générés par l'exploitation seront suffisants pour combler ces besoins ou d'autres besoins de la Société, ni que du financement par emprunt ou par actions sera disponible selon des modalités acceptables pour Tamarack. De plus, les activités futures pourraient obliger Tamarack à modifier la structure de son capital de façon importante. Des opérations comportant l'émission de titres pourraient entraîner une dilution. L'incapacité éventuelle de Tamarack à se procurer les capitaux nécessaires à ses activités pourrait nuire à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation ou à ses perspectives. On trouvera de plus amples renseignements sur les besoins en capitaux à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Politiques et responsabilité en matière d'environnement

Le secteur pétrolier et gazier est assujetti à des règlements environnementaux aux termes de diverses lois fédérales et provinciales. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses considérables ou donner lieu à des restrictions en matière d'exploitation, et leur violation peut entraîner la suspension ou la révocation de licences et d'autorisations nécessaires, une responsabilité civile au titre des dommages causés par la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions lourdes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les résultats et la compétitivité.

Les lois et les règlements sur la protection de l'environnement continueront d'avoir des répercussions sur les activités de Tamarack. Tamarack est déterminée à s'acquitter de ses responsabilités en matière de protection de l'environnement, et elle prendra les mesures nécessaires afin de se conformer aux lois environnementales dans tous les territoires où elle exerce ses activités. Tamarack estime que la tendance au resserrement des normes prévues par les lois et les règlements environnementaux devrait vraisemblablement se poursuivre, et, afin de maintenir des activités de qualité, elle s'attend à devoir augmenter ses dépenses, y compris ses dépenses en immobilisations, en raison de ce resserrement des lois sur la protection de l'environnement. Il est impossible de quantifier l'augmentation de ces dépenses pour le moment, mais la situation concurrentielle de Tamarack ne devrait pas être touchée de façon défavorable par les lois et les règlements actuels ou futurs régissant ses activités pétrolières et gazières.

On trouvera de plus amples renseignements sur les règlements environnementaux ayant une incidence sur le secteur pétrolier et gazier aux rubriques « *Situation dans le secteur* » et « *Facteurs de risque* ».

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Date du relevé

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz présenté ci-après (le « **relevé** ») est daté du 1er février 2016. La date d'effet du relevé est le 31 décembre 2015, et sa date d'établissement, le 30 janvier 2016.

Données relatives aux réserves

Tamarack a retenu les services de GLJ pour qu'elle fournisse une évaluation indépendante des réserves prouvées et des réserves prouvées et probables pour l'ensemble de ses terrains, lesquels sont situés au Canada dans les provinces d'Alberta et de la Saskatchewan. L'information présentée ci-après provient du rapport de GLJ, qui a été préparé conformément aux normes contenues dans le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « **manuel COGE** ») et aux définitions de réserves prévues par le Règlement 51–101 et le manuel COGE.

L'estimation de quantités de réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classique et des flux de trésorerie futurs attribuables à ces réserves comporte de nombreuses incertitudes. Les données relatives aux réserves et aux flux de trésorerie connexes qui sont présentées dans les présentes ne sont que des estimations. En général, les estimations de réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classique pouvant être récupérées de manière rentable et des flux de trésorerie nets futurs pouvant en être tirés sont fondées sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme la production historique extraite des terrains, les taux de production, le taux de récupération ultime des réserves, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, la qualité marchande du pétrole et du gaz naturel, les taux de redevance, les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux et les frais d'exploitation futurs, toutes ces estimations pouvant différer sensiblement des résultats qui seront effectivement obtenus. Pour ces raisons, les estimations de réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classique pouvant être récupérées de manière rentable qui sont attribuables à un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves fondée sur le risque de récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs associés à ces réserves établies par divers ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents peuvent varier. La production, les produits d'exploitation, les impôts et les frais de développement et d'exploitation réels de la Société à l'égard de ses réserves pourraient varier de leurs estimations, et les écarts pourraient être importants.

Il ne faudrait pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs qui sont présentées dans les tableaux qui suivent représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels se concrétiseront, et les écarts pourraient être importants. Les estimations de taux de récupération et de réserves relatives aux réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classique de la Société qui sont indiquées dans les présentes ne sont que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classique réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations qui sont indiquées dans les présentes. Se reporter à la rubrique « *Énoncés prospectifs* ».

Les tableaux ci-après résument les réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de la Société de même que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs attribuables à ces réserves au 31 décembre 2015 contenues dans le rapport de GLJ. Les tableaux résument les données figurant dans le rapport de GLJ et, par conséquent, les chiffres peuvent différer légèrement de ceux qui figurent dans ce rapport étant donné qu'ils ont été arrondis.

Le rapport de GLJ repose sur certaines données concernant des faits fournies par la Société ainsi que sur l'opinion de GLJ quant aux pratiques raisonnables dans le secteur. L'étendue et la nature des droits de propriété ainsi que toutes les données concernant des faits se rapportant aux terrains pétroliers et aux contrats de la Société (sauf certains renseignements qui sont du domaine public) ont été fournies par la Société et n'ont pas été vérifiées par GLJ. GLJ a accepté ces données telles qu'elles ont été présentées et n'a pas effectué de recherche de titre ni d'inspection sur le terrain.

Le rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant établi conformément à l'Annexe 51-101A2 et le rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information concernant le pétrole et le gaz établi conformément à l'Annexe 51-101A3 sont reproduits aux annexes A et B des présentes, respectivement.

Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

SOMMAIRE DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ ET VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS EN DATE DU 31 DÉCEMBRE 2015 PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

	RÉSERVES									
	PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN		**PÉTROLE BRUT LOURD**		**GAZ NATUREL CLASSIQUE**		**LIQUIDES DE GAZ NATUREL**		**TOTAL EN ÉQUIVALENT PÉTROLE**	
	Brut (kb)	**Net (kb)**	**Brut (kb)**	**Net (kb)**	**Brut (Mpi^3)**	**Net (Mpi^3)**	**Brut (kb)**	**Net (kb)**	**Brut (kbep)**	**Net (kbep)**
PROUVÉES :										
Développées et exploitées	5 057	4 701	439	336	43 121	38 459	1 645	1 174	14 328	12 620
Développées et inexploitées	41	37	-	-	3 391	2 726	74	47	680	538
Non développées	4 635	4 225	250	198	24 968	23 127	938	767	9 985	9 045
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	**9 733**	**8 963**	**689**	**534**	**71 480**	**64 312**	**2 657**	**1 988**	**24 992**	**22 203**
RÉSERVES PROBABLES	8 583	7 622	585	426	52 590	47 342	2 028	1 495	19 960	17 433
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	**18 315**	**16 585**	**1 274**	**960**	**124 069**	**111 655**	**4 685**	**3 483**	**44 953**	**39 637**

Note :

1) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS, ACTUALISÉS À (%/année)

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (milliers de dollars)	5 % (milliers de dollars)	10 % (milliers de dollars)	15 % (milliers de dollars)	20 % (milliers de dollars)	Valeur unitaire avant impôts, actualisée à 10 % par année[1)] ($/bep)	Valeur unitaire avant impôts, actualisée à 10 % par année[1)] ($/$kpi^3$e)
PROUVÉES :							
Développées et exploitées	212 690	182 858	158 541	139 623	124 886	12,56	2,09
Développées et inexploitées	8 426	4 424	2 729	1 875	1 379	5,07	0,85
Non développées	146 544	94 662	60 381	37 761	22 540	6,68	1,11
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	**367 660**	**281 944**	**221 651**	**179 259**	**148 805**	**9,98**	**1.66**
RÉSERVES PROBABLES	493 485	297 344	193 592	134 389	97 961	11,10	1,85
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	**861 145**	**579 289**	**415 243**	**313 648**	**246 766**	**10,48**	**1,75**

Notes :

1) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes de la Société.
2) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS, ACTUALISÉS À (%/année)

CATÉGORIE DE RÉSERVES	**0 %** (milliers de dollars)	**5 %** (milliers de dollars)	**10 %** (milliers de dollars)	**15 %** (milliers de dollars)	**20 %** (milliers de dollars)
PROUVÉES :					
Développées et exploitées	212 690	182 858	158 541	139 623	124 886
Développées et inexploitées	8 426	4 424	2 729	1 875	1 379

VALEURS ACTUALISÉES NETTES DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS, ACTUALISÉS À (%/année)

CATÉGORIE DE RÉSERVES	0 % (milliers de dollars)	5 % (milliers de dollars)	10 % (milliers de dollars)	15 % (milliers de dollars)	20 % (milliers de dollars)
Non développées	146 544	94 662	60 381	37 761	22 540
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	**367 660**	**281 944**	**221 651**	**179 259**	**148 805**
RÉSERVES PROBABLES	408 873	253 221	168 771	119 578	88 701
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	**776 533**	**535 165**	**390 422**	**298 837**	**237 506**

Notes :

1) Il convient de prendre note que les valeurs actualisées nettes sont fondées sur des hypothèses et des estimations, y compris en ce qui a trait au moment où seront engagées les dépenses en immobilisations, à la déductibilité des comptes fiscaux et à l'applicabilité d'incitatifs fiscaux spéciaux. Rien ne garantit que les prix et les coûts prévisionnels se concrétiseront, et les écarts pourraient être importants. Les taux de récupération et les réserves indiquées dans les présentes en ce qui concerne les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel ne sont que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans les présentes.
2) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS (NON ACTUALISÉS) EN DATE DU 31 DÉCEMBRE 2015 PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION (en milliers de dollars)	REDEVANCES (en milliers de dollars)	COÛTS D'EXPLOITATION (en milliers de dollars)	COÛTS DE DÉVELOPPEMENT DES IMMOBILISATIONS (en milliers de dollars)	COÛTS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT (en milliers de dollars)	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS AVANT IMPÔTS (en milliers de dollars)	IMPÔTS (en milliers de dollars)	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS APRÈS IMPÔTS (en milliers de dollars)
Réserves totales prouvées	1 242 185	117 011	496 729	195 091	65 694	367 660	-	367 660
Réserves totales prouvées et probables	2 472 182	264 070	895 443	365 874	85 649	861 145	84 613	776 533

PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS PAR TYPE DE PRODUCTION EN DATE DU 31 DÉCEMBRE 2015 PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	TYPE DE PRODUCTION	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés à 10 %/année) (en milliers de dollars)	VALEUR UNITAIRE[3] ($/bep)	VALEUR UNITAIRE[3] ($/kpi)
Total des réserves prouvées	Pétrole léger et moyen[1]	168 520	14,04	2,34
	Pétrole lourd[1]	2 725	4,61	0,77
	Gaz naturel classique[2]	50 406	5,25	0,87
	Total	**221 651**	**9,98**	**1,66**
Réserves prouvées et probables	Pétrole léger et moyen[1]	297 495	13,47	2,25
	Pétrole lourd[1]	12 031	11,33	1,89
	Gaz naturel classique[2]	105 717	6,41	1,07
	Total	**415 243**	**10,48**	**1,75**

Notes :

1) Incluant le gaz dissous et les autres sous-produits.
2) Incluant les sous-produits, mais pas les gaz dissous.
3) Les valeurs unitaires sont fondées sur les réserves nettes de la Société.
4) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

Définitions et autres remarques concernant les tableaux relatifs aux données sur les réserves

La détermination des réserves de pétrole et de gaz suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées, probables et possibles ont été définies pour refléter le

niveau de cette incertitude et donner une idée de la probabilité de récupération. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de concepts tels que 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.

Les définitions suivantes s'appliquent aux tableaux présentés à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* » et ailleurs dans la présente notice annuelle :

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

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

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

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

« **réserves prouvées** » : 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.

Dans les gisements multi-puits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories « réserves développées » et « 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 puits, d'installations et d'intervalles d'achèvement particuliers dans le gisement ainsi que du stade auquel se trouvent les réserves, soit le développement ou la production.

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 de 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 estimations de réserves sont présentées. Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

a) il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;

b) il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives;

c) il existe une probabilité d'au moins 10 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives.

Une mesure quantitative des niveaux de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves permet de mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majorité des estimations de réserves sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application des méthodes probabilistes ou déterministes. On trouvera des explications supplémentaires sur les niveaux de certitude se rattachant aux estimations de réserves et sur l'effet de la totalisation dans le manuel COGE.

Les termes suivants, qui sont utilisés dans le rapport de GLJ et dans la présente notice, ont le sens qui leur est attribué ci-après.

« **brut(e)** » :

a) en ce qui concerne la participation de la Société à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la Société », qui représentent sa participation directe (que la Société soit ou non l'exploitant de ces réserves) avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de la Société;

b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels la Société a une participation;

c) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels la Société a une participation.

« **coûts d'abandon et de remise en état** » : tous les coûts associés au processus de rétablissement des sites d'une société occupés par des puits assortis de réserves homologuées ayant été perturbés par des activités pétrolières et gazières, existantes et à venir, dans un état conforme à une norme imposée par les autorités gouvernementales ou réglementaires compétentes.

« **frais de développement** » : frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage du pétrole et du gaz des réserves. Plus précisément, les frais de développement, y compris la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de développement, sont les frais engagés :

a) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris l'arpentage des puits visant à déterminer les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour développer les réserves;

b) pour forer, compléter et équiper les puits de développement, les puits d'essai stratigraphique de développement et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, le matériel de pompage et les têtes de mise en production;

c) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production, comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de recyclage et de traitement du gaz naturel et les systèmes centraux de services et d'évacuation des déchets;

d) pour se doter de systèmes de récupération améliorée.

« **frais d'exploration** » : frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût du forage de puits d'exploration et de puits d'essai stratigraphique 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 portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres frais liés aux activités d'exploration, sont les suivants :

a) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les études, des salaires et autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant ces études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « frais géologiques et géophysiques »);

b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les redevances d'ajournement, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur les bénéfices et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres et à la conservation des titres et des contrats de concession;

c) les contributions au forage de puits secs et les contributions aux termes de contrats de fonds de trou;

d) le coût de forage, de complétion et d'équipement des puits d'exploration;

e) le coût du forage de puits d'essai stratigraphique d'exploration.

« **gaz associé** » : calotte de gaz sous-jacente à un gisement de pétrole brut dans un réservoir.

« **net(te)** » :

a) en ce qui concerne la participation de la Société à la production ou aux réserves, sa participation directe (que la Société soit ou non l'exploitant de ces réserves) après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de la Société sur la production ou les réserves;

b) en ce qui concerne la participation de la Société dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de la Société dans chacun de ses puits bruts;

c) en ce qui concerne la participation de la Société dans un terrain, la superficie totale sur laquelle la Société a une participation, multipliée par la participation directe détenue par la Société.

« **pétrole brut** » ou « **pétrole** » : mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures, qui est récupérable au moyen d'un puits foré dans un réservoir souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé, exception faite du gaz dissous et des liquides de gaz naturel.

« **produits d'exploitation nets futurs** » : prévision des produits d'exploitation, estimée au moyen de prix et coûts prévisionnels ou de prix et coûts constants, découlant du développement et de la production prévues des ressources, déduction faite des redevances, des frais d'exploitation, des frais de développement et des coûts d'abandon et de remise en état connexes.

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

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

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

Hypothèses de prix

Les tableaux suivants présentent les prix de référence et les taux d'inflation hypothétiques au 31 décembre 2015 qui ont été utilisés dans le rapport de GLJ pour estimer les données relatives aux réserves. GLJ est un évaluateur de réserves qualifié indépendant. L'information présentée dans le tableau sommaire ci-après est fondée sur la moyenne des hypothèses de prix préparées par trois évaluateurs de réserves externes indépendants.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, Tamarack a obtenu des prix de vente moyens pondérés de 52,06 $/b pour le pétrole brut léger et moyen, de 41,98 $/b pour le pétrole lourd, de 19,49 $/b pour les liquides de gaz naturel et de 2,85 $/kpi^3 pour le gaz naturel. Le prix moyen réalisé selon un total en équivalent pétrole s'est établi à 34,43 $/bep.

SOMMAIRE DES PRIX ET DES HYPOTHÈSES CONCERNANT LES TAUX D'INFLATION
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

	PÉTROLE BRUT				GAZ NATUREL CLASSIQUE	LIQUIDES DE GAZ NATUREL				
Exercice	WTI Cushing Oklahoma ($ US/b)	Prix nominal à Edmonton 40^0 API ($ CA/b)	Hardisty Bow River 25^0 API ($ CA/b)	Lourd à Hardisty 12^0 API ($ CA/b)	Prix au comptant AECO/NIT[1] ($ CA/Mbtu)	Propane à Edmonton ($ CA/b)	Butane à Edmonton ($ CA/b)	Edmonton C5+ ($ CA/b)	TAUX D'INFLATION %/année	TAUX DE CHANGE ($ US/$ CA)
Prévision										
2016	44,67	55,89	45,21	39,20	2,57	9,76	38,73	60,16	0,7	0,7350
2017	55,20	66,47	55,20	48,55	3,14	15,88	46,91	70,95	1,3	0,7667
2018	63,47	73,21	61,05	53,85	3,47	24,09	52,58	78,05	1,8	0,8017
2019	71,00	81,35	68,23	60,36	3,80	30,49	59,42	86,58	1,8	0,8167
2020	74,77	84,57	71,34	63,29	3,99	33,69	62,81	90,00	1,8	0,8333
2021	78,24	87,88	74,38	66,11	4,13	34,95	65,25	93,46	1,8	0,8417
2022	81,75	92,01	78,16	69,59	4,30	36,45	68,33	97,79	1,8	0,8417
2023	85,37	96,24	81,92	73,02	4,48	38,06	71,46	102,23	1,8	0,8417
2024	87,32	98,17	84,07	75,12	4,60	38,79	72,90	104,29	1,8	0,8417
2025	88,90	99,94	85,59	76,49	4,70	39,50	74,22	106,16	1,8	0,8417
2026	90,54	101,79	87,16	77,90	4,79	40,23	75,58	108,13	1,8	0,8417
2027	92,22	103,69	88,78	79,33	4,88	40,96	76,98	110,14	1,8	0,8417
2028	93,90	105,55	90,39	80,78	4,96	41,70	78,38	112,12	1,8	0,8417
2029	95,62	107,49	92,05	82,24	5,05	42,45	79,81	114,18	1,8	0,8417
2030	97,40	109,49	93,76	83,79	5,15	43,21	81,31	116,31	1,8	0,8417
2031+	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	+1,8 %/an	1,8	0,8417

Note :

1) Le prix au comptant de l'AECO correspond à la moyenne du prix au comptant le même jour pour la période.

Rapprochement des réserves

Le tableau suivant présente le rapprochement du total des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves prouvées et probables au 31 décembre 2015 par rapport au 31 décembre 2014, selon des prix et des coûts prévisionnels.

RAPPROCHEMENT DES RÉSERVES BRUTES PAR TYPE DE PRODUIT PRINCIPAL
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

	PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN			PÉTROLE BRUT LOURD			LIQUIDES DE GAZ NATUREL		
	Réserves prouvées (Mb)	Réserves probables (Mb)	Réserves prouvées et probables (Mb)	Réserves prouvées (Mb)	Réserves probables (Mb)	Réserves prouvées et probables (Mb)	Réserves prouvées (Mb)	Réserves probables (Mb)	Réserves prouvées et probables (Mb)
31 décembre 2014	**8 485**	**8 069**	**16 555**	**17**	**7**	**24**	**1 469**	**1 427**	**2 895**
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensions et récupération améliorée	1 354	(202)	1 152	-	-	-	485	(31)	454
Révisions techniques	(564)	(441)	(1 005)	902	578	1 480	279	98	376
Acquisitions[1)]	1 892	1 213	3 105	-	-	-	758	589	1 348
Cessions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facteurs économiques	(84)	(57)	(141)	-	-	-	(67)	(54)	(121)
Production	(1 350)	-	(1 350)	(230)	-	(230)	(267)	-	(267)
31 décembre 2015	**9 733**	**8 583**	**18 315**	**689**	**585**	**1 274**	**2 657**	**2 028**	**4 685**

	GAZ NATUREL CLASSIQUE			BEP		
	Réserves prouvées (Mpi^3)	Réserves probables (Mpi^3)	Réserves prouvées et probables (Mpi^3)	Réserves prouvées (Mb)	Réserves probables (Mb)	Réserves prouvées et probables (Mb)
31 décembre 2014	**42 985**	**39 591**	**82 576**	**17 135**	**16 101**	**33 236**
Découvertes	-	-	-	-	-	-
Extensions et récupération améliorée	12 206	(1 751)	10 455	3 873	(525)	3 348
Révisions techniques	5 197	420	5 617	1 483	305	1 788
Acquisitions[1)]	21 205	16 493	37 698	6 184	4 551	10 735
Cessions	(27)	(30)	(57)	(5)	(5)	(10)
Facteurs économiques	(2 724)	(2 133)	(4 857)	(605)	(467)	(1 072)
Production	(7 362)	-	(7 362)	(3 074)	-	(3 074)
31 décembre 2015	**71 480**	**52 590**	**124 069**	**24 992**	**19 960**	**44 953**

Note :

1) Comprend les ajouts de réserves provenant des puits productifs qui ont été creusés sur l'affermage de la formation Cardium de la Société.
2) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

Autre information concernant les données relatives aux réserves

Réserves non développées

Le texte qui suit expose de façon générale le fondement sur lequel Tamarack attribue les réserves prouvées et probables non développées et ses plans de développement de ces réserves non développées. Les réserves non développées sont attribuées par GLJ conformément aux normes et procédures prévues dans le manuel COGE.

a) Réserves prouvées non développées

Les réserves prouvées non développées désignent généralement les réserves associées aux unités de forage d'écartement situées directement à proximité de réserves en exploitation, dans la mesure où la continuité géologique a été démontrée. On prévoit développer la majeure partie des réserves prouvées non développées au cours des trois prochaines années. Toutefois, si la conjoncture économique n'est pas propice au développement de ces réserves pendant cette période, Tamarack pourrait, à son appréciation, en reporter le développement. Un certain nombre de facteurs pourraient retarder les plans de développement ou entraîner leur annulation, notamment l'évolution de la conjoncture économique et des conditions techniques, des problèmes d'accès à la surface, la disponibilité des services et l'accès aux pipelines et aux installations de traitement.

Année	Pétrole brut léger et moyen (kb)		Pétrole brut lourd (kb)		Gaz naturel (Mpi^3)		Liquides de gaz naturel (kb)		Équivalent de pétrole (kbep)	
	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année
Avant[2]	1 676	2 181	-	-	1 183	2 283	54	137	1 927	2 698
2013	1 243	2 624	-	-	3 410	4 748	178	243	1 989	3 658
2014	1 588	3 628	-	-	5 091	9 488	166	279	2 603	5 489
2015	1 337	4 635	44	250	14 121	24 968	563	938	4 298	9 985

Notes :

1) Indique les réserves qui sont attribuées pour la première fois au cours de cet exercice se terminant à la date de prise d'effet.
2) 2012 était la première année où les réserves de Tamarack étaient attribuées de cette façon.

b) Réserves probables non développées

Les réserves probables non développées désignent généralement des réserves vérifiées ou considérées, par analogie, comme étant exploitables, des emplacements de forage intercalaires et des terrains contigus à des emplacements en exploitation. On prévoit que ces réserves seront en développement dans un délai de quatre ans. Tamarack peut reporter le développement de ces réserves à son appréciation. Un certain nombre de facteurs pourraient retarder les plans de développement ou entraîner leur annulation, notamment l'évolution de la conjoncture économique et des conditions techniques, des problèmes d'accès à la surface, la disponibilité des services et l'accès aux pipelines et aux installations de traitement.

Année	Pétrole brut léger et moyen (kb)		Pétrole brut lourd (kb)		Gaz naturel (Mpi^3)		Liquides de gaz naturel (kb)		Équivalent de pétrole (kbep)	
	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année	Première attribution[1]	Cumulatif à la fin de l'année
Avant[2]	1 367	1 917	25	25	2 615	5 299	135	244	1 964	3 070
2013	2 584	3 849	-	25	6 628	10 607	329	488	4 018	6 130
2014	3 023	6 261	-	-	16 137	26 225	564	938	6 276	11 570
2015	1 218	6 766	133	386	16 864	35 653	630	1 394	4 792	14 488

Notes :

1) Indique les réserves qui sont attribuées pour la première fois au cours de cet exercice se terminant à la date de prise d'effet.
2) 2012 était la première année où les réserves de Tamarack étaient attribuées de cette façon.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'estimation des réserves est un processus complexe. Elle nécessite la formulation de jugements et la prise de décisions d'importance d'après les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations peuvent changer considérablement à mesure que des données supplémentaires sur les activités de développement en cours et la production deviennent disponibles et que les conditions économiques ayant une incidence sur les prix du pétrole et du gaz et les coûts évoluent. Les estimations des réserves contenues dans les présentes sont fondées sur les prévisions en vigueur au moment en cause concernant la production, les prix et la conjoncture économique.

Les estimations des réserves changent également au fur et à mesure que la situation évolue et que des données supplémentaires deviennent disponibles. Les estimations sont examinées et révisées, à la hausse ou à la baisse, en fonction des nouvelles données.

Tamarack ne prévoit pas que des facteurs économiques importants ou des incertitudes importantes auront une incidence sur des éléments en particulier de ses données relatives aux réserves, ses réserves peuvent être touchées de façon importante par la fluctuation du prix des marchandises, les dépenses en immobilisations, les frais d'exploitation, les régimes de redevances et d'autres restrictions gouvernementales et le rendement des puits sur lesquels elle n'a aucun contrôle. Se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* » pour de plus amples renseignements.

Tous les efforts raisonnables sont déployés pour s'assurer que les estimations des réserves sont exactes, mais l'estimation des réserves demeure un processus inférentiel. Par conséquent, les décisions de nature subjective, les nouvelles données relatives à la géologie ou à la production et l'évolution du contexte peuvent avoir une incidence sur ces estimations. Les estimations des réserves peuvent être révisées en raison de la variation des prix du pétrole et du gaz à la fin de l'exercice et du rendement d'un réservoir. Ces révisions peuvent se faire à la hausse ou à la baisse.

Frais de développement futurs

Les tableaux suivants présentent les frais de développement déduits dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables, selon des prix et des coûts prévisionnels.

	PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS (en milliers de dollars)	
Exercice	**Total des réserves prouvées**	**Total des réserves prouvées et probables**
2016	18 903	32 319
2017	65 160	84 869
2018	55 113	95 618
2019	33 146	81 064
2020	22 610	71 676
2021	-	160
2022	-	-
2023	-	-
2024	-	-
2025	115	-
2026	-	-
2027	-	-
Sous-total	195 046	365 705
Reste	45	169
Total	195 091	365 874
Actualisation de 10 %	156 450	284 604

Note :

1) Les frais de développement futurs indiqués ont trait aux réserves comptabilisées dans le rapport de GLJ et ne représentent pas nécessairement le budget d'exploration et de développement total de la Société.

Tamarack dispose généralement de trois sources de financement pour financer son programme de dépenses en immobilisations : les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation, le financement par emprunt, quand la situation s'y prête, et l'émission de nouveaux titres de participation, sous réserve de modalités favorables.

La Société prévoit financer son programme d'immobilisations de 2016 au moyen des flux de trésorerie internes, des liquidités disponibles et d'emprunts possibles, bien que le programme ait été structuré de façon à maintenir la vigueur du bilan. Tamarack pourrait également effectuer un placement de titres de participation, sous réserve de modalités favorables. La direction ne s'attend pas à ce que les coûts du financement aient une incidence importante sur les

réserves et les produits d'exploitation nets futurs présentés par Tamarack, ni à ce qu'ils rendent non rentable le développement de ses terrains.

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Le texte qui suit est une description des principaux terrains pétroliers et gaziers de Tamarack qui sont en cours de production ou de développement en date du 31 décembre 2015. Les renseignements sur la production actuelle représentent une moyenne, déduction faite de sa participation directe, à moins d'indication contraire.

Voici une carte indiquant l'emplacement des principaux terrains.

Les terrains pétroliers et gaziers de Tamarack sont tous situés à terre, principalement en Alberta, alors que des actifs peu importants sont situés en Saskatchewan. Une description des terrains pétroliers et gaziers importants au 31 décembre 2015 est présentée ci-après. Les puits productifs et non productifs de Tamarack, ainsi que la participation directe connexe, sont présentés dans un tableau qui suit les descriptions des terrains.

Gisements Cardium et Viking en Alberta

<u>Secteur de Cardium – Wilson Creek/Alder Flats</u>

Tamarack a une participation dans 227,3 (171,4 net) sections de terrain dans le secteur Wilson Creek / Alder Flats de l'Alberta. À la fin de l'exercice 2015, la Société disposait de réserves prouvées développées et exploitées de 9 800 kbep et de réserves prouvées et probables de 30 196 kbep qui ont été homologuées pour 184 puits en production

(160,8 net) pour le gisement de Cardium et 96 puits en production (53,6 net) dans d'autres zones, dont une participation de 52 % dans l'installation gazière de Pekisko. Un nombre de 51 (44,4 net) emplacements de forage pour des réserves prouvées non développées étaient inclus dans l'évaluation. Tamarack exploite deux installations pétrolières, dont une d'une capacité de 3 800 barils par jour et l'autre, de 1 000 barils par jour, elle est propriétaire à 52 % d'une installation gazière qui produit 30 millions de pieds cubes par jour et elle a une participation de 100 % dans une installation gazière qui produit 6 millions de pieds cubes par jour. Les deux installations pétrolières exploitées sont reliées par pipeline au pipeline Pembina.

Secteur de Cardium – Pembina/Garrington/Lochend

Tamarack a une participation dans 45,7 (27,6 net) sections de terrain dans les secteurs Pembina, Garrington et Lochend de l'Alberta. À la fin de l'exercice 2015, les réserves prouvées développées et exploitées de 1 577 kbep et les réserves prouvées et probables de 5 794 kbep ont été homologuées pour 34 (20,5 net) puits productifs. Un nombre de 19 (12,0 net) emplacements de forage pour des réserves prouvées non développées étaient inclus dans l'évaluation.

Secteur de Viking – Redwater/Westlock

Tamarack a une participation dans 60,1 (55,1 net) sections de terrain dans les secteurs Redwater et Westlock de l'Alberta. Des réserves prouvées développées et exploitées de 971 kbep et des réserves prouvées et probables de 4 522 kbep ont été homologuées pour 98 (80,5 net) puits productifs. Un nombre de 42 (33,8 net) emplacements de forage pour des réserves prouvées non développées étaient inclus dans l'évaluation. Tamarack transporte par camion la totalité de sa production dans ce secteur vers différents points de vente près de la ville d'Edmonton, en Alberta.

Pétrole lourd de la Saskatchewan

Pétrole lourd – Hatton

Tamarack a une participation dans 33,3 (33,3 net) sections de terrain dans le secteur Hatton en Saskatchewan. Des réserves prouvées développées et exploitées de 480 kbep et des réserves prouvées et probables de 1 381 kbep ont été homologuées pour 7 (7,0 net) puits productifs. Un nombre de 4 (4,0 net) emplacements de forage pour des réserves prouvées non développées étaient inclus dans l'évaluation. Tamarack exploite une installation pétrolière produisant 1 200 barils par jour dans le secteur Hatton.

Puits de pétrole et de gaz naturel

Le tableau suivant présente le nombre des puits dans lesquels la Société détenait une participation directe au 31 décembre 2015 ainsi que le statut de ces puits.

	PUITS DE PÉTROLE BRUT				**PUITS DE GAZ NATUREL**			
	Productifs		**Non productifs**		**Productifs**		**Non productifs**	
	Bruts	**Net**	**Bruts**	**Net**	**Bruts**	**Net**	**Bruts**	**Net**
Secteur de Cardium	241	198	71	57,4	97	53,6	35	18
Secteur de Viking	97	81,2	13	13	1	0,5	4	3,5
Secteur du pétrole lourd	6	6	6	6	-	-	-	-
Autre	10	8,7	10	9,3	327	269,2	136	84,5
Total	**354**	**293,9**	**100**	**85,7**	**425**	**323,3**	**175**	**106**

Notes :

1) Les puits de Tamarack sont tous situés à terre, en Alberta et en Saskatchewan.
2) Les puits de pétrole et de gaz naturel inexploités qui sont en mesure de générer une production mais qui ne sont pas actuellement exploités seront réévalués en fonction des prix futurs des produits, de leur distance par rapport aux installations, des programmes d'exploration et de développement futurs et de l'accès aux capitaux.

Terrains développés et non développés

	SUPERFICIE NON DÉVELOPPÉE (en acres)		SUPERFICIE DÉVELOPPÉE (en acres)		SUPERFICIE TOTALE (en acres)	
	Brute	**Nette**	**Brute**	**Nette**	**Brute**	**Nette**
Alberta	229 795	177 126	236 675	161 516	466 470	338 642
Saskatchewan	34 976	34 976	6 895	6 244	41 872	41 220
Total	264 771	212 102	243 570	167 760	508 342	379 862

Au 31 décembre 2015, Tamarack détenait des terrains non développés de 264 771 acres bruts (107 149 hectares bruts) et 212 102 acres nettes (85 835 hectares nets) en Alberta et en Saskatchewan. Aucune réserve n'a été attribuée à ces terrains. La Société n'a aucun engagement de travail à l'égard de ces terrains. Tamarack prévoit que les droits visant 18 300 acres brutes (17 980 acres nettes) expireront en 2016.

Pour calculer les superficies brutes et nettes, Tamarack compte une superficie deux fois si elle détient aux termes de baux distincts des intérêts dans des formations prometteuses séparées situées sous la même superficie. Elle compte une superficie une fois si elle détient aux termes d'un seul bail des intérêts dans des formations prometteuses séparées situées sous la même superficie. Une seule section de terrains de Tamarack comporte deux zones prometteuses distinctes; toutefois, étant donné qu'elles sont visées par un seul bail, la superficie a été comptée une seule fois.

Contrats à terme

Tamarack est exposée à des risques liés au marché découlant de la fluctuation du prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt dans le cours normal des activités. Tamarack peut recourir à certains instruments financiers dérivés afin de réduire son exposition à la fluctuation du prix des marchandises, d'augmenter la certitude des fonds provenant des activités et de protéger les paramètres de forage économiques des acquisitions et du développement. Ces instruments financiers sont conclus uniquement à des fins de couverture et ne sont pas utilisés à des fins de négociation ou à d'autres fins spéculatives. La Société s'expose à des pertes si les cocontractants à ces instruments dérivés manquent à leurs obligations, mais elle gère ce risque grâce à la diversification de son portefeuille d'instruments dérivés parmi plusieurs cocontractants en santé financière.

Une liste des instruments financiers dérivés de la Société au 31 décembre 2015 figure à la note 5 c) des notes afférentes aux états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014.

Horizon fiscal

Tamarack n'a pas eu à payer d'impôt au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Compte tenu de sa stratégie consistant à réinvestir la totalité des flux de trésorerie générés à l'interne dans un programme d'exploration et de développement ainsi que des prix des marchandises employés dans le rapport de GLJ, Tamarack estime qu'elle n'aura pas d'impôts à payer avant un certain temps après 2018.

Coûts et frais engagés

Le tableau suivant présente les coûts d'acquisition de terrains, les frais d'exploration et les frais de développement, déduction faite des aliénations de terrains, qui ont été engagés par Tamarack au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Dépense	**Exercice clos le 31 décembre 2015 (en milliers de dollars)**
Coûts d'acquisition des terrains – non prouvés[1)]	402,6
Coûts d'acquisition des terrains – prouvés[2)]	44 828,5
Coûts d'acquisition de l'entreprise	-
Coûts d'exploration[3)]	440,8

Dépense	Exercice clos le 31 décembre 2015 (en milliers de dollars)
Coûts de développement[4)5)]	60 644,7
Autres	1 114,6
Total	107 431,2

Notes :

1) Coût du terrain acquis et des locations non productives sur ces terrains.
2) Déduction faite des aliénations.
3) Dépenses en immobilisation relatives aux études géologiques et géophysiques et coûts de forage pour les puits d'exploration.
4) Les coûts de développement comprennent les coûts de forage de développement et le coût du matériel, du raccordement et de l'installation pour l'ensemble des puits.
5) Déduction faite des crédits de forage.

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente le nombre net et le nombre brut de puits de développement complétés par Tamarack au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

	Puits de développement	
	Bruts	**Nets**
Pétrole léger et moyen	17,0	15,6
Pétrole lourd	-	-
Gaz naturel	-	-
Service	-	-
Secs et abandonnés	-	-
Essai stratigraphique	-	-
Total	**17,0**	**15,6**

En 2016 et en fonction des niveaux de prix des marchandises, la Société prévoit creuser environ 12 (10,3 net) puits dans son secteur Wilson Creek/Alder Flats en Alberta et continuera de mettre l'accent sur le forage de puits qui produiront les taux de rendement les plus élevés tout en respectant le reste de ses engagements d'affermage pour 2016. Se reporter à la rubrique « *Faits récents* ».

Coûts de repérage, de développement et d'acquisition

Le tableau suivant résume les coûts de repérage, de développement et d'acquisition de Tamarack pour les périodes indiquées.

($/bep)[1)2)3)4)]	**2015**	**2014**	**2013**	**Moyenne sur trois ans**
Réserves prouvées				
Coût de repérage, de développement et d'acquisition	**13,26**	38,98	31,20	26,22
Coûts de repérage et de développement	**10,95**	37,66	33,20	24,43
Coûts d'acquisition	**15,04**	39,96	30,45	27,42
Réserves prouvées et probables				
Coût de repérage, de développement et d'acquisition	**7,20**	27,50	23,96	19,27
Coûts de repérage et de développement	**(4,06)**	27,25	26,81	17,04
Coûts d'acquisition	**11,46**	27,68	23,36	20,28

Notes :

1) On calcule les coûts de repérage, de développement et d'acquisition en divisant le capital total par les ajouts de réserves au cours de la période visée. Le capital total comprend aussi bien les dépenses en immobilisations engagées que les changements touchant le capital de développement futur qui sont

nécessaires pour amener en production les réserves prouvées non développées et les réserves probables au cours de la période visée. Les ajouts de réserves correspondent à la différence entre les réserves au début et à la fin de la période visée, à l'exclusion de la production.

2) Comprend les changements touchant les dépenses en immobilisations futures relatives au développement.
3) Bien que le Règlement 51-101 exige que les effets des acquisitions et des aliénations soient exclus du calcul des coûts de repérage et de développement, les coûts de repérage, de développement et d'acquisition ont été présentés puisque les acquisitions et les aliénations peuvent avoir une incidence importante sur les coûts de remplacement permanents des réserves de la Société et que l'exclusion de ces montants pourrait fausser le portrait de la structure de coûts de la Société. On a présenté ci-dessus les coûts de repérage et de développement, aussi bien en incluant qu'en excluant les acquisitions et les aliénations.
4) Le total des coûts d'exploration et de développement engagés au cours du dernier exercice et le changement survenu au cours de l'exercice dans les dépenses en immobilisations futures estimatives relatives au développement ne tiendront généralement pas compte du total des coûts de repérage et de développement liés aux ajouts de réserve pour l'exercice.

Les coûts de repérage et de développement ne sont pas nécessairement calculés de la même façon par tous les émetteurs. Par conséquent, ils ne devraient pas être utilisés pour comparer les différents émetteurs. Se reporter à la rubrique « *Conventions* ».

Estimations de la production

Le tableau suivant présente la prévision de la production pour la première année des volumes de production de la participation directe de Tamarack (brute revenant à la Société) pour chaque type de produit estimé par GLJ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, qui figure dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs indiquée dans les tableaux de prix prévisionnels figurant ci-dessus à la rubrique « *Données relatives aux réserves* ».

	Données brutes pour le pétrole brut léger et moyen (b/j)	**Données brutes pour le pétrole brut lourd (b/j)**	**Données brutes pour le gaz naturel classique (kpi³/j)**	**Données brutes pour les liquides de gaz naturel (b/j)**	**Données brutes pour le baril d'équivalent de pétrole (bep/j)**
Total des réserves prouvées					
Wilson Creek	2 034	-	9 298	428	4,011
Alder Flats	161	-	6 041	228	1,396
Autres terrains	895	650	7 840	132	2,983
Total	**3,090**	**650**	**23 178**	**787**	**8 390**
Total des réserves prouvées et probables					
Wilson Creek	2 311	-	9 841	449	4,400
Alder Flats	222	-	8 242	308	1,904
Autres terrains	959	845	8 405	145	3,350
Total :	**3,492**	**845**	**26 488**	**902**	**9 654**

Note :

1) Le total des colonnes est arrondi et risque de ne pas correspondre au résultat de l'addition.

Historique de production de 2015

Le tableau suivant présente, pour chaque trimestre de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la part du volume de production quotidien moyen revenant à Tamarack, avant les redevances, ainsi que les prix obtenus, les redevances payées, les frais de production engagés et les rentrées nettes par unité de volume pour chaque type de produit.

	Trimestre clos le				Exercice clos
	31 mars 2015	30 juin 2015	30 sept. 2015	31 déc. 2015	le 31 déc. 2015
Production quotidienne moyenne[1)]					
Pétrole léger et moyen (b/j)	4 029	3 029	3 499	4 258	3 703
Pétrole lourd (b/j)	498	627	660	620	602
Gaz naturel (kpi³/j)	17 864	16 972	22 005	23 229	20 038
Liquides de gaz naturel (b/j)	588	507	890	1 218	803
Total (bep/j)	8 092	6 992	8 717	9 968	8 448
Prix de production nette moyenne obtenus					
Pétrole léger et moyen ($/b)	48,33	61,21	54,39	47,16	52,06
Pétrole lourd ($/b)	39,18	51,73	49,15	26,79	41,98
Gaz naturel ($/kpi³)	2,91	2,80	3,04	2,66	2,85

Prix de production nette moyenne obtenus					
Liquides de gaz naturel ($/b)	25,43	25,87	13,78	18,22	19,49
Total ($/bep)	34,75	39,82	34,64	30,23	34,43
Redevances versées					
Pétrole léger et moyen ($/b)	4,33	3,60	3,96	3,33	3,8
Pétrole lourd ($/b)	9,32	12,74	13,91	8,01	11,14
Gaz naturel ($/kpi^3)	0,29	0,09	0,25	0,05	0,17
Liquides de gaz naturel ($/b)	5,80	7,27	5,11	6,13	5,97
Total ($/bep)	3,78	3,45	3,81	2,8	3,43
Coûts de production[2)3)4)]					
Pétrole léger et moyen ($/b)	10,79	11,73	11,82	11,45	11,45
Pétrole lourd ($/b)	24,36	17,96	29,43	20,41	23,08
Gaz naturel ($/kpi^3)	0,51	0,37	0,57	0,38	0,46
Liquides de gaz naturel ($/b)	-	-	-	-	-
Total ($/bep)	12,55	12,43	14,05	12,2	12,81
Rentrée nette					
Pétrole léger et moyen ($/b)	33,21	45,88	38,62	32,38	36,81
Pétrole lourd ($/b)	5,50	21,04	5,81	(1,62)	7,77
Gaz naturel ($/kpi^3)	2,12	2,34	2,22	2,23	2,22
Liquides de gaz naturel ($/b)	19,63	18,60	8,68	12,09	13,52
Total ($/bep)	18,42	23,94	16,78	15,23	18,19

Notes :

1) Avant la déduction des redevances.
2) Les coûts de production sont composés de coûts directs engagés pour l'exploitation des puits de pétrole et de gaz naturel. Plusieurs hypothèses sont requises pour répartir ces coûts entre les types de produits.
3) La récupération des frais d'exploitation associés aux terrains exploités est imputée aux coûts de production et comptabilisée en tant que réduction des coûts généraux et des coûts administratifs.
4) Les coûts de production attribuables aux liquides de gaz naturel ont été inclus dans les montants des coûts de production du pétrole léger et moyen et du gaz naturel.

Le tableau suivant présente les volumes de production quotidiens moyens pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 pour les principaux terrains de Tamarack.

Terrain	Pétrole léger et moyen (b/j)	Pétrole lourd (b/j)	Gaz naturel (kpi^3/j)	Liquides de gaz naturel (b/j)	Total (bep/j)
Secteur de Cardium	2 989	-	14 198	774	6 130
Secteur de Viking	692	-	255	1	736
Secteur du pétrole lourd	-	602	255	-	644
Autres	22	-	5 330	28	938
TOTAL	**3 703**	**602**	**20 038**	**803**	**8 448**

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Tamarack est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires ainsi qu'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Au 23 mars 2016, 114 937 425 actions ordinaires et aucune action privilégiée sont émises et en circulation. Le texte qui suit résume les droits, privilèges, restrictions et conditions qui se rattachent à ces titres.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont les droits suivants : i) le droit d'exprimer une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf celles auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie particulière d'actions sont habiles à voter; ii) sous réserve des droits prioritaires et des privilèges se rattachant à toute autre catégorie d'actions de la Société, le droit de recevoir les dividendes déclarés par la Société; et iii) sous réserve des droits prioritaires et des privilèges se rattachant à toute autre catégorie d'actions de la Société, le droit de recevoir le reliquat des biens et des actifs de la Société si cette dernière est dissoute.

Actions privilégiées pouvant être émises en séries

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Les actions privilégiées peuvent, à tout moment et à l'occasion, être émises en une ou en plusieurs séries comprenant chacune le nombre d'actions fixé, avant l'émission de ces actions, par résolution du conseil d'administration. Sous réserve des dispositions de l'ABCA, le conseil d'administration peut, par voie de résolution, fixer à l'occasion avant l'émission des actions, la désignation de chaque série d'actions privilégiées ainsi que les droits, privilèges, restrictions et conditions s'y rattachant.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Cours et volume des opérations

Les actions ordinaires sont inscrites aux fins de négociation à la TSX sous le symbole « TVE ». Le tableau suivant présente la fourchette des cours et le volume des opérations sur les actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

	Fourchette des cours ($ par action ordinaire)		
2015	**Haut**	**Bas**	**Volume**
Janvier	3,94 $	2,75 $	7 623 442
Février	4,45 $	3,51 $	6 396 887
Mars	4,46 $	3,50 $	4 963 550
Avril	4,80 $	4,05 $	6 105 684
Mai	4,67 $	3,57 $	9 464 115
Juin	4,03 $	3,48 $	8 884 837
Juillet	3,58 $	2,51 $	7 335 671
Août[1)]	2,89 $	1,83 $	6 502 520
Septembre	2,73 $	2,21 $	10 117 821
Octobre	3,25 $	2,22 $	13 937 520
Novembre	3,15 $	2,64 $	5 961 032
Décembre	3,05 $	2,58 $	6 913 463
2016			
Janvier	3,29 $	2,16 $	7 499 917
Février	3,57 $	2,87 $	7 851 003
Du 1er au 23 mars	3,80 $	2,98 $	11 196 665

Note :

1) Le 24 août 2015, dans le cadre du passage de Tamarack à la TSX, les actions ordinaires ont fait l'objet d'une radiation volontaire de la cote de la TSX–V et ont commencé à être négociées à la TSX. Tous les cours précédant ce moment-là sont ceux de la TSX-V.

Ventes ou placements antérieurs

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a attribué au total 727 000 options conférant chacune à leur titulaire le droit d'acquérir une action ordinaire. Le tableau suivant présente les détails de ces options.

Options attribuées

Date d'octroi	Nombre d'options émises[1)]	Prix d'exercice ($)
14 novembre 2014	7 000	4,38
2 avril 2015	50 000	4,15
25 juillet 2015	100 000	2,62
18 décembre 2015	570 000	2,75
Total :	**727 000**	2,84

Note :

1) Chaque option confère à son titulaire le droit d'acquérir, à l'exercice, une action ordinaire conformément au régime d'options d'achat d'actions de la Société.

Sauf comme il est indiqué ci-après, aucun titre non inscrit supplémentaire de la Société n'a été émis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Attributions de droits à la valeur d'actions assujetties à des restrictions

Le 18 décembre 2015, la Société a attribué 1 416 000 droits à la valeur d'actions assujetties à des restrictions (les « **DVAAR** ») aux termes de son régime de droits à la valeur d'actions assujetties à des restrictions (le « **régime de DVAAR** »). De plus, le 2 avril 2015, la Société a attribué 25 000 DVAAR et, le 27 juillet 2015, elle en a attribué 18 000. En 2015, 4 333 DVAAR ont été exercés. En date du 31 décembre 2015, 1 861 167 DVAAR étaient en cours. Chaque DVAAR confère à son titulaire le droit de recevoir, à l'exercice, une action ordinaire conformément au régime de DVAAR. Le tiers d'une attribution de DVAAR s'acquiert à chacun des premier, deuxième et troisième anniversaires de la date d'attribution.

Actions privilégiées de TAC

Le 17 juin 2010, dans le cadre de l'opération de restructuration, 2 024 273 actions privilégiées du capital de PrivateCo ont été échangées par certains anciens actionnaires de PrivateCo contre 2 024 273 actions privilégiées (les « **actions privilégiées de TAC** ») de TAC (auparavant Tango Acquisition Corp.). Selon les modalités d'une convention d'échange conclue entre la Société et chaque porteur d'actions privilégiées de TAC, la Société peut acheter chaque action privilégiée de TAC moyennant un paiement en espèces correspondant à leur valeur « dans le cours » ou une contrepartie en actions ordinaires équivalentes dans les cas suivants : a) s'il survient un « changement de contrôle » (*change of control*) de Tamarack (terme défini dans le régime d'options d'achat d'actions de Tamarack), b) si le porteur cesse d'être un administrateur, un dirigeant, un employé ou un consultant de Tamarack pour un autre motif que son décès ou une invalidité permanente, c) en cas de décès ou d'invalidité du porteur d'actions privilégiées de TAC et d) si les actions ordinaires se négocient à une prime de 300 % par rapport au prix d'exercice équivalant à 3,12 $ par action ordinaire pendant une période de 20 jours de bourse consécutifs (soit des jours au cours desquels au moins un lot régulier d'actions ordinaires est négocié à la Bourse de croissance TSX ou à une autre bourse à laquelle le plus grand nombre d'actions ordinaires est négocié). Au 24 mars 2016, 1 155 007 actions privilégiées de TAC étaient émises et en circulation. Si la totalité les droits d'échange rattachés aux actions privilégiées de TAC sont exercés, Tamarack émettrait alors 1 110 584 actions ordinaires.

DIVIDENDES

La Société n'a déclaré ni versé aucun dividende sur les actions ordinaires au cours des trois derniers exercices. La Société ne devrait verser aucun dividende dans un avenir rapproché, mais elle examinera cette politique à l'occasion si les circonstances le justifient. À l'heure actuelle, la Société a l'intention de conserver les bénéfices futurs, le cas échéant, pour financer les activités futures, l'expansion de l'entreprise de Tamarack et le remboursement de la dette. La décision de déclarer et de verser des dividendes dans le futur sera prise au gré du conseil d'administration et sera tributaire notamment des résultats d'exploitation de la Société, de ses besoins en liquidités et de son excédent actuel et prévu, de sa situation financière, de ses restrictions contractuelles et de ses engagements financiers, des critères de

solvabilité imposés par les lois régissant les sociétés et d'autres facteurs que le conseil d'administration peut juger pertinents.

Outre ce qui précède, la capacité de la Société à verser des dividendes maintenant ou dans le futur pourrait être limitée par les engagements contenus dans des ententes régissant une dette, y compris la facilité de crédit, que la Société a contractée ou pourrait contracter dans le futur.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le tableau suivant donne le nom des administrateurs et des dirigeants, leur lieu de résidence, les postes et fonctions qu'ils occupent au sein de la Société et leurs fonctions principales. Tous les administrateurs ont été élus pour siéger jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires de la Société ou jusqu'à l'élection de leurs successeurs, à moins que leur poste ne devienne vacant plus tôt, en conformité avec les règlements administratifs de la Société ou la législation applicable.

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la Société	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Brian Schmidt *Alberta (Canada)*	Président et chef de la direction Administrateur depuis le 17 juin 2010	Président et chef de la direction de la Société, il est également administrateur d'Aspenleaf Energy Limited, société privée, vice-président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et conseiller auprès du Conseil de cogestion de Pétrole et gaz des Indiens du Canada en ce qui concerne le secteur. D'août 2009 à juin 2010, il a été président, chef de la direction et administrateur de la société fermée Tamarack Valley Energy Ltd., entité qui a précédé la Société.
David R. MacKenzie[1)2)] *Alberta (Canada)*	Administrateur depuis le 17 juin 2010	M. MacKenzie, homme d'affaires indépendant, est président de longue date du groupe de sociétés fermées Lincoln, qui effectue des placements de capital-investissement dans les secteurs du pétrole et du gaz, de la technologie et de l'immobilier, depuis 1990. Pendant qu'il dirige le groupe de sociétés Lincoln, M. MacKenzie occupe à l'occasion les postes d'administrateur et/ou de membre de la haute direction de certaines sociétés dans lesquelles le groupe Lincoln a investi; il a notamment été président d'Avant Garde Energy Corp. de septembre 2009 jusqu'à son acquisition par la Société en juin 2010. M. MacKenzie a également été administrateur de diverses sociétés ouvertes.
Floyd Price[1)2)3)] *Texas (États-Unis)*	Administrateur depuis le 17 juin 2010	M. Price, homme d'affaires indépendant, siège depuis décembre 2012 au conseil de Cimarex Energy Co., société américaine d'exploration et de production de pétrole et de gaz inscrite à la cote de la Bourse de New York. Il est également administrateur de La Luna Resources, société fermée du secteur du pétrole et du gaz établie aux États-Unis et en Colombie depuis janvier 2015. De juin 2010 à janvier 2013, M. Price a été administrateur de Gastar Exploration Ltd., société américaine d'exploration et de production de pétrole et de gaz inscrite à la cote de la NYSE Amex. Auparavant, M. Price a également été administrateur de Nemaha Oil and Gas LLC d'octobre 2011 à avril 2014 et de Source Energy LP de juin 2010 à octobre 2015, toutes deux étant des sociétés fermées du secteur du pétrole et du gaz établies aux États-Unis.
Dean Setoguchi[1)3)] *Alberta (Canada)*	Administrateur depuis le 17 juin 2010	M. Setoguchi est vice-président principal, Division des liquides de Keyera Corp., entreprise de ressources énergétiques intermédiaire inscrite à la cote de la TSX, depuis avril 2014. Auparavant, il était chef des finances de Laricina Energy Ltd., société fermée du secteur des sables bitumineux, d'octobre 2012 à mars 2014. De

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la Société	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
		septembre 2008 à octobre 2012, il a été vice-président et chef des finances de Keyera Corp.
Jeffrey Boyce[2)3)] *Alberta (Canada)*	Administrateur depuis le 9 octobre 2013	M. Boyce est président d'Evsam Holdings Ltd., société d'investissement fermée, depuis octobre 2013. Il a été administrateur principal de PetroAmerica Oil Corp., société inscrite à la TSX-V, de septembre 2009 jusqu'à son acquisition par Gran Tierra Energy Inc. en janvier 2016. Il est administrateur d'Arpetrol Inc., société d'exploration, de développement et de production de pétrole et de gaz naturel inscrite à la TSX-V, depuis mars 2011. Il a également été administrateur de Northern Shield Resources Inc., société d'exploration minière du Canada, de 2007 à 2014. M. Boyce a été chef de la direction et président du conseil de Sure Energy Ltd. d'août 2006 au 9 octobre 2013, soit le moment où la Société a fait l'acquisition de l'entreprise. M. Boyce a également été président de Sure Energy Ltd. d'août 2006 à septembre 2010.
Noralee Bradley *Alberta (Canada)*	Administratrice depuis le 17 décembre 2015	M[me] Bradley est associée au sein d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats d'envergure nationale, depuis janvier 2006. Sa pratique est axée sur les fusions et acquisitions, le financement et la gouvernance d'entreprises et de conseils d'administration. Elle est la principale conseillère juridique et conseillère spéciale sur les questions de fusions mettant en cause aussi bien des sociétés ouvertes que des sociétés fermées, d'offres publiques d'achat amicales et hostiles et de plans d'arrangement complexes. Avant de se joindre à Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., M[me] Bradley était associée au sein de Bennett Jones LLP, cabinet d'avocats d'envergure nationale. Elle a été secrétaire de la Société jusqu'au 17 décembre 2015.
Ron Hozjan *Alberta (Canada)*	Vice-président, Finances et chef des finances	M. Hozjan est vice-président, Finances et chef des finances de la Société depuis juin 2010 et a été administrateur de la Société de juin 2010 à juin 2011. Auparavant, il était vice-président, Finances, chef des finances et administrateur de la société fermée Tamarack Valley Energy Ltd., entité qui a précédé la Société, d'août 2009 à juin 2010. De septembre 2005 à août 2009, il a également été chef des finances et vice-président, Finances de la société fermée Vaquero Resources Ltd.
Dave Christensen *Alberta (Canada)*	Vice-président, Ingénierie	M. Christensen est vice-président, Ingénierie de la Société depuis avril 2014. De janvier 2009 à mars 2014, il a été directeur de l'ingénierie du développement pour la région de l'Ouest auprès de Bonavista Energy Corp. M. Christensen est ingénieur.
Kevin Screen *Alberta (Canada)*	Vice-président, Production et exploitation	M. Screen est ingénieur et est vice-président, Production et exploitation de la Société depuis septembre 2011. De septembre 2002 à septembre 2011, il a occupé les postes de gestionnaire d'unité fonctionnelle, de chef de l'équipe des actifs et d'ingénieur de production au sein d'Apache Canada Ltd.
Scott Reimond *Alberta (Canada)*	Vice-président, Exploration	M. Reimond a été nommé vice-président, Exploration de la Société en octobre 2012. Il était auparavant directeur, Exploration de la Société depuis juin 2010 et a été directeur, Exploration de la société fermée Tamarack Valley Energy Ltd. de septembre 2009 à juin 2010.

Nom et lieu de résidence	Poste au sein de la Société	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Ken Cruikshank *Alberta (Canada)*	Vice-président, Terrains	M. Cruikshank est vice-président, Terrains de la Société depuis juin 2010 et a été nommé dirigeant de la Société le 4 octobre 2013.
Rummy Basra *Alberta (Canada)*	Secrétaire	M[me] Basra est associée au sein d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats d'envergure nationale, depuis mars 2014. Auparavant, elle était sociétaire au sein d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l. depuis avril 2006. Sa pratique est axée sur les fusions et acquisitions, le financement et la gouvernance de sociétés ouvertes et fermées.

Notes :

1) Membre du comité d'audit du conseil d'administration.
2) Membre du comité des réserves du conseil d'administration.
3) Membre du comité de la gouvernance et de la rémunération du conseil d'administration.

Au 24 mars 2016**,** les administrateurs et les membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, ont la propriété véritable, directement ou indirectement, de 3 106 326 actions ordinaires au total, soit environ 2,7 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution, ou exercent une emprise sur de telles actions.

Interdiction d'opérations

À la connaissance de la direction, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la Société n'est, à la date de la présente notice, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société (y compris la Société) qui remplit l'une des conditions suivantes : i) elle a fait l'objet d'une ordonnance (au sens attribué à ce terme ci-après) qui a été prononcée pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait la fonction d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances; ou ii) elle a fait l'objet d'une ordonnance qui a été prononcée après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer la fonction d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, mais qui découlait d'un événement survenu pendant que la personne exerçait cette fonction.

Pour les besoins de la présente rubrique « ordonnance » s'entend i) d'une interdiction d'opérations, ii) d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou iii) d'une ordonnance qui refuse à la Société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui, dans chaque cas, a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs.

Faillites

Sauf comme il est indiqué ci-après, à la connaissance de la direction, aucun administrateur, aucun membre de la haute direction de la Société ni aucun actionnaire détenant suffisamment d'actions ordinaires pour influer de façon importante sur le contrôle de la Société : i) est, à la date de la présente notice, ou a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'une société (y compris la Société) qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, a présenté une proposition concordataire aux termes d'une loi sur la faillite ou l'insolvabilité, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure, d'un arrangement ou d'une transaction avec ses créanciers ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens; ou ii) a, au cours des 10 années précédant la date de la présente notice, fait faillite, présenté une proposition concordataire aux termes d'une loi sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure, d'un arrangement ou d'une transaction avec ses créanciers ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses biens.

Dave Christensen a été vice-président, Développement des affaires de Piper Resources Ltd. (« **Piper** ») de janvier 2008 à août 2008. Le 17 février 2008, Piper a obtenu la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) aux termes d'une ordonnance rendue par la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta. Le 14 août 2008, Piper a reçu un avis de requête de mise en faillite. Le 18 août 2008, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rendu une ordonnance de faillite à l'égard de Piper.

Dean Setoguchi a été vice-président principal et chef des finances de Laricina Energy Ltd. (« **Laricina** ») de novembre 2012 à avril 2014. Le 30 mars 2015, Laricina et ses filiales ont présenté une demande de protection contre leurs créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) (la « **LACC** ») auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta (la « **Cour** »). Le 28 janvier 2016, Laricina a obtenu une ordonnance définitive de la Cour qui levait sa protection en vertu de la LACC, mettant ainsi fin au sursis de la procédure contre Laricina et ses filiales dès le dépôt de certificat produit par le contrôleur désigné par la Cour en vertu de la LACC, ce qui a eu lieu le 1er février 2016. Laricina a entièrement réglé tous les comptes dans le cadre de sa procédure en vertu de la LACC et a mis de côté une réserve de 1,8 million de dollars afin de régler les réclamations prouvées restantes non réglées et les réclamations contestées en cours. Le règlement des réclamations contestées se poursuivra selon un échéancier fixé par les parties ou la Cour.

Pénalités ou sanctions

À la connaissance de la direction, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la Société ni aucun actionnaire détenant suffisamment d'actions ordinaires pour influer de façon importante sur le contrôle de la Société ne s'est vu imposer : i) d'amendes ou de sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni n'a conclu d'accord de règlement avec une autorité en valeurs mobilières, ii) ni aucune 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.

Conflits d'intérêts

Les administrateurs ou dirigeants de Tamarack peuvent également être administrateurs ou dirigeants d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui exercent par ailleurs des activités d'exploration et de développement des ressources naturelles, et ils peuvent parfois être en conflit d'intérêts avec Tamarack. Les conflits d'intérêts éventuels seront assujettis à la procédure prévue par l'ABCA et régis par cette procédure, qui exige qu'un administrateur ou qu'un dirigeant d'une société qui est partie à un contrat important ou à un contrat important projeté avec Tamarack, ou est administrateur ou dirigeant d'une personne qui est partie à un contrat important ou à un contrat important projeté avec Tamarack, ou qui a un intérêt important dans cette personne, divulgue son intérêt et, dans le cas d'un administrateur, s'abstienne de voter à l'égard de toute question relative à ce contrat, à moins qu'il n'y soit autorisé par l'ABCA.

RENSEIGNEMENTS RELATIFS AU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit de la Société (le « **comité d'audit** ») a pour rôle d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses obligations légales et fiduciaires à l'égard de questions touchant les fonctions comptabilité, audit, communication de l'information financière, contrôle interne et respect de la législation de la Société. L'objectif du comité d'audit est de maintenir une communication ouverte entre le conseil d'administration, les auditeurs indépendants, la direction financière et la haute direction de la Société.

Mandat du comité d'audit

Le mandat du comité d'audit de Tamarack énonce l'objet, l'organisation, les fonctions et les responsabilités du comité. Un exemplaire du mandat est reproduit à l'annexe C des présentes.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit de Tamarack est composé de Dean Setoguchi, de David R. MacKenzie et de Floyd Price, qui possèdent tous des compétences financières au sens du Règlement 52-110. MM. Setoguchi, Price et MacKenzie sont tous deux considérés comme indépendants au sens du Règlement 52-110.

Formation et expérience pertinentes

Dean Setoguchi

M. Setoguchi est comptable professionnel agréé et comptable agréé et il est actuellement vice-président principal, Division des liquides de Keyera Corp., entreprise de ressources énergétiques intermédiaire inscrite à la cote de la TSX, depuis avril 2014. Auparavant, il était chef des finances de la société fermée Laricina Energy Ltd. d'octobre 2012 à mars 2014. De septembre 2008 à octobre 2012, il a été vice-président et chef des finances de la société ouverte Keyera Corp. En outre, il possède plus de 20 ans d'expérience dans le secteur des petites sociétés pétrolières et gazières, notamment à titre de chef des finances de Cordero Energy Inc. et de Resolute Energy Inc. Dans ces fonctions, M. Setoguchi a acquis une grande expérience des questions de comptabilité et de présentation de l'information financière.

M. Setoguchi est titulaire d'un baccalauréat en gestion de la University of Lethbridge et a obtenu en septembre 1993 le titre de comptable agréé de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

David R. MacKenzie

M. MacKenzie est un ingénieur et un homme d'affaires indépendant possédant plus de 35 ans d'expérience dans le secteur du pétrole et du gaz. Il est président de longue date du groupe de sociétés Lincoln qui, depuis 1990, investit dans des sociétés en démarrage des secteurs du pétrole et du gaz, de la technologie et de l'immobilier. Pendant qu'il dirige le groupe de sociétés Lincoln, M. MacKenzie occupe à l'occasion les postes d'administrateur et/ou de membre de la haute direction de certaines des sociétés dans lesquelles le groupe Lincoln a investi; il a notamment été président de la société fermée Avant Garde Energy Corp., de février 2006 à juin 2010, soit le moment où Tamarack a fait l'acquisition de l'entreprise, et il siège au conseil de la société fermée Halo Exploration Ltd. (anciennement Fano Energy Inc.), depuis la constitution de celle-ci en février 2011. Il a également été administrateur de nombreuses sociétés ouvertes, notamment de TUSK Energy Corporation de janvier 2007 à avril 2009, de Zenas Energy Corp. d'août 2005 à décembre 2006, et de Blizzard Energy Inc. de décembre 2003 à juillet 2005, y compris comme membre du comité d'audit de ces trois sociétés. Dans ces fonctions, M. MacKenzie a acquis une expérience des questions de comptabilité et de présentation de l'information financière, ainsi que des procédures, des politiques et des règles des marchés financiers.

M. MacKenzie est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie pétrolier de la Colorado School of Mines et d'un baccalauréat ès arts en économie du Whitman College, à Washington, aux États-Unis.

Floyd Price

M. Price, homme d'affaires indépendant, siège depuis décembre 2012 au conseil d'administration de Cimarex Energy Co., société américaine d'exploration et de production de pétrole et de gaz inscrite à la Bourse de New York. Il est également administrateur de La Luna Resources, société fermée du secteur du pétrole et du gaz établie aux États-Unis et en Colombie depuis janvier 2015. M. Price a été administrateur de Gastar Exploration Ltd., société américaine d'exploration et de production de pétrole et de gaz inscrite à la NYSE Amex, de juin 2010 à janvier 2013, ainsi que de Source Energy LP de juin 2010 à octobre 2015 et de Nemaha Oil and Gas LLC d'octobre 2011 à avril 2014, toutes deux étant des sociétés fermées du secteur du pétrole et du gaz établies aux États-Unis. Auparavant, il travaillait au sein d'Apache Corporation, société établie aux États-Unis, où il a occupé un certain nombre de postes, dont celui de vice-président directeur de février 2003 à octobre 2009, celui de vice-président directeur pour l'Eurasie, l'Amérique latine et les nouvelles entreprises de 2004 à 2010, de président d'Apache Canada Ltd. de 1999 à 2004 et de président de plusieurs filiales mondiales d'exploration et de production d'Apache Corporation de 1995 à 1999. Dans toutes ces fonctions, M. Price était chargé de l'établissement du budget des investissements et du budget général et administratif ainsi que des résultats opérationnels s'y rapportant.

M. Price est titulaire d'une maîtrise en sciences de la University of Michigan et d'un baccalauréat ès arts du Rutgers College, au New Jersey, aux États-Unis.

Encadrement du comité d'audit

Depuis le 1er janvier 2014, le conseil d'administration de Tamarack a adopté toutes les recommandations du comité d'audit portant sur la nomination ou la rémunération d'auditeurs externes.

Utilisation de certaines dispenses

Depuis le 1er janvier 2013, la Société ne s'est pas prévalue des dispenses d'application des obligations énoncées à l'article 2.4 ou à la partie 8 du Règlement 52-110.

Politiques et procédures d'approbation préalable

La Société n'a pas adopté de politiques et de procédures précises sur l'attribution de contrats relatifs aux services non liés à l'audit. Le comité d'audit examine au besoin les contrats relatifs aux services non liés à l'audit.

Honoraires pour les services des auditeurs externes (ventilés par catégorie)

Honoraires d'audit

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. sont les auditeurs externes de Tamarack depuis la constitution de celle-ci en 2002. Le tableau qui suit présente par catégorie, pour les deux derniers exercices, les honoraires payés ou payables à KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

	Exercice clos le	
	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Honoraires d'audit[1)]	296 995 $	140 000 $
Honoraires pour services liés à l'audit[2)]	45 000 $	251 000 $
Honoraires pour services fiscaux[3)]	-	80 000 $
Autres honoraires[4)]	-	-
Total des honoraires	**341 995 $**	**471 000 $**

Notes :

1) Les honoraires d'audit ont été payés ou sont payables relativement à l'audit des états financiers annuels de Tamarack.
2) Les honoraires pour services liés à l'audit ont trait aux honoraires versés pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen des états financiers et aux services fournis relativement au dépôt de documents exigés par la législation et la réglementation, et qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit indiqués ci-dessus.
3) Les honoraires pour services fiscaux ont trait aux honoraires versés pour les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale.
4) Les autres honoraires ont trait aux honoraires versés pour d'autres produits et services que les honoraires d'audit, les honoraires pour services liés à l'audit et les honoraires pour services fiscaux indiqués ci-dessus.

SITUATION DANS LE SECTEUR

Le secteur pétrolier et gazier est assujetti à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation. Des contrôles portant, entre autres choses, sur le régime foncier, les redevances, les taxes et les impôts, l'exploration, le développement, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation sont imposés par des lois et des adoptés aussi bien par les gouvernements provinciaux que le gouvernement fédéral, que les personnes qui investissent dans le secteur du pétrole et du gaz devraient étudier soigneusement. On ne s'attend pas à ce que ces contrôles et règlements aient sur les activités de la Société un effet sensiblement différent de celui qu'ils auraient sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Toute la législation actuelle est du domaine public et Tamarack ne saurait prédire quelles autres nouvelles mesures ou modifications législatives pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des principaux aspects des lois, des règlements et des conventions qui régissent le secteur du pétrole et du gaz dans l'Ouest canadien.

Établissement des prix et commercialisation du pétrole et du gaz naturel

Au Canada, les producteurs de pétrole ont le droit de négocier des contrats de vente directement avec les acheteurs, de sorte que le prix du pétrole est déterminé par le marché. Ce sont principalement l'offre et la demande mondiales qui dictent le prix du pétrole. Celui-ci est en partie tributaire de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la distance par rapport aux marchés, de l'accès au transport en aval, de la valeur des produits raffinés, de la durée des contrats, des conditions météorologiques, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des modalités contractuelles. Si les exportateurs sont libres de négocier les prix et autres modalités avec les acheteurs, leurs exportations de pétrole brut du Canada sont toutefois assujetties à la réglementation de l'Office national de l'énergie du Canada (l'« **ONE** »). Les exportations de pétrole brut doivent faire l'objet d'une ordonnance d'exportation ou d'une licence d'exportation de l'ONE. Les exportations de pétrole brut, aux termes de contrats de moins d'un an dans le cas du pétrole brut léger et moyen ou de deux ans dans le cas du pétrole brut lourd, doivent faire l'objet d'une ordonnance d'exportation. L'exportateur qui veut exporter du pétrole pendant une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) doit obtenir une licence d'exportation de l'ONE, ce qui requiert l'approbation du gouverneur en conseil (c.-à-d. du cabinet fédéral).

Le prix du gaz naturel est également négocié entre les acheteurs et les vendeurs, mais les exportations de gaz naturel du Canada sont assujetties à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Si les exportateurs sont libres de négocier les prix et autres modalités avec les acheteurs, leurs exportations de gaz naturel du Canada doivent faire l'objet d'une ordonnance d'exportation ou d'une licence d'exportation de l'ONE. Les exportations de gaz naturel aux termes de contrats de moins de deux ans, ou de contrats de deux à 20 ans pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m^3/j) peuvent être faites aux termes d'une ordonnance d'exportation de l'ONE. L'exportateur qui veut exporter du gaz naturel pendant une durée plus longue que deux ans ou pour des quantités dépassant 30 000 m^3/j) doit obtenir une licence d'exportation de l'ONE, ce qui requiert l'approbation du gouverneur en conseil.

Le gouvernement de l'Alberta réglemente également le volume de gaz naturel produit dans la province et expédié pour consommation ailleurs, en fonction de facteurs tels que la disponibilité des réserves, les accords de transport et des considérations liées au marché.

En 2015, la Société a obtenu un prix moyen de 52,06 $ le baril à la vente de pétrole brut léger et de 41,98 $ le baril à la vente de pétrole brut lourd, soit des baisses de 40 % et de 39 %, respectivement, par rapport aux prix moyens de 87,29 $ le baril et de 68,33 $ le baril obtenus en 2014. Ces diminutions s'expliquent par la baisse d'une période à l'autre de 40 % du prix moyen Edmonton Par pour le pétrole léger et de 47 % pour le prix de référence Hardisty Heavy pour le pétrole lourd. En comparaison, au cours de la même période, le prix moyen du West Texas Intermediate libellé en dollars américains a chuté d'environ 48 %.

La Société a obtenu un prix moyen à la vente de gaz naturel de 2,85 $/kpi^3 en 2015, soit une baisse de 33 % par rapport au prix moyen de 4,28 $/kpi^3 obtenu en 2014. Le prix obtenu pour le gaz naturel au cours de l'année précédente tenait compte d'une augmentation de la demande en gaz naturel pour la période de janvier à avril 2014 attribuable à des conditions météorologiques défavorables imprévues.

Capacité des pipelines

Malgré l'expansion des pipelines au cours des dernières années, on constate que leur capacité est insuffisante pour soutenir les niveaux actuels de production de pétrole et de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Cette insuffisance pourrait limiter la capacité de production et de commercialisation de cette production, et par conséquent la production de l'Ouest canadien pourrait se vendre à des prix réduits. Les actuels projets de construction de pipelines examinés par divers organismes de réglementation, s'ils sont approuvés, devaient atténuer ce risque.

Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« **ALÉNA** ») intervenu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis d'Amérique et du Mexique est entré en vigueur le 1er janvier 1994. L'ALÉNA reconduit la plupart des principales dispositions en matière d'énergie de l'*Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis*. En matière de produits énergétiques, le Canada demeure libre de déterminer s'il y a lieu d'autoriser l'exportation de ces produits aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet i) de

réduire la proportion des produits énergétiques exportés par rapport à l'approvisionnement total dans le pays (par rapport à la proportion observée pendant la période de 36 mois la plus récente), ii) d'imposer un prix à l'exportation plus élevé que le prix demandé au pays, à l'exception de certaines mesures qui ne restreignent que le volume des exportations, et iii) de perturber les voies normales assurant l'approvisionnement. L'ALÉNA interdit aux parties signataires d'imposer des prescriptions de prix minimaux ou maximaux à l'exportation et à l'importation. Toutefois, des prescriptions de prix à l'importation sont permises dans la mesure où elles sont autorisées par les dispositions antidumping et antisubventions de l'*Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce.*

L'ALÉNA prévoit en outre une réduction des pratiques commerciales restrictives du Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit l'imposition de restrictions frontalières et de taxes à l'exportation discriminatoires. L'ALÉNA exige également que les organismes de réglementation de l'énergie fassent preuve de plus de rigueur dans la mise en œuvre équitable de tout changement réglementaire et évitent que l'application de ces changements perturbe les relations contractuelles; ils doivent également éviter toute ingérence indue touchant les arrangements relatifs à l'établissement des prix, à la commercialisation et à la distribution. Toutes ces mesures sont d'une grande importance pour les exportations de pétrole et de gaz naturel canadien.

Redevances et mesures incitatives

Introduction

Outre la réglementation fédérale, chaque province a adopté des lois et des règlements qui régissent notamment les redevances et les taux de production. Le régime des redevances de chaque province influe considérablement sur la rentabilité de la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de soufre et de gaz naturel. Le régime de redevances est un facteur important dans la rentabilité des activités de production. Les redevances à payer à l'égard de la production provenant de terres autres que des terres de la Couronne sont fixées par voie de négociations entre le propriétaire des droits miniers et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes provinciales. Les redevances de la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles est généralement fondé en partie sur des prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le champ a été découvert et le type ou la qualité du produit pétrolier. D'autres redevances et droits assimilables à des redevances sont à l'occasion prélevés sur la participation directe du propriétaire dans le cadre d'opérations privées. On les désigne fréquemment sous les appellations de redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations aux bénéfices nets ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien ont mis sur pied à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et le développement. Ces programmes offrent souvent des réductions de redevances, des crédits et des exonérations temporaires et sont généralement mis en œuvre lorsque les prix des marchandises sont bas. Les programmes visent à stimuler les activités d'exploration et de développement en améliorant les bénéfices et les flux de trésorerie du secteur. Au cours des dernières années, on observe que les gouvernements provinciaux ont tendance à réduire les avantages offerts par ces programmes et à les laisser expirer sans les renouveler. Par conséquent, peu de programmes de la sorte sont toujours en vigueur.

Alberta

Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a publié et accepté les recommandations du groupe de travail Royalty Review Advisory Panel, qui comportait la mise en œuvre d'un « Modernized Royalty Framework » (régime de redevances modernisé) pour l'Alberta (le « **MRF** »). Le MRF entrera en vigueur le 1er janvier 2017. Les puits creusés avant le 1er janvier 2017 continueront d'être régis par l'« Alberta Royalty Framework » (régime de redevances de l'Alberta) actuel pendant une période de 10 ans jusqu'au 1er janvier 2027. Le MRF est structuré en trois étapes, soit i) le délai antérieur au seuil de récupération des coûts, ii) le milieu de la vie utile et iii) la maturité. Au cours du délai antérieur au seuil de récupération des coûts, une redevance fixe de 5 % s'appliquera jusqu'à ce que le puits atteigne ce seuil. Un puits récupère ses coûts lorsque le produit d'exploitation cumulatif qui en est tiré correspond à la déduction pour coûts de forage et d'achèvement (fixée selon une formule qui évalue les coûts de forage et d'achèvement pour les puits en fonction de la profondeur, de la longueur et des coûts historiques). Le nouveau taux de redevances s'appliquera aux produits exploitation bruts provenant de tous les types de production (pétrole, gaz naturel et liquides

de gaz naturel), de sorte qu'il est désormais inutile d'attribuer à un puits l'étiquette de « pétrole » ou de « gaz naturel ». À l'étape du milieu de la vie utile, on applique un taux de redevances plus élevé que celui qui est appliqué durant le délai antérieur au seuil de récupération des coûts. Bien que les paramètres de calcul des redevances pour l'étape du milieu de la vie utile n'aient pas encore été publiés, le taux sera fixé en fonction du prix des marchandises et vise, en moyenne, à produire le même taux de rendement interne que dans le cadre de l'Alberta Royalty Framework actuel. À l'étape de la maturité, une fois qu'un puits a atteint la fin de son cycle et que la production devient inférieure à un seuil de maturité, estimé à l'heure actuelle à 20 barils de pétrole par jour et à 200 kpi^3 de gaz naturel par jour, le taux de redevances diminuera progressivement (en fonction de la quantité et du prix) jusqu'à atteindre un plancher de 5 %. L'ajustement à la baisse du taux de redevances à l'étape de la maturité vise à tenir compte des coûts fixes plus élevés par unité nécessaire au maintien de l'exploitation d'un vieux puits. Les détails sur le MRF, y compris les taux de redevances et les formules applicables, devraient être publiés d'ici le 31 mars 2016.

Les redevances pour les puits creusés avant le 1er janvier 2017 sont versées conformément au régime intitulé « The New Royalty Framework », qui a été mis en œuvre aux termes de la loi intitulée *Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008*, et à l'« Alberta Royalty Framework » jusqu'au 1er janvier 2027. Les taux des redevances applicables au pétrole classique sont fixés au moyen d'une formule à taux unique mobile, qui est appliquée mensuellement et qui intègre certaines variables distinctes pour tenir compte des taux de production et des prix du marché. Le taux maximal des redevances payables aux termes du régime de redevances est de 40 %. Les taux des redevances à l'égard du gaz naturel aux termes du régime de redevances sont également fixés au moyen d'une formule à taux unique mobile, alors que le taux maximal des redevances payables aux termes du régime de redevances est fixé à 36 %. À l'heure actuelle, les producteurs de pétrole et de gaz provenant de terres de la Couronne doivent payer un loyer annuel, qui s'établit à 3,50 $ l'hectare, en plus d'une redevance mensuelle à l'égard de leur production de pétrole et de gaz naturel.

Les projets de sables bitumineux sont également visés par le régime de redevances de l'Alberta. Le MRF ne modifie pas le régime de redevances pour les sables bitumineux; toutefois, le mode de calcul des redevances et les chiffres utilisés pour le calcul seront dévoilés au public. Avant qu'un projet de sables bitumineux puisse récupérer ses coûts, la redevance est payable sur les produits bruts du projet de sables bitumineux. Les taux de la redevance sur les produits bruts varient de 1 % à 9 % en fonction du prix du marché du pétrole, soit le prix mensuel moyen, exprimé en dollars canadiens, du pétrole brut WTI à Cushing, en Oklahoma : le taux est de 1 % lorsque le prix du pétrole est égal ou inférieur à 55 $ le baril et augmente en fonction de chaque dollar de hausse de ce prix, jusqu'à concurrence de 9 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 $ le baril. Après le délai de récupération des coûts, la redevance payable correspond à la redevance sur les produits bruts fondée sur le taux de la redevance sur les produits bruts de 1 % à 9 % ou, si elle est plus élevée, à la redevance sur les produits nets fondée sur le taux de la redevance sur les produits nets. Les taux de la redevance sur les produits nets commencent à 25 %, lorsque le prix du pétrole est fixé à 55 $ ou moins par baril, et augmentent en fonction de chaque dollar de hausse du prix du pétrole en sus de 55 $ le baril jusqu'à concurrence de 40 % lorsque le prix du pétrole est égal ou supérieur à 120 $ le baril.

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*). 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 attribuables, 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 fief simple.

Le gouvernement de l'Alberta établit de temps à autre des programmes de crédits d'impôt, d'encouragement ou de redevances transitoires pour des activités de forage visant à encourager le développement pétrolier et gazier et de nouveaux forages. Par exemple, le programme des technologies énergétiques innovatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) a pour objectifs d'augmenter la récupération des gisements de pétrole et de gaz, de trouver

des solutions techniques à la question du gaz par rapport au bitume, d'améliorer la récupération de bitume au moyen de techniques sur place et de techniques d'extraction et d'améliorer la récupération de gaz naturel à partir de filons de charbon. Le programme des technologies énergétiques innovatrices prévoit des rajustements de redevances dans le cas de certains projets pilotes et de démonstration qui ont recours à des technologies nouvelles ou innovatrices qui permettent d'accroître la récupération des réserves existantes.

De plus, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre certaines initiatives destinées à accélérer le développement technologique et à faciliter le développement de ressources non classiques (les « **mesures visant les ressources et les technologies émergentes** »). Ces initiatives s'appliquent aux puits creusés avant le 1er janvier 2017, pour une durée de 10 ans, jusqu'au 1er janvier 2027. Les mesures suivantes s'appliquent :

- un taux de redevance maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de méthane de houille entrés en production à compter du 1er mai 2010, sur 36 mois de production à l'égard d'un volume de production maximal de 750 Mpi^3;

- un taux de redevance maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de gaz de schiste entrés en production à compter du 1er mai 2010, sur 36 mois de production et sans limite quant au volume de production;

- un taux de redevance maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de gaz horizontaux dont le forage a commencé à compter du 1er mai 2010, sur 18 mois de production à l'égard d'un volume de production maximal de 500 Mpi^3;

- un taux de redevance maximal de 5 % s'appliquant rétroactivement aux puits de pétrole horizontaux et aux puits horizontaux de sables bitumineux hors projet dont le forage a commencé à compter du 1er mai 2010, sur un nombre de mois et un volume de production déterminés en fonction de la profondeur du puits (y compris la distance horizontale).

Bien que le MRF supprime les différents crédits de redevances et mesures incitatives, dont il est question ci-dessus, pour les puits creusés après le 31 décembre 2016, le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à créer un programme de déductions des coûts pour les mécanismes de récupération améliorés du pétrole et le forage expérimental plus risqué. Des précisions sur ces programmes devraient être rendues publiques en même temps que la version définitive du MRF, avant le 31 mars 2016.

Saskatchewan

En Saskatchewan, des impôts (la « **surtaxe sur les ressources** ») et des redevances sont prélevés sur les produits d'exploitation que réalisent les sociétés du secteur pétrolier et gazier.

Une surtaxe sur les ressources, calculée d'après la valeur des ventes de pétrole, de gaz naturel, de potasse, d'uranium et de charbon effectuées en Saskatchewan, est prélevée en vertu de la loi intitulée *The Corporation Capital Tax Act*. En ce qui a trait aux sociétés du secteur des ressources naturelles, la surtaxe sur les ressources correspond à 3 % de la valeur des ventes de potasse, d'uranium et de charbon produits en Saskatchewan et des ventes de pétrole et de gaz extraits des puits qui ont été creusés en Saskatchewan avant le 1er octobre 2002. Dans le cas du pétrole et du gaz naturel extraits des puits qui ont été creusés en Saskatchewan après le 30 septembre 2002, la surtaxe sur les ressources correspond à 1,7 % de la valeur des ventes. La surtaxe sur les ressources s'applique tant aux fiducies qu'aux sociétés du secteur des ressources.

Le montant de la redevance à la Couronne ou de la taxe sur la production en propriété franche payable à l'égard du pétrole dépend du type de pétrole et de son cru, de la quantité produite au cours d'un mois, de la valeur du pétrole produit et de facteurs d'ajustement particuliers déterminés chaque mois par le gouvernement provincial. Pour les besoins de la redevance à la Couronne et de la taxe sur la production en propriété franche, le pétrole classique est classé en divers types, soit « pétrole lourd », « pétrole du Sud-Ouest » et « pétrole non lourd autre que celui du Sud-Ouest ». La classification du pétrole classique pour les besoins des redevances et des taxes sur la production (« **pétrole de quatrième niveau** », « **pétrole de troisième niveau** », « **nouveau pétrole** » et « **ancien pétrole** »)

dépend de la date d'achèvement du forage du puits, les redevances et les taxes s'appliquant aux trois types de pétrole brut de façon légèrement différente. Le pétrole lourd entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau (pétrole classique extrait d'un puits vertical dont la date de la fin du forage tombe à compter du 1er janvier 1994 et avant le 1er octobre 2002), du pétrole de quatrième niveau (pétrole classique extrait d'un puits vertical dont la date de la fin du forage tombe le 1er octobre 2002 ou après cette date) ou du nouveau pétrole (c'est-à-dire du pétrole classique qui n'entre pas dans les catégories de pétrole de troisième niveau ou de pétrole de quatrième niveau). Le pétrole désigné du Sud-Ouest répond à la même définition que le pétrole de quatrième niveau, mais diffère du pétrole de troisième niveau (pétrole classique extrait d'un puits vertical dont la date de la fin du forage tombe à compter du 9 février 1998 et avant le 1er octobre 2002) et du nouveau pétrole (pétrole classique extrait d'un puits horizontal dont la date de la fin du forage tombe à compter du 9 février 1998 et avant le 1er octobre 2002). Le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest répond aux même définitions que le pétrole lourd pour le pétrole de troisième niveau et le pétrole de quatrième niveau, mais diffère du nouveau pétrole (pétrole classique extrait d'un puits vertical achevé après 1973 dont la date de la fin du forage tombe avant 1994, pétrole classique extrait d'un puits horizontal dont la date de la fin du forage tombe à compter du 1er avril 1991 et avant le 1er octobre 2002 ou pétrole supplémentaire produit dans le cadre de projets d'injection d'eau nouveaux ou accrus dont la date de début des travaux tombe le 1er janvier 1974 ou après cette date et avant 1994) et de l'ancien pétrole (pétrole classique qui n'entre pas dans la catégorie du pétrole de troisième niveau, du pétrole de quatrième niveau ou du nouveau pétrole). On calcule l'impôt sur la production en propriété franche en établissant d'abord le taux de la redevance à la Couronne, puis en soustrayant le « facteur d'impôt sur la production » (le « **FIP** », acronyme de *Production Tax Factor*) applicable à la catégorie de pétrole visée. À l'heure actuelle, le FIP s'établit à 6,9 en ce qui a trait à l'« ancien pétrole », à 10,0 en ce qui a trait au « nouveau pétrole » et au « pétrole de troisième niveau » et à 12,5 en ce qui a trait au « pétrole de quatrième niveau ». L'impôt sur la production en propriété franche minimal est nul.

Des prix de base sont utilisés pour établir les limites inférieures de la structure de redevances sensibles aux prix pour le pétrole classique. Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont inférieurs aux prix de base établis de 100 $ par mètre cube pour le pétrole de troisième niveau et le pétrole de quatrième niveau et de 50 $ par mètre cube pour l'ancien pétrole et le nouveau pétrole, les taux de redevance de base s'appliquent. Les taux de référence de base sont de 5 % pour tout le pétrole de quatrième niveau, de 10 % pour le pétrole lourd qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, de 12,5 % pour le pétrole du Sud-Ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, de 15 % pour le pétrole non lourd autre que celui du Sud-Ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, et de 20 % pour l'ancien pétrole. Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont supérieurs à ces prix de base, les taux de redevance marginaux s'appliquent à la proportion de la production qui est supérieure au prix de base. Les taux de redevance marginaux sont de 30 % pour tout le pétrole de quatrième niveau, de 25 % pour le pétrole lourd qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, de 35 % pour le pétrole du Sud-Ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, de 35 % pour le pétrole non lourd autre que celui du Sud-Ouest qui est du pétrole de troisième niveau ou du nouveau pétrole, et de 45 % pour l'ancien pétrole.

Le montant de la redevance à la Couronne ou de la taxe sur la production en propriété franche payable à l'égard de la production de gaz naturel est établi au moyen d'une formule d'échelle mobile fondée sur le prix réellement reçu, la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel et son cru. Le gaz naturel peut être classé comme « gaz non associé » ou de « gaz associé » et les taux de redevance sont établis en fonction de la date de l'achèvement du forage de chaque puits. Afin de favoriser la production et la commercialisation de gaz naturel qui pourrait autrement être brûlé à la torche, le taux de redevance sur le gaz naturel produit en association avec du pétrole est moins élevé que dans le cas du gaz naturel non associé. Le gaz non associé est classé comme nouveau gaz (gaz extrait d'un puits dont le forage s'est achevé avant le 9 février 1998 et qui a été mis en production le 1er octobre 1976 ou après cette date), comme gaz de troisième niveau (gaz extrait d'un puits dont le forage s'est achevé le 9 février 1998 ou après cette date et avant le 1er octobre 2002), comme gaz de quatrième niveau (gaz extrait d'un puits dont le forage s'est achevé le 1er octobre 2002 ou après cette date) et comme ancien gaz (qui n'est pas classé comme gaz de quatrième niveau, gaz de troisième niveau ou nouveau gaz). Le gaz associé est classé comme gaz de quatrième niveau (gaz extrait d'un puits de pétrole dont le forage s'est achevé le 1er octobre 2002 ou après cette date ou dont le forage s'est achevé avant le 1er octobre 2002 dans les cas où le ratio mensuel gaz-pétrole est supérieur à 3 500 m^3 de gaz par mètre cube de pétrole et le gaz ne constitue pas un gaz de troisième niveau ou un nouveau gaz, un gaz de troisième niveau (gaz extrait d'un puits de pétrole dont le forage s'est achevé le 9 février 1998 ou après cette date mais avant le 1er octobre 2002 et qui a reçu l'approbation spéciale, avant le 1er octobre 2002, de produire du pétrole et du gaz simultanément sans pénalité de ratio gaz-pétrole) ou un nouveau gaz (gaz extrait d'un puits de pétrole dont le forage

s'est achevé avant le 9 février 1998 et qui a reçu l'approbation spéciale, avant le 1er octobre 2002, de produire du pétrole et du gaz simultanément sans pénalité de ratio gaz–pétrole). L'ancien gaz n'est pas utilisé pour classer un gaz associé.

Le 9 décembre 2010, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté la loi intitulée *Freehold Oil and Gas Production Tax Act, 2010* qui a remplacé la loi intitulée *Freehold Oil and Gas Production Tax Act* et qui avait pour but de faciliter le paiement efficient des taxes sur la production en propriété franche. Deux règlements ont été adoptés en vertu de cette loi, soit i) le *Freehold Oil and Gas Production Tax Regulations, 2012* (Saskatchewan), qui prévoit le mode de calcul et de versement des impôts, et ii) le *Recovered Crude Oil Tax Regulations, 2012* (Saskatchewan), qui prévoit le mode de calcul et de versement des impôts sur le pétrole brut récupéré qui est livré à partir d'une installation de récupération du pétrole brut à compter du 1er mars 2012.

Le 1er avril 2013, le crédit pour ressources de la Saskatchewan, qui est un facteur utilisé dans les formules de calcul des taux de la redevance à la couronne et de la taxe sur la production en propriété franche applicables à l'ancien pétrole, au nouveau pétrole et au pétrole de troisième niveau (c.-à-d. le pétrole provenant de puits forés avant octobre 2002) a été réduit de 0,25 % à 0,75 % ou 2,25 % de la valeur de la production, selon le type de puits.

Tout comme dans le cas de la production de pétrole classique, des prix de base sont utilisés pour établir les limites inférieures de la structure de redevances sensibles au prix pour le gaz naturel. Lorsque les prix au départ du gisement sont inférieurs aux prix de base établis de 1,35 $ le gigajoule pour le gaz de troisième niveau et le gaz de quatrième niveau et de 0,95 $ le gigajoule pour le nouveau gaz et l'ancien gaz, les taux de redevance de base s'appliquent. Les taux des redevances de base sont de 5 % pour tout le gaz de quatrième niveau, de 15 % pour le gaz de troisième niveau ou le nouveau gaz et de 20 % pour l'ancien gaz. Lorsque les prix moyens à la tête du puits sont supérieurs aux prix de base précités, des taux de redevance marginaux sont appliqués à la proportion de la production qui est supérieure aux prix de base du gaz. Les taux de redevance marginaux sont de 30 % pour tout le gaz de quatrième niveau, de 35 % pour le gaz de troisième niveau et le nouveau gaz et de 45 % pour l'ancien gaz.

Le gouvernement de la Saskatchewan offre actuellement un certain nombre de programmes d'incitatifs ciblés. Ces incitatifs comprennent à la fois des programmes de réduction de redevances et des programmes d'incitation à la production, dont les suivants :

- Programme de volumes incitatifs et de taux de redevance et de taxe applicable aux puits de pétrole verticaux forés à compter du 1er octobre 2002 prévoyant une réduction des taux de la redevance à la Couronne et de la taxe sur la production en propriété franche sur des volumes incitatifs de 8 000 m^3 pour les puits de pétrole verticaux de développement profonds, de 4 000 m^3 pour les puits de pétrole verticaux d'exploration non profonds et de 16 000 m^3 pour les puits de pétrole verticaux d'exploration profonds (plus de 1 700 mètres ou dans certaines formations);

- Programme de volumes incitatifs et de taux de redevance et de taxe applicable aux puits de gaz d'exploration forés à compter du 1er octobre 2002 prévoyant une réduction des taux de la redevance à la Couronne et de la taxe sur la production en propriété franche sur des volumes incitatifs de 25 000 000 m^3 pour les puits de gaz d'exploration admissibles;

- Programme de volumes incitatifs et de taux de redevance et de taxe applicable aux puits de pétrole horizontaux forés à compter du 1er octobre 2002 prévoyant une réduction des taux de la redevance à la Couronne et de la taxe sur la production en propriété franche sur des volumes incitatifs de 6 000 m^3 pour les puits de pétrole horizontaux non profonds et de 16 000 m^3 pour les puits de pétrole horizontaux profonds (plus de 1 700 mètres ou dans certaines formations);

- Régime de redevances et de taxe pour pétrole supplémentaire provenant de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou élargis entrepris à compter du 1er octobre 2002 dans le cadre duquel la production supplémentaire des projets d'expansion par injection d'eau est assimilée à du pétrole de quatrième niveau pour le calcul de la redevance à la Couronne;

- Régime de redevances et de taxe pour les projets de récupération de pétrole assistée (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris avant le 1er avril 2005 prévoyant une redevance à la Couronne ou une taxe sur la production en propriété franche fondée en partie sur la rentabilité du projet de récupération assistée aussi bien pendant qu'après le délai de récupération des coûts du projet;

- Régime de redevances et de taxe pour les projets de récupération de pétrole assistée (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris à compter du 1er avril 2005 prévoyant une redevance à la Couronne de 1 % sur les produits bruts des projets de récupération de pétrole assisté pendant le délai de récupération des coûts du projet et de 20 % du bénéfice d'exploitation du projet après le délai de récupération des coûts et une taxe sur la production en propriété franche de 0 % pendant le délai de récupération des coûts et de 8 % après le délai de récupération des coûts;

- Régime de redevances et de taxe pour les puits de pétrole à forte teneur en eau appliquant les taux de la redevance/de la taxe sur le pétrole de quatrième niveau à la production supplémentaire de pétrole provenant de ces puits et résultant d'investissements admissibles effectués pour rajeunir des puits de pétrole admissibles et/ou des installations connexes.

Le 22 juin 2011, le gouvernement de la Saskatchewan a publié un ensemble de normes intitulées *Upstream Petroleum Industry Associated Gas Conservation Standards* destinées à réduire les émissions résultant du brûlage à la torche et de la dispersion de gaz associé (les « **normes applicables au gaz naturel associé** »). Les normes applicables au gaz naturel associé ont été élaborées conjointement avec le secteur et sont entrées en vigueur le 1er juillet 2012 pour les nouveaux puits et les nouvelles installations autorisés à compter de cette date. Elles s'appliqueront aux puits et installations existants à compter du 1er juillet 2015.

En date du 1er avril 2014, le ministère de l'Économie (*Ministry of the Economy*) de la Saskatchewan a simplifié le barème de droits applicables aux permis et aux demandes de permis dans le secteur pétrolier et gazier, abolissant 10 droits de permis différents, qui nécessitaient l'exécution de 20 000 opérations au total par année, et les remplaçant par un seul prélèvement annuel calculé en fonction de la production et du nombre de puits d'une société. Malgré la simplification du barème de droits, il est toujours nécessaire d'obtenir certaines approbations pour exercer des activités dans ce secteur. Cette modification du barème de droits fait partie des mesures que le gouvernement de la Saskatchewan a prises, et continue de prendre, en vue de simplifier le processus d'octroi de permis, de réglementation et de surveillance dans le secteur pétrolier et gazier.

Le 29 janvier 2015, le gouvernement de la Saskatchewan a lancé la mesure *Saskatchewan Petroleum Research Incentive* en vue de promouvoir la recherche, le développement et la démonstration de nouvelles techniques afin d'améliorer la récupération et le développement de ressources pétrolières et gazières. Les coûts engagés dans le cadre de la recherche, du développement ou de la démonstration d'une nouvelle technique pourraient être admissibles à un recouvrement de coûts auprès du gouvernement de la Saskatchewan.

Régime foncier

Dans les provinces de l'Ouest, le pétrole brut et le gaz naturel appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis de durées variables, selon les conditions énoncées dans la législation provinciale, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent également être de propriété privée et les droits d'exploration et de production s'y rapportant sont habituellement accordés aux termes de baux dont les modalités sont négociées.

L'Alberta et la Saskatchewan ont adopté une législation prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers portant sur des formations géologiques non productives et profondes à la fin de la durée initiale d'un bail ou d'une licence. En Alberta, le NRF inclut une politique de « réversion des droits sur les formations peu profondes » prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers portant sur les formations géologiques non productives à faible profondeur pour tous les baux et les permis. Dans le cas des baux et des permis émis après le 1er janvier 2009, la réversion des droits sur les formations peu profondes s'appliquera à la fin de la durée initiale du bail ou du permis.

Réglementation relative à la production et à l'exploitation

Le secteur pétrolier et gazier canadien est assujetti à une vaste réglementation et à une surveillance étroite des organismes de réglementation provinciaux. Le forage de puits de pétrole et de gaz naturel, la construction et l'exploitation d'installations, l'entreposage, l'injection et l'élimination de certaines substances et l'abandon et la remise en état de puits et d'emplacements, entre autres activités, nécessitent l'approbation des organismes de réglementation. Afin d'exercer ses activités pétrolières et gazières et de demeurer en règle auprès des organismes de réglementation provinciaux compétents, Tamarack doit se conformer aux lois, aux règlements, aux ordonnances, aux directives et aux autres instructions applicables (qui sont tous susceptibles d'être revus et modifiés par le gouvernement à l'occasion). La conformité à l'ensemble de ces lois, règlements, ordonnances, directives ou autres instructions peut coûter cher et, en cas de contravention, des amendes ou d'autres sanctions pourraient être imposées.

Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujetti à des règlements environnementaux pris en application de diverses lois provinciales et fédérales, qui font l'objet d'examens et de révisions périodiques. Cette législation limite ou interdit le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, comme le dioxyde de soufre et l'oxyde de diazote. En outre, cette législation exige l'abandon et la remise en état de l'emplacement des puits et des installations à la satisfaction des autorités provinciales. Le respect de cette législation peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ses dispositions peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile à l'égard des dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions rigoureuses.

Alberta

L'organisme appelé Alberta Energy Regulator (l'« **AER** ») est le seul organisme de réglementation responsable de tous les aspects du développement des ressources énergétiques en Alberta. L'AER s'assure que les ressources d'hydrocarbures sont exploitées de façon sécuritaire, efficace, ordonnée et respectueuse de l'environnement, ce qui comprend l'attribution et la conservation des ressources en eau, la gestion des terres publiques et la protection de l'environnement. Il n'assume toutefois pas les fonctions qui incombent à l'Alberta Utilities Commission et au Surface Rights Board, ni la responsabilité en matière de droits d'exploitation minière qui incombe à Alberta Energy. La création d'un seul organisme de réglementation vise à améliorer le régime réglementaire afin qu'il soit efficace et intéressant pour le secteur et les investisseurs et qu'il contribue à soutenir les fonctions de sécurité publique, de gestion de l'environnement et de conservation des ressources tout en respectant les droits des propriétaires fonciers.

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a publié une nouvelle politique d'aménagement du territoire visant les droits superficiaires en Alberta, soit le schéma d'aménagement du territoire de l'Alberta (le « **SATA** »). Le SATA établit les lignes directrices de la gestion de l'utilisation des terres publiques et privées ainsi que du 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 plans d'utilisation des terres propres à chaque région qui permettront de gérer les impacts cumulatifs de l'utilisation actuelle et future des terres à l'intérieur de chaque région et l'intégration d'une méthode de gestion des impacts cumulatifs dans ces plans.

La loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« **ALSA** ») a été proclamée en vigueur en Alberta le 1er octobre 2009 et habilite le gouvernement de l'Alberta à mettre en œuvre les politiques énoncées dans le SATA. Les plans régionaux établis aux termes de l'ALSA seront réputés constituer des instruments législatifs équivalant à des règlements et lieront le gouvernement de l'Alberta ainsi que les autorités de réglementation provinciales, y compris celles qui régissent le secteur pétrolier et gazier. En cas de conflit ou d'incompatibilité entre un plan régional et un autre règlement, un instrument réglementaire ou une autorisation officielle, le plan régional aura priorité. En outre, l'ALSA exige que les gouvernements locaux, les ministères, les agences et les organismes administratifs ou les tribunaux examinent leurs instruments réglementaires et y apportent les modifications appropriées pour s'assurer qu'ils sont conformes aux plans régionaux adoptés. L'ALSA prévoit également la modification ou l'extinction d'autorisations officielles accordées antérieurement, comme les permis, les baux, les licences, les approbations et les autorisations réglementaires, afin d'atteindre un objectif ou d'appliquer une politique résultant de la mise en œuvre d'un plan régional. Diverses mesures à l'appui des objectifs des plans régionaux sont prévues dans l'ALSA, notamment des servitudes de conservation qui

peuvent être créées pour la protection, la conservation et la mise en valeur des terres, et des directives de conservation qui sont des déclarations explicites contenues dans un plan régional en vue de la mise en réserve de certaines terres afin de protéger, de conserver, de gérer et de mettre en valeur l'environnement.

Jusqu'à maintenant, deux plans régionaux ont été approuvés en Alberta, soit le plan régional pour le cours inférieur de l'Athabasca (le « **PRCIA** ») et le plan régional pour le sud de la Saskatchewan (le « **PRSS** »). Le PRCIA porte sur la partie nord-est de l'Alberta et sur la totalité de la région des sables bitumineux de l'Athabasca. Le PRSS porte sur la région la plus septentrionale de la province. Les deux plans exigent une approche intégrée de la gestion des impacts cumulatifs qui inclut la gestion de l'air, de l'eau et de la biodiversité à l'intérieur d'un cadre de gestion établissant des limites et des facteurs déclencheurs en matière environnementale. Chaque plan établit également diverses nouvelles zones de conversation où le développement de nouvelles ressources sera généralement interdit.

Programmes d'évaluation de la gestion du passif

Alberta

En Alberta, l'AER met en œuvre le programme d'évaluation du passif des titulaires de permis (le « **programme EPTP de l'Alberta** »). Ce programme régit la majeure partie des puits, des installations et des pipelines de pétrole et de gaz classiques en amont. La loi intitulée *Oil and Gas Conservation Act* de l'Alberta prévoit l'établissement d'un fonds pour puits orphelins (le « **fonds pour puits orphelins** ») qui sert à payer les frais de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines visés par le programme EPTP de l'Alberta si le titulaire de permis ou le participant à un intérêt économique direct (un « **participant IED** ») cesse d'exister. Le fonds pour puits orphelins est financé par les titulaires de permis qui participent au programme EPTP de l'Alberta au moyen d'un droit prélevé par l'AER. Le programme EPTP de l'Alberta vise à réduire au minimum les risques auxquels le fonds pour puits orphelins est exposé en cas de non-provisionnement des dettes des titulaires de permis et à faire en sorte que les contribuables albertains n'aient pas à prendre en charge les frais de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines. Le programme EPTP de l'Alberta prévoit que le titulaire d'un permis dont le passif réputé excède l'actif réputé doit fournir un dépôt de garantie à l'AER. Le ratio du passif réputé à l'actif réputé est évalué une fois par mois et le non-versement du dépôt de garantie requis pourrait forcer l'AER à amorcer des mesures d'application de la loi.

L'AER a apporté des modifications en profondeur au programme EPTP de l'Alberta (les « **modifications** ») dont l'entrée en vigueur s'étalera sur trois phases, allant du 1er mai 2013 au 1er août 2015, ce qui a accru considérablement le nombre de sociétés pétrolières et gazières de l'Alberta qui doivent fournir un dépôt de garantie. Les modifications ont une incidence sur les paramètres et les frais réputés qui servent à calculer le ratio du passif réputé à l'actif réputé aux termes du programme EPTP de l'Alberta, ce qui augmente le passif réputé du titulaire de permis et fait en sorte que les rentrées nettes moyennes dans le secteur soient plus susceptibles de fluctuer en fonction de la variation de la valeur de l'actif.

L'AER a mis en œuvre le programme de conformité des puits inactifs (le « **PCPI** ») en vue de résoudre le problème du nombre croissant de puits inactifs en Alberta et d'accroître ses activités de surveillance aux termes de la *Directive 013: Suspension Requirements for Wells* (la « **Directive 013** »). Le PCPI s'applique à tous les puits inactifs qui ne sont pas conformes à la Directive 013 en date du 1er avril 2015. L'objectif est de faire en sorte que tous ces puits se conforment aux exigences de la Directive 013 à l'intérieur d'un délai de cinq ans. Depuis le 1er avril 2015, chacun des titulaires de permis doit s'assurer chaque année que 20 % de ses puits inactifs se conforment aux exigences, que ce soit en réactivant les puits, en suspendant leur production conformément à la Directive 013 ou en les abandonnant conformément à la *Directive 020: Well Abandonment*. La liste des puits forés qui sont assujettis au PCPI peut être consultée sur le système de présentation des données numériques de l'AER.

Saskatchewan

En Saskatchewan, le ministère de l'Économie a instauré le programme d'évaluation du passif des titulaires de permis (le « **programme EPTP de la Saskatchewan** »), qui a été conçu en vue d'évaluer et de gérer les risques financiers que représente le passif découlant de l'abandon et de la remise en état des puits et des installations d'un titulaire de permis pour un fonds pour puits orphelins (le « **fonds pour puits de pétrole et de gaz orphelins** ») établi en vertu de

la loi intitulée *The Oil and Gas Conservation Act* de la Saskatchewan. Les frais liés à l'abandon et à la remise en état des puits et des installations visés par le programme EPTP de la Saskatchewan advenant la cessation de l'existence ou la disparition d'un titulaire de permis ou d'un participant IED sont prélevés sur le fonds pour puits de pétrole et de gaz orphelins. Le programme EPTP de la Saskatchewan exige que le titulaire de permis dont le passif réputé excède l'actif réputé fournisse un dépôt de garantie. Le ratio du passif réputé à l'actif réputé de tous les titulaires de permis visant des puits de pétrole, de gaz et de service et des installations pétrolières et gazières en amont est évalué une fois par mois.

Réglementation en matière de changements climatiques

Les règlements relatifs aux changements climatiques, tant fédéraux que provinciaux, sont susceptibles de modifier considérablement le cadre réglementaire du secteur pétrolier et gazier canadien. Cette réglementation, qui est examinée ci-dessous, entraîne certains coûts et risques pour le secteur.

Fédéral

Au cours des dernières années, le gouvernement fédéral a envisagé diverses stratégies en matière de changements climatiques en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre (les « **GES** »), allant d'un système dit de « plafonnement et échange » à des cibles de réduction de l'intensité des émissions.

À ce jour, le gouvernement du Canada a appliqué une approche réglementaire sectorielle, en se concentrant d'abord sur les secteurs du transport et de la production d'électricité à partir du charbon. Le gouvernement a imposé des normes de rendement énergétique pour les véhicules légers et a adopté une réglementation pour les centrales thermiques alimentées au charbon qui appliqueront une norme de performance rigoureuse aux nouvelles centrales et à celles qui ont atteint la fin de leur durée économique.

Le 12 décembre 2015, les parties à la CCNUCC ont conclu l'*Accord de Paris*, auquel le Canada participe. L'*Accord de Paris* oblige tous les pays à collaborer afin de limiter la hausse de la température mondiale causée par les émissions de GES en deçà de 2 °C et à poursuivre leurs efforts afin de la limiter à moins de 1,5 °C en adoptant une série de cibles déterminées à l'échelle nationale. Au moment de la conclusion de l'*Accord de Paris*, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Les détails techniques sur la façon dont le Canada compte s'y prendre pour atteindre son objectif n'ont pas encore été finalisés.

Alberta

Le 4 décembre 2003, l'Alberta a adopté la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* (la « **CCEMA** ») et l'a modifiée par la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act*, qui a reçu la sanction royale le 4 novembre 2008. Les règlements d'application comprennent le *Specified Gas Emitters Regulation* (le « **SGER** »), qui impose des restrictions aux GES en fonction de leur intensité, et le *Specified Gas Reporting Regulation*, qui impose des obligations de déclaration des émissions de GES. Le SGER s'applique aux installations qui ont émis plus de 100 000 tonnes métriques de GES en 2003 ou au cours d'une année ultérieure (les « **émetteurs réglementés** ») et exige la réduction de l'intensité des émissions de GES (par exemple la quantité d'émissions de GES par unité de production) par rapport aux seuils établis conformément au SGER.

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a apporté des modifications considérables au SGER et l'a renouvelé pour une période de deux ans pendant que le comité consultatif sur le climat, mis sur pied récemment en Alberta, effectuait un examen en profondeur de la politique en matière de changements climatiques de la province. En 2015, les émetteurs réglementés étaient tenus de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 %, de 4 %, de 6 %, de 8 % et de 10 % par rapport à leurs seuils durant la quatrième, la cinquième, la sixième, la septième et la huitième année d'exploitation commerciale, respectivement, et de 12 % durant la neuvième année d'exploitation commerciale et par la suite. Ces cibles de réduction augmenteront sous le régime du SGER modifié, ce qui obligera les émetteurs réglementés qui en sont au moins à leur neuvième année d'exploitation commerciale à réduire l'intensité de leurs émissions de 15 % en 2016 et de 20 % à compter de 2017 par rapport à leur seuil.

Les émetteurs réglementés peuvent atteindre leurs cibles de réduction de l'intensité des émissions en combinant les méthodes suivantes : 1) en réduisant l'empreinte de carbone de leur production, 2) en achetant des crédits de compensation des émissions à des émetteurs non réglementés (provenant d'activités qui entraînent la réduction des émissions conformément aux protocoles établis), 3) en achetant des crédits au rendement en matière d'émissions à d'autres émetteurs réglementés qui les ont obtenus parce qu'ils ont ramené leurs émissions en deçà de leurs cibles d'intensité et 4) en contribuant au fonds de gestion des changements climatiques et des émissions (*Climate Change and Emissions Management Fund*) (le « **fonds de gestion des changements climatiques** »). Le taux des cotisations au fonds de gestion des changements climatiques s'établit à 15 $ par tonne métrique d'émissions de GES et passera à 20 $ en 2016 puis à 30 $ à compter de 2017. Les cotisations au fonds de gestion des changements climatiques serviront à mettre à l'essai et à mettre en œuvre de nouvelles technologies visant à rendre la production énergétique plus écologique.

Le 22 novembre 2015, après avoir reçu le rapport sur le leadership en matière de changements climatiques (*Climate Leadership*) du comité consultatif sur le climat, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son plan de leadership en matière de changements climatiques (*Climate Leadership Plan*), qui prévoit l'instauration d'une taxe sur le carbone qui sera imposée à tous les émetteurs. Un droit de 30 $ par tonne métrique d'émissions de GES sera appliqué progressivement à l'ensemble du secteur à raison de 20 $ la tonne métrique à compter de janvier 2017 et de 30 $ la tonne métrique en janvier 2018. Le prix augmentera en valeur réelle chaque année subséquente. Les droits pour la combustion sur place du pétrole et du gaz naturel classiques seront prélevés à compter du 1er janvier 2023 afin d'accorder au secteur du temps pour réduire ses émissions. Une cible propre au secteur des sables bitumineux a été proposée afin de remplacer le droit de 30 $ par tonne métrique d'émissions de GES dans le but de réduire davantage les émissions et de stimuler la concurrence sur le marché du carbone plutôt que de récompenser les niveaux d'intensité passés. Une limite de 100 mégatonnes métriques d'émissions de GES par année a été proposée relativement aux activités d'extraction de sables bitumineux, qui émettent à l'heure actuelle environ 70 mégatonnes métriques par année. Ce plafond ne s'appliquera pas aux nouvelles installations de valorisation et de cogénération, qui seront plutôt assujetties à un plafond distinct de 10 mégatonnes métriques. Le SGER en vigueur sera remplacé, dans le cas des grandes installations industrielles, par le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Regulation* (le « **CCR** »), en vertu duquel des droits d'émission de carbone propres à chaque secteur seront attribués afin d'assurer une saine concurrence. Enfin, l'Alberta prévoit réduire les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025 grâce à l'application de nouvelles normes d'émission aux nouvelles installations et au lancement d'un projet conjoint de réduction des émissions de méthane et de vérification (*Joint Initiative on Methane Reduction and Verification*) volontaire sur cinq ans visant à régler le problème des émanations et des fuites des installations existantes. Les normes établies par règlement seront mises en œuvre à compter de 2020 afin de garantir l'atteinte de la cible de réduction des émissions de méthane.

Le 2 décembre 2010, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée *Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010*, qui établit que l'espace poral sous-jacent à toutes les terres en Alberta est et a toujours été la propriété de la Couronne et prévoit la prise en charge par la Couronne de la responsabilité à long terme des projets de séquestration du carbone, sous réserve de certaines conditions. Cette loi est destinée à encourager les projets de captage et de stockage de carbone en Alberta.

Saskatchewan

Le 11 mai 2009, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé le projet de loi intitulé *The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act* (la « **MRGGA** ») afin de réglementer les émissions de GES dans la province. La MRGGA a reçu la sanction royale le 20 mai 2010 et entrera en vigueur lors de sa promulgation. Les règlements pris en application de la MRGGA n'ont pas encore été promulgués, mais les versions préliminaires indiquent que la Saskatchewan adoptera un objectif de 20 % de réduction de ses émissions de GES d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2006 et permettra l'utilisation de crédits d'investissement précertifiés, de crédits au titre de la prévention, de crédits d'émissions et de versements dans un fonds de technologie destiné à contribuer à atteindre la conformité, semblables à l'initiative en matière de changements climatiques du gouvernement de l'Alberta. On ignore si le programme mis en œuvre par la MRGGA sera fondé sur la réduction de l'intensité des émissions ou sur un plafonnement absolu des émissions. La MRGGA s'appliquera à toutes les installations émettant plus de 50 000 tonnes d'équivalents de CO_2 par année.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit est un exposé de certains facteurs de risque propres à Tamarack, à ses activités et à la propriété de ses titres, que les acquéreurs éventuels devraient examiner attentivement. Les renseignements qui suivent ne constituent qu'un sommaire de certains facteurs de risque et sont présentés entièrement sous réserve de l'information détaillée figurant ailleurs dans la présente notice et ils doivent être lus à la lumière de celle-ci. La concrétisation de l'un des risques exposés ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie de Tamarack et, dans certains cas, sa réputation.

Conditions du marché

Les circonstances et les conditions qui ont fait récemment leur apparition sur les marchés, y compris l'offre de pétrole et de gaz naturel excédentaire à l'échelle mondiale, les mesures que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole a prises récemment, le ralentissement de la croissance en Chine et dans d'autres économies émergentes, la volatilité des marchés et les perturbations survenues sur ceux-ci en Asie ainsi que les niveaux de dette souveraine dans divers pays, ont entraîné une faiblesse et une volatilité marquées du prix des marchandises. Ces circonstances et ces conditions ont fait baisser considérablement la valeur des sociétés pétrolières et gazières et diminuer la confiance à l'égard du secteur pétrolier et gazier. Ces difficultés ont été exacerbées au Canada par l'arrivée d'un nouveau gouvernement à l'échelon fédéral et, dans le cas de l'Alberta, à l'échelon provincial ainsi que par l'incertitude connexe entourant les modifications qui pourraient être apportées par ces nouveaux gouvernements à la réglementation, aux régimes fiscaux ou aux régimes de redevances. En outre, l'incapacité d'obtenir les approbations requises pour construire des pipelines ou d'autres installations en vue de procurer au secteur pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien un meilleur accès aux marchés a créé de l'incertitude additionnelle et réduit la confiance à l'égard du secteur pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien. De plus, la faiblesse du prix des marchandises pourrait avoir une incidence sur le volume et la valeur des réserves de la Société, surtout si certaines réserves deviennent non rentables. En outre, la faiblesse du prix des marchandises a eu pour effet de réduire et devrait continuer d'avoir pour effet de réduire les flux de trésorerie de la Société, ce qui pourrait se répercuter sur le budget des dépenses en immobilisations. Par conséquent, la Société pourrait ne pas être en mesure de remplacer sa production avec des réserves additionnelles, et sa production et ses réserves pourraient diminuer sur une période de 12 mois. Une période prolongée de conditions défavorables sur les marchés pourrait faire obstacle à la capacité de la Société de refinancer sa facilité de crédit ou d'obtenir autrement du financement à l'échéance de la facilité de crédit ou si les limites de prêt aux termes de la facilité de crédit sont réduites par suite d'un examen périodique. Étant donné la situation actuelle sur les marchés et le manque de confiance à l'égard du secteur pétrolier et gazier canadien, la Société pourrait éprouver de la difficulté à réunir des capitaux additionnels à l'avenir et, si elle était en mesure de le faire, elle pourrait devoir le faire à des conditions défavorables ou à des conditions ayant un effet hautement dilutif.

Incidence du prix des marchandises sur les résultats d'exploitation et les résultats financiers

Les résultats d'exploitation et les résultats financiers de la Société dépendent du prix qu'elle obtient pour sa production de pétrole et de gaz naturel. Toute baisse marquée et prolongée du prix du pétrole et du gaz naturel aurait une incidence défavorable, notamment, sur les produits d'exploitation et la situation financière de la Société.

Risques liés à l'exploration, au développement et à la production

Les activités liées au pétrole et au gaz naturel comportent de nombreux risques que même l'expérience, les connaissances et l'évaluation minutieuse pourraient ne pas suffire à contrer. Le succès commercial à long terme de Tamarack dépend de sa capacité à trouver, à acquérir, à développer et à exploiter commercialement des réserves de pétrole et de gaz naturel. Sans l'apport constant de nouvelles réserves, les réserves existantes de Tamarack et la production provenant de celles-ci s'amenuiseront au fur et à mesure de l'exploitation de ces réserves. L'augmentation future des réserves de Tamarack dépendra de sa capacité à explorer et à développer ses terrains existants ainsi qu'à sa capacité à choisir et à acquérir des terrains productifs ou prometteurs convenables. Rien ne garantit que Tamarack puisse continuer à repérer des terrains convenant à une acquisition ou à une prise de participation. En outre, Tamarack pourrait déterminer que la conjoncture du marché, les modalités d'acquisition ou de prise de participation ou le prix

rendent l'acquisition ou la prise de participation éventuelle non rentable. En outre, rien ne garantit que Tamarack découvrira ou acquerra d'autres quantités commerciales de pétrole et de gaz naturel.

L'exploration future du pétrole et du gaz naturel pourrait ne pas être rentable, non seulement en raison du forage de puits secs, mais également de puits productifs dont la production est insuffisante pour générer un bénéfice après déduction des coûts, notamment des coûts de forage et des frais d'exploitation. La complétion d'un puits ne garantit pas de rendement du capital investi ni le recouvrement des coûts de forage, de complétion et d'exploitation. Les dangers liés au forage ou les dommages causés à l'environnement pourraient fortement alourdir les frais d'exploitation et diverses conditions d'exploitation des champs pourraient restreindre la production de puits productifs. Les conditions d'exploitation des champs incluent notamment les retards dans l'obtention des approbations gouvernementales ainsi que la fermeture de puits raccordés en raison de conditions météorologiques extrêmes, l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres conditions géologiques ou mécaniques. La surveillance étroite et l'entretien efficace des puits peuvent contribuer à maximiser la production au fil du temps, mais il est impossible d'éliminer les retards et le déclin de la production dans les conditions normales d'exploitation des champs, qui peuvent avoir une incidence défavorable, à divers degrés, sur les produits d'exploitation et les flux de trésorerie.

Les activités d'exploration, de développement et de production de pétrole et de gaz naturel comportent tous les risques et les dangers généralement associés à de telles activités, comme les risques d'incendie, d'explosion, d'éruption, de formation de cratère, d'émanations de gaz corrosif et de déversements ou d'autres risques environnementaux; chacun de ces risques et de ces dangers inhérents pourrait entraîner des blessures ou des dommages importants aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, à d'autres biens et à l'environnement. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel comportent par ailleurs tous les risques généralement associés à de telles activités, y compris la présence de formations ou de pressions imprévues, l'épuisement prématuré des réservoirs et l'infiltration d'eau dans les formations productrices. Les pertes découlant de la réalisation de l'un de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation futurs, les liquidités et la situation financière.

Marchés des capitaux mondiaux

Les événements et la conjoncture du marché, y compris les perturbations des marchés mondiaux du crédit et d'autres systèmes financiers, et les niveaux de dette souveraine en Amérique et en Europe, peuvent engendrer une grande volatilité des prix des marchandises. Les événements et la conjoncture récents ont provoqué une perte de confiance à l'égard de l'ensemble des marchés du crédit et des marchés des capitaux des États-Unis et du monde et se sont traduits par une augmentation de la volatilité, une baisse des liquidités, un accroissement des écarts de taux, un manque de transparence des prix, une hausse des pertes sur créances et un resserrement du crédit. Malgré les diverses mesures prises par les gouvernements, les inquiétudes au sujet de l'état général des marchés financiers, des instruments financiers, des banques, des maisons de courtage, des assureurs et des autres institutions financières ont entraîné une détérioration encore plus marquée des marchés du crédit et un déclin considérable des marchés boursiers. La persistance de l'état de déprime du marché pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses dépenses en immobilisations prévues. Cela pourrait, en outre, nuire à sa capacité de refinancer sa facilité de crédit ou de la remplacer par un autre type de financement lorsqu'elle viendra à échéance ou si la limite de crédit dont elle est assortie est réduite lors de révisions périodiques. Chacune de ces situations aurait une incidence défavorable sur la capacité de la Société de maintenir et d'accroître ses réserves et d'exploiter pleinement ses terrains au bénéfice de ses actionnaires. Même si des signes de reprise de l'économie se manifestent, ces facteurs ont eu une incidence défavorable sur les évaluations de la Société et continueront vraisemblablement d'impacter la performance de l'économie mondiale dans l'avenir. On s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz naturel restent volatils dans un proche avenir en raison de l'incertitude du marché quant à l'offre et à la demande de ces marchandises qu'engendrent l'état actuel de l'économie mondiale, les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et les inquiétudes persistantes au sujet du crédit et de la liquidité. Cette volatilité pourrait, dans l'avenir, nuire à la capacité de la Société de mobiliser des capitaux propres ou d'emprunt à des conditions acceptables.

Prix des marchandises, marchés et commercialisation

De nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société ont et continueront d'avoir une incidence sur la facilité de commercialisation et le prix du pétrole et du gaz naturel que Tamarack peut acquérir ou découvrir. La capacité de la Société à commercialiser son pétrole et son gaz naturel pourrait dépendre de son aptitude à acquérir des volumes dans les pipelines qui acheminent le gaz naturel jusqu'aux marchés commerciaux. La capacité de livraison de la Société pourrait également être assujettie à des incertitudes en raison de la distance séparant ses réserves des pipelines et des installations de traitement et de stockage, de problèmes opérationnels touchant les pipelines et les installations et de la réglementation gouvernementale régissant les prix, les taxes, les redevances, la tenure, la production permise, l'exportation de pétrole et de gaz naturel ainsi que de nombreux autres aspects des activités liées au pétrole et au gaz naturel.

Les prix du pétrole et du gaz naturel peuvent être volatils et sujets à des fluctuations. Une baisse importante des prix pourrait entraîner une diminution des produits d'exploitation nets de Tamarack. L'intérêt économique d'exploiter certains puits pourrait diminuer en raison d'une baisse des prix, ce qui pourrait se traduire par une réduction de la production de pétrole ou de gaz naturel et du volume des réserves de Tamarack. Tamarack pourrait également choisir de ne pas exploiter certains puits à la suite d'une baisse des prix. Tous ces facteurs pourraient entraîner une baisse importante des produits d'exploitation nets prévus de Tamarack, de même qu'une diminution de ses activités d'acquisition, de développement et d'exploration liées au pétrole et au gaz naturel. Les prix du pétrole et du gaz naturel sont sujets à de grandes fluctuations résultant de variations relativement mineures de l'offre et de la demande de ces produits, de l'incertitude du marché et de divers autres facteurs indépendants de la volonté de Tamarack. Ces facteurs incluent la conjoncture économique aux États-Unis, au Canada et en Europe, les mesures prises par l'OPEP, la réglementation gouvernementale, l'instabilité politique au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et dans d'autres régions, l'offre de pétrole et de gaz naturel à l'étranger, les risques de perturbation de l'offre, les prix à l'importation et la disponibilité de sources de carburants de remplacement. Tout au long du deuxième semestre de 2014, de la majeure partie de 2015 et en 2016, les cours mondiaux du pétrole ont poursuivi leur chute considérable. Toute autre baisse importante ou faiblesse soutenue des prix du pétrole et du gaz naturel aurait une incidence défavorable sur la valeur comptable des réserves, la capacité d'emprunt, les produits d'exploitation, la rentabilité et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de Tamarack et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

On s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz naturel restent volatils dans un proche avenir en raison de l'incertitude du marché quant à l'offre et à la demande de ces marchandises qu'engendrent l'état actuel de l'économie mondiale, les mesures prises par l'OPEP et les inquiétudes persistantes au sujet du crédit et de la liquidité. La volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel rend difficile l'estimation de la valeur de terrains productifs aux fins d'acquisition et provoque souvent des perturbations sur le marché pour les terrains productifs de pétrole et de gaz naturel puisque les acheteurs et les vendeurs ont de la difficulté à s'entendre sur la valeur de ces terrains. La volatilité des prix complique également l'établissement de budgets et la prévision du rendement de projets d'acquisition, de développement et d'exploitation.

En outre, les emprunts bancaires que Tamarack contracte peuvent, en partie, être établis en fonction de sa base d'emprunt. Une baisse importante et soutenue des prix par rapport aux moyennes historiques pourrait réduire la base d'emprunt de Tamarack et ainsi entraîner une diminution de son crédit bancaire, de sorte que Tamarack pourrait être tenue de rembourser une partie ou la totalité de sa dette bancaire.

Volatilité du cours des actions ordinaires

Le cours des actions ordinaires est volatil. Cette volatilité peut nuire à la capacité des porteurs de vendre leurs actions ordinaires à un prix avantageux. Les fluctuations du cours des actions ordinaires peuvent découler du fait que les résultats d'exploitation de Tamarack ne répondent pas aux attentes des analystes en valeurs mobilières ou des investisseurs au cours d'un trimestre, de la révision à la baisse des estimations des analystes en valeurs mobilières, de mesures prises par des organismes de réglementation gouvernementaux, de changements défavorables dans la conjoncture du marché ou dans les tendances économiques, d'acquisitions, de cessions ou d'autres annonces publiques faites par Tamarack ou ses concurrents, ainsi que de divers autres facteurs, incluant, sans limitation, ceux qui sont exposés à la rubrique « *Énoncés prospectifs* ». De plus, au cours des dernières années, les cours et les volumes négociés

sur les marchés des valeurs mobilières, dont la TSX, ont connu des fluctuations considérables. Ces fluctuations ont entraîné une volatilité des cours qui, souvent, n'avait pas de lien avec la performance opérationnelle de l'émetteur ou était disproportionnée par rapport à celle-ci. Ces grandes fluctuations sur les marchés pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Dépendance envers les exploitants, la direction et le personnel clé

La réussite de l'exploration, du développement et de la commercialisation de réserves de pétrole et de gaz dépend de nombreux facteurs, dont les compétences techniques du personnel exploitant ne sont pas les moindres. La réussite de Tamarack dépendra, en partie, de la performance de ses cadres clés et de ses consultants. L'incapacité de retenir à son service ces cadres et consultants, ou d'attirer du personnel clé supplémentaire, possédant les compétences et l'expérience nécessaires, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la croissance et la rentabilité de Tamarack. Tamarack ne souscrit aucune assurance collaborateurs. De plus, Tamarack n'est pas nécessairement l'exploitant de certains terrains de pétrole et de gaz naturel dans lesquels elle acquiert des intérêts. Dans les cas où elle n'est pas l'exploitant de ses terrains pétroliers et gaziers, Tamarack sera tributaire de ces exploitants pour l'établissement du calendrier des activités qui y sont exercées et sera dans une large mesure incapable de diriger ou de contrôler les activités des exploitants.

Risque lié à la facilité de crédit

Le montant autorisé aux termes de la facilité de crédit est tributaire de la base d'emprunt établie par les prêteurs pour Tamarack aux termes de la facilité de crédit. La Société doit se plier aux engagements prévus par la facilité de crédit, ce qui comprend certains critères de ratios financiers qui, à l'occasion, ont une incidence sur la disponibilité ou le prix d'un financement additionnel et, si la Société ne s'y conforme pas, son accès à des capitaux pourrait être limité ou un remboursement pourrait être requis. L'omission de la Société de se plier à ces engagements, lesquels pourraient être touchés par des situations indépendantes de la volonté de la Société, pourrait donner lieu à un défaut aux termes de la facilité de crédit et faire en sorte que la Société soit tenue de rembourser des sommes dues aux termes de celle-ci. Même si la Société est en mesure d'obtenir un nouveau financement, il pourrait ne pas comporter des modalités raisonnables sur le plan commercial ou des modalités qui sont acceptables pour la Société. Si la Société n'est pas en mesure de rembourser les sommes dues, les prêteurs de Tamarack aux termes de la facilité de crédit pourraient entamer une procédure de saisie ou réaliser par ailleurs la valeur de la sûreté qui leur a été accordée en guise de garantie sur la dette. Le remboursement anticipé de la dette de la Société aux termes d'une entente peut déclencher des remboursements anticipés de dettes aux termes d'autres ententes qui renferment des dispositions en matière de défaut croisé et de remboursements anticipés croisés. De plus, la facilité de crédit peut, à l'occasion, imposer des restrictions opérationnelles et financières sur la Société pouvant comprendre des restrictions relatives au versement de dividendes, aux rachats ou aux versements d'autres distributions à l'égard des titres de la Société, aux engagements de dette additionnelle, aux attributions de sûreté, aux prises en charge de prêts, aux dépenses en immobilisations, aux conclusions de regroupements, de fusions, d'offres publiques d'achat ou de disposition d'actifs, notamment.

La base d'emprunt de la Société est établie et établie de nouveau par les prêteurs de Tamarack aux termes de la facilité de crédit en fonction des réserves de la Société, du prix des marchandises, du taux d'escompte applicable et d'autres facteurs déterminés par les prêteurs de la Société. Une baisse importante du prix des marchandises pourrait réduire la base d'emprunt de la Société, ce qui réduirait ainsi les fonds disponibles pour la Société aux termes de la facilité de crédit, ce qui ferait en sorte qu'une partie ou la totalité de la dette bancaire de la Société doive être remboursée.

Dette additionnelle

La Société pourrait devoir trouver d'autres sources de financement pour rembourser sa dette à son échéance. Rien ne garantit que la Société sera en mesure d'obtenir du financement à des modalités acceptables pour elle ni qu'elle pourra en obtenir à ce moment-là.

De plus, si la Société n'est plus en mesure de payer les frais de service de sa dette ou commet par ailleurs un cas de défaut aux termes de la facilité de crédit, selon le cas, elle pourrait alors être obligée de vendre une partie de ses actifs ou de ses terrains. Le produit tiré d'une telle vente serait affecté au règlement des sommes dues aux prêteurs de la Société et à d'autres créanciers, et la Société pourra conserver le reste, le cas échéant.

Emprunts

À l'occasion, Tamarack acquiert des actifs ou des actions d'autres sociétés ou finance ses activités courantes au moyen d'emprunts, ce qui risque de porter sa dette à des niveaux plus élevés que la norme du secteur. De plus, une diminution appréciable des prix du pétrole et du gaz naturel, des pertes de couverture ou une production inférieure aux prévisions des terrains de Tamarack pourrait faire passer le ratio dette / flux de trésorerie de la Société au-dessus de la norme du secteur. Le niveau de la dette ou du ratio dette / flux de trésorerie pourrait nuire à la capacité de Tamarack d'obtenir du nouveau financement en temps opportun dans l'avenir et pourrait se répercuter sur le cours des actions ordinaires.

Estimation des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN ainsi que des flux de trésorerie qu'on prévoit en tirer, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de Tamarack. Les renseignements sur les réserves et les flux de trésorerie connexes figurant dans la présente notice ne sont que des estimations. En règle générale, les estimations de réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables et des flux de trésorerie nets futurs tirés de ces réserves sont fondées sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses, notamment les suivants : la production antérieure des terrains, les taux de production, les réserves récupérées en définitive, le moment et le montant des dépenses en immobilisations, la facilité de commercialisation du pétrole et du gaz naturel, les taux de redevances, les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux, ainsi que les frais d'exploitation futurs, et ces estimations peuvent différer sensiblement des résultats réels. Pour ces raisons, il peut exister des variations dans les estimations établies par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments en ce qui concerne les réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables attribuées à un ensemble de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque lié à la récupération et les produits d'exploitation nets futurs que l'on prévoit en tirer. La production, les produits d'exploitation, les taxes et impôts et les frais de développement et d'exploitation réels de Tamarack relatifs à ses réserves différeront des estimations, et les écarts pourraient être importants. En outre, les évaluations sont fondées, en partie, sur l'hypothèse que les activités que Tamarack entend mener ultérieurement seront fructueuses. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés qui sont présentés dans ces évaluations seront inférieurs aux estimations si ces activités sont moins fructueuses que ne le supposent ces évaluations.

L'estimation de réserves prouvées qui peuvent être développées et exploitées ultérieurement est souvent fondée sur des calculs volumétriques et des comparaisons avec des types similaires de réserves, plutôt que sur les antécédents de production réels. Les estimations établies selon ces méthodes sont généralement moins fiables que celles fondées sur les antécédents de production. Une évaluation ultérieure des mêmes réserves fondée sur les antécédents et les méthodes de production donnera lieu à des écarts par rapport aux réserves estimatives, et ces écarts pourraient être importants. Plusieurs des puits productifs de Tamarack ont des antécédents de production limités, de sorte qu'il existe moins d'antécédents de production pour étayer les estimations des réserves. De plus, une partie importante des réserves de Tamarack peut être attribuable à un nombre limité de puits et, par conséquent, une variation dans les résultats de production ou les caractéristiques du réservoir de ces puits pourrait avoir une incidence importante sur les réserves de Tamarack.

Conformément à la législation en valeurs mobilières applicable, GLJ a utilisé des estimations des prix et coûts prévisionnels en fonction des moyennes établies au moyen des prévisions de prix déterminées par trois évaluateurs indépendants différents pour calculer les quantités de réserves. Se reporter à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Hypothèses de prix* ». Les flux de trésorerie nets futurs réels seront sensibles à d'autres facteurs, comme les niveaux de production réels, l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel, la réduction ou l'augmentation de la consommation des acheteurs de pétrole et de gaz naturel, l'évolution de la réglementation gouvernementale et de la fiscalité et l'incidence de l'inflation sur les coûts. La production réelle et les flux de trésorerie réels qui en sont tirés différeront des estimations contenues dans le rapport de GLJ, et les écarts pourraient être importants. Le rapport de GLJ est fondé, en partie, sur l'hypothèse que les activités que Tamarack entend mener ultérieurement seront fructueuses. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés qui sont présentés dans le rapport de GLJ seront inférieurs aux estimations si ces activités sont moins fructueuses que ne le suppose le rapport de GLJ.

Le rapport de GLJ est valide au 31 décembre 2015 et, sauf indication contraire, il n'a pas été mis à jour, de sorte qu'il ne reflète pas les variations des réserves de Tamarack depuis cette date.

Terrains sans réserves attribuées

Le développement de terrains sans réserves attribuées peut être tributaire de nombreux facteurs, dont les paramètres économiques d'un projet, les prix des marchandises prévus, les estimations des coûts et l'accès aux infrastructures. Ces facteurs, entre autres, pourraient entraîner le report ou l'accélération de projets liés à ces terrains.

Risques liés aux acquisitions

Les acquisitions de terrains ou de sociétés dans le secteur pétrolier et gazier, y compris l'acquisition de Sure Energy, l'acquisition de Wilson Creek et les acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek, reposent en grande partie sur des évaluations techniques, environnementales et économiques effectuées par l'acquéreur, des ingénieurs et des experts-conseils indépendants. Ces évaluations se fondent sur une série d'hypothèses concernant des facteurs comme la récupérabilité et la facilité de commercialisation du pétrole et du gaz naturel, des restrictions et des interdictions environnementales quant aux rejets et aux émissions de diverses substances, les prix du pétrole et du gaz et les frais d'exploitation futurs, les dépenses en immobilisations et les redevances futures et autres charges gouvernementales qui seront imposées pendant la durée de l'exploitation des réserves. Bon nombre de ces facteurs peuvent changer et sont indépendants de la volonté de Tamarack. Toutes ces évaluations comportent une part d'incertitude quant aux aspects géologiques, techniques, environnementaux et réglementaires de sorte que la production et les réserves pourraient être inférieures et les frais d'exploitation ou les dépenses en immobilisations pourraient être supérieurs aux prévisions.

Bien que des vérifications de titres et des contrôles environnementaux soient effectués avant l'achat d'actifs dans le secteur des ressources, ces vérifications et contrôles ne sont pas une garantie qu'il n'existe pas de vices imprévus dans la chaîne de titres susceptibles de priver Tamarack de son titre à l'égard de certains actifs ou de défauts ou de défaillances en matière environnementale.

Incapacité de réaliser les avantages attendus des acquisitions et des cessions

Dans le cours normal des activités, Tamarack acquiert et cède des entreprises et des actifs. La réalisation des avantages attendus d'acquisitions, y compris de l'acquisition de Sure Energy, de l'acquisition de Wilson Creek et des acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek, dépend, en partie, de la réussite du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités et des procédures de manière diligente et efficace ainsi que de la capacité de Tamarack à tirer parti des occasions de croissance et des synergies attendues du regroupement des entreprises et des activités acquises avec celles de la Société. L'intégration d'entreprises acquises peut nécessiter un important investissement en temps et en ressources de la part de la direction, détournant ainsi son attention d'autres occasions stratégiques et d'autres questions opérationnelles. La direction évalue continuellement la valeur et l'apport des services fournis et les actifs requis pour fournir ces services. Dans cette optique, Tamarack procède périodiquement à la cession d'actifs non essentiels afin de mieux orienter ses efforts et d'utiliser plus efficacement ses ressources. Selon la conjoncture du marché, la cession de certains actifs non essentiels de Tamarack pourrait rapporter moins que la valeur comptable qui leur est attribuée dans les états financiers de la Société.

Couverture

Tamarack conclut à l'occasion des contrats en vue de recevoir des prix fixes pour sa production de pétrole et de gaz naturel afin de compenser le risque de perte de revenus en cas de baisse des prix des marchandises; toutefois, en cas d'augmentation des prix au-delà du niveau fixé dans ces contrats, Tamarack ne pourra pas bénéficier de ces augmentations et sera néanmoins obligée de verser des redevances sur ces prix plus élevés, même si elle ne les a pas reçus, compte tenu de ces contrats.

Risque de crédit de tiers et retards

Tamarack est ou peut être exposée au risque de crédit de tiers découlant des ententes contractuelles conclues avec ses coentrepreneurs actuels ou futurs, les négociants de sa production de pétrole et de gaz naturel et d'autres parties. Le défaut de l'une de ces parties de respecter ses obligations contractuelles envers Tamarack pourrait avoir une incidence défavorable importante sur Tamarack et ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. En outre, des conditions de crédit difficiles pour le secteur et pour des coentrepreneurs peuvent avoir une incidence sur la volonté d'un coentrepreneur de participer au programme d'immobilisations continu de Tamarack, ce qui pourrait retarder la réalisation du programme et ses résultats jusqu'à ce que Tamarack trouve un autre partenaire convenable.

En plus des retards habituels pouvant se produire dans les paiements effectués par les acheteurs de pétrole et de gaz naturel à Tamarack ou aux exploitants de ses terrains, et dans ceux qui sont versés à Tamarack par ces exploitants, les paiements entre ces parties peuvent également être retardés en raison de restrictions imposées par des prêteurs, de retards dans la comptabilité, de retards dans la vente ou la livraison de produits, de retards dans le raccordement de puits à un réseau collecteur ou du recouvrement par l'exploitant des dépenses engagées dans le cadre de l'exploitation des terrains. Les retards causés par l'un quelconque de ces facteurs pourraient entraîner une réduction des flux de trésorerie disponibles pour les activités de Tamarack et exposer Tamarack à des risques supplémentaires liés au risque de crédit de tiers.

Fluctuation des taux de change et des taux d'intérêt

Les frais d'exploitation engagés par Tamarack sont généralement réglés en dollars canadiens. Les prix du pétrole et du gaz naturel à l'échelle mondiale sont libellés en dollars américains. Par conséquent, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, qui fluctue au fil du temps, a une incidence sur le prix que reçoivent les producteurs canadiens de pétrole et de gaz naturel. Une appréciation importante du dollar canadien a une incidence défavorable sur les revenus de production de Tamarack. Les taux de change futurs entre le dollar canadien et le dollar américain pourraient donc avoir une incidence sur la valeur future des réserves de Tamarack telle qu'elle a été établie par des évaluateurs indépendants. Lorsque Tamarack réalise des opérations de gestion du risque de change, elle s'expose au risque de défaillance des contreparties à ces opérations.

Par ailleurs, une augmentation des taux d'intérêt pourrait entraîner une augmentation importante des coûts du service de la dette de Tamarack et, par le fait même, avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Concurrence

Il existe une forte concurrence dans tous les aspects du secteur du pétrole et du gaz naturel. Dans la recherche de capitaux, de personnel qualifié, d'accès aux appareils de forage et autres équipements, d'accès aux installations de traitement, aux pipelines et aux installations de raffinage ainsi que dans tous les autres aspects de ses activités, Tamarack rivalise activement avec de nombreuses autres entreprises, dont plusieurs possèdent des ressources techniques et financières beaucoup plus importantes que les siennes.

Risques géopolitiques

Les événements politiques qui surviennent à l'échelle mondiale et perturbent l'offre de pétrole ont et continueront d'avoir une incidence sur la facilité de commercialisation et le prix du pétrole et du gaz naturel que Tamarack acquiert ou découvre. Les conflits ou, à l'inverse, les développements pacifiques qui se produisent au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et ailleurs dans le monde ont une incidence importante sur le prix du pétrole et du gaz naturel. Tout événement pourrait entraîner une baisse importante des prix ainsi qu'une diminution des produits d'exploitation nets de Tamarack.

Questions environnementales

Le secteur pétrolier et gazier est assujetti à des règlements environnementaux prévus par diverses lois locales, provinciales et fédérales. La violation de cette législation peut entraîner l'imposition d'amendes et d'autres sanctions, ainsi que l'obligation de remédier à des dommages causés à l'environnement par les activités de Tamarack. Se reporter

à la rubrique « *Situation dans le secteur – Réglementation environnementale* ». Si Tamarack était incapable de financer le coût de remédiation de dommages causés à l'environnement, elle pourrait devoir suspendre des activités ou adopter des mesures de conformité provisoires pendant les travaux de remédiation requis. La législation environnementale évolue de telle façon qu'il devrait en résulter des normes plus strictes et une plus grande rigueur dans leur mise en application, des amendes et une responsabilité accrues et l'augmentation possible des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation. Le déversement ou l'émission de pétrole, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau pourrait donner lieu à des responsabilités envers les gouvernements et des tiers et forcer Tamarack à engager des frais pour y remédier. Bien que Tamarack estime qu'elle se conforme pour l'essentiel à la réglementation environnementale applicable actuelle, rien ne garantit que la législation environnementale n'entraînera pas une réduction de la production ou une augmentation importante des frais de production, de développement ou d'exploration ou qu'elle n'aura pas d'autres incidences défavorables sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les perspectives de Tamarack. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur – Réglementation environnementale* ».

Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan ont mis en œuvre des programmes d'évaluation de la gestion du passif conçus en vue de faire en sorte que les contribuables n'aient pas à prendre en charge les frais de suspension, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations et des pipelines si un titulaire de permis ou de licence cesse d'exister. En règle générale, ces programmes comportent l'évaluation du ratio de l'actif réputé par rapport au passif réputé du titulaire de permis. Si le passif réputé excède l'actif réputé du titulaire de permis, celui-ci devra fournir un dépôt de garantie. La fluctuation du ratio de l'actif réputé par rapport au passif réputé de Tamarack ou les modifications qui pourraient être apportées aux exigences prévues par les programmes de gestion du passif pourraient se traduire par une augmentation considérable du montant de la garantie qui devra être fournie. De plus, le système de gestion du passif pourrait empêcher la Société d'acquérir ou d'aliéner des éléments d'actif gaziers ou pétroliers, ou rendre ces opérations plus difficiles, étant donné que tant le vendeur que l'acheteur devront se conformer aux programmes de gestion du passif (tant avant qu'après le transfert de l'actif) avant que l'organisme de réglementation compétent puisse autoriser le transfert de ces éléments d'actif. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur – Programmes d'évaluation de la gestion du passif* ».

Réglementation

Différents paliers de gouvernement assujettissent les activités du secteur du pétrole et du gaz naturel (exploration, production, fixation du prix, commercialisation et transport) à de nombreux contrôles et à un vaste ensemble de règlements, qui peuvent être modifiés à l'occasion. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur* ». Les activités de Tamarack peuvent nécessiter l'obtention de licences auprès de diverses autorités gouvernementales. Rien ne garantit que Tamarack puisse obtenir toutes les licences et tous les permis susceptibles d'être exigés pour exercer les activités d'exploration et de développement de ses projets. On ne s'attend pas à ce que ces contrôles et règlements aient sur les activités de Tamarack un effet sensiblement différent de celui qu'ils auraient sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire.

Législation en matière de changements climatiques

Étant donné que ses installations d'exploration et de production et certaines de ses autres installations émettent des GES, la Société doit se conformer à la législation sur les émissions de gaz à effet de serre contenue dans la loi de l'Alberta intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* et son règlement d'application intitulé *Specified Gas Emitters Regulation.* La société pourrait également devoir se conformer à la réglementation sur les émissions de GES qui sera éventuellement adoptée par le gouvernement fédéral, qui adopte actuellement une réglementation secteur par secteur. Les coûts directs ou indirects associés au respect de ces règlements pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats des d'exploitation et les perspectives de la Société. La mise en œuvre ou la modification future de la réglementation sur les émissions de GES, y compris les coûts accrus de conformité prévus dans le règlement de l'Alberta intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* et dans le nouveau projet de l'Alberta visant à réduire les émissions de méthane libéré ou en fuite, pourrait également avoir une incidence importante sur la nature des activités du secteur du pétrole et du gaz naturel, y compris sur celles de la Société.

Suivant l'adoption de l'*Accord de Paris* par les parties à la CCNUCC le 12 décembre 2015, auquel le Canada participait, le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Le mécanisme qui sera mis en œuvre en vue d'atteindre cet objectif n'a pas encore été finalisé.

Les frais directs et indirects que la Société pourrait devoir engager pour se conformer aux règlements sur les changements climatiques pourraient nuire de façon importante à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux perspectives de la Société. De plus, les préoccupations soulevées par les changements climatiques ont incité un certain nombre d'activistes environnementaux et de membres du public à s'opposer à la poursuite des activités d'exploitation et de mise en valeur des combustibles fossiles. Étant donné la nature évolutive du débat sur les changements climatiques et le contrôle des GES et des exigences qui en résultent, il est impossible de prédire l'incidence que ces exigences auront sur Tamarack, sur ses activités et sur sa situation financière. Se reporter à la rubrique « *Situation dans le secteur – Réglementation en matière de changements climatiques* ».

Possibilité d'inexactitude de l'information prospective

Les investisseurs éventuels ne doivent pas s'en remettre sans réserve à l'information prospective. Par définition, l'information prospective comporte des risques et des incertitudes connus et inconnus et est fondée sur de nombreuses hypothèses, tant de nature générale que de nature spécifique, qui pourraient entraîner un écart important entre les résultats réels et ceux qui sont suggérés dans l'information prospective ou qui pourraient contribuer à la possibilité que les prédictions, les prévisions ou les projections comportent des inexactitudes importantes.

De plus amples renseignements sur les risques, hypothèses et incertitudes sont présentés à la rubrique « *Énoncés prospectifs* » de la présente notice.

Rendement d'un placement

Tamarack n'a versé aucun dividende ni effectué aucune distribution sur ses titres. Qui plus est, Tamarack pourrait ne jamais atteindre un niveau de rentabilité qui lui permettrait de verser des dividendes ou d'effectuer d'autres formes de distributions aux porteurs de ses titres. Dans tous les cas, compte tenu du stade de développement de Tamarack, il faudra vraisemblablement beaucoup de temps avant qu'elle soit en mesure de verser des dividendes ou d'effectuer des distributions aux investisseurs. Le versement de futurs dividendes par Tamarack se fera à l'appréciation du conseil d'administration. À cet égard, Tamarack a actuellement l'intention de conserver ses bénéfices pour financer l'expansion de ses affaires et ne prévoit pas verser de dividendes dans l'avenir prévisible.

Disponibilité du matériel et du personnel qualifié et coûts connexes

Les activités d'exploration et de développement de pétrole et de gaz naturel dépendent de la disponibilité du matériel de forage et du matériel connexe ainsi que du personnel qualifié dans les régions où ces activités sont exercées. La demande visant ce matériel et ce personnel qualifié, dont la quantité est limitée, pourrait avoir une incidence sur la disponibilité de ce matériel et de ce personnel qualifié pour Tamarack et pourrait retarder ses activités d'exploration et de développement. De plus le coût du personnel qualifié et du matériel dans les régions où les actifs de Tamarack sont situés est élevé en raison de la faible disponibilité et de la forte demande.

Gestion de la croissance

Tamarack pourrait être exposée à des risques liés à la croissance, y compris des contraintes en matière de capacité et la surcharge de ses systèmes et contrôles internes. Pour gérer efficacement sa croissance, Tamarack devra continuer de mettre en œuvre et d'améliorer ses systèmes opérationnels et financiers ainsi que d'accroître ses effectifs, de les former et de les gérer. L'incapacité de Tamarack à gérer sa croissance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Conflits d'intérêts potentiels

Certains administrateurs de Tamarack sont également administrateurs ou dirigeants d'autres sociétés qui sont en concurrence avec Tamarack. Rien ne garantit que ces administrateurs proposeront à Tamarack les occasions d'affaires

qu'ils pourront repérer. Les conflits d'intérêts éventuels doivent être divulgués en conformité avec l'ABCA et sont assujettis à la procédure et aux recours prévus par cette loi.

Caractère saisonnier et climat

Le niveau d'activité dans le secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada est influencé par les conditions météorologiques. Un hiver doux ou un printemps pluvieux peut limiter l'accès aux chantiers et, par conséquent, entraîner une diminution ou la cessation des activités.

Les services de transports municipaux et provinciaux restreignent le déplacement du matériel de forage et autres équipements lourds durant les périodes de temps pluvieux, ce qui réduit le niveau d'activité. De même, certaines zones de production de pétrole et de gaz naturel ne sont accessibles que durant les mois d'hiver parce que les terrains qui les entourent sont marécageux. Des facteurs saisonniers et des conditions météorologiques imprévues peuvent entraîner une diminution des activités d'exploration et de production et une baisse correspondante de la demande des produits et services de Tamarack.

Substituts aux produits pétroliers et évolution de la demande de produits pétroliers

Les mesures d'économie de carburant, les exigences relatives aux carburants de remplacement, la demande croissante de produits de substitution au pétrole et au gaz naturel de la part des consommateurs et les progrès technologiques sur le plan de l'économie de carburant et des appareils de production d'énergie pourraient réduire la demande de pétrole et d'autres hydrocarbures liquides. Tamarack ne saurait prédire l'incidence de l'évolution de la demande de pétrole et de gaz naturel, mais toute variation importante de la demande pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Tamarack.

Dilution

Tamarack pourrait faire dans l'avenir des acquisitions ou conclure des financements ou d'autres opérations comportant l'émission de titres de la Société, ce qui pourrait avoir un effet de dilution.

Revendications des peuples autochtones

Les peuples autochtones ont revendiqué des titres et des droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. À la connaissance de Tamarack, aucune revendication n'a été faite à l'égard de ses actifs; toutefois, si les auteurs d'une revendication avaient gain de cause, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur Tamarack et ses activités.

Assurance

En raison de ses activités d'exploration et de développement de terrains de pétrole et de gaz naturel, Tamarack pourrait être notamment tenue responsable de la pollution, d'éruptions, de dommages matériels ou de blessures. Tamarack souscrit de l'assurance conformément aux normes du secteur à l'égard de ces risques, mais cette assurance comporte une limite de garantie et pourrait être insuffisante pour couvrir toutes ces responsabilités. En outre, certains risques ne sont assurables en aucune circonstance ou Tamarack pourrait choisir, dans certaines circonstances, de ne pas souscrire d'assurance à l'égard de certains risques en raison du coût élevé des primes ou pour d'autres motifs. Les paiements liés aux responsabilités non couvertes entraîneraient une diminution des fonds dont Tamarack dispose. La survenance d'un sinistre important contre lequel Tamarack n'est pas entièrement assurée ou l'insolvabilité de l'assureur couvrant ce sinistre pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de Tamarack.

Risques liés aux litiges

Dans le cours normal de ses activités, Tamarack peut participer à diverses instances judiciaires, y compris une démarche réglementaire, une procédure fiscale ou une action en justice, relativement à des blessures, à des dommages matériels, à l'impôt foncier, aux droits fonciers, à l'environnement et à des différends contractuels, être désignée

comme partie à de telles instances ou en faire l'objet. Tamarack ne saurait prédite avec certitude l'issue d'instances en cours ou à venir et le fait de ne pas obtenir gain de cause pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Tamarack. Même si Tamarack a gain de cause, la procédure pourrait être coûteuse en temps et en argent et détourner l'attention de la direction et du personnel clé des activités commerciales de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur sa situation financière.

Réseau de pipelines

Le manque de capacité ferme des pipelines continue de freiner le secteur pétrolier et gazier et de limiter la capacité de production et de commercialisation du pétrole et du gaz naturel. De plus, la répartition proportionnelle de la capacité des réseaux de pipelines interprovinciaux continue de compromettre l'exportation de pétrole et de gaz naturel. La fermeture imprévue de pipelines ou la réduction de leur capacité nécessaire aux fins de l'exécution de travaux d'entretien ou du contrôle de leur intégrité, ou en raison de mesures prises par les organismes de réglementation, pourrait également compromettre la production, les activités d'exploitation et les résultats financiers de la Société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Il n'existe aucune poursuite à laquelle la Société est ou a été partie ou qui met ou a mis en cause l'un de ses biens et qui est ou a été importante pour la Société, au cours du dernier exercice clos et, à la connaissance de la Société, aucune poursuite de cet ordre nature n'est envisagée.

À la connaissance de la direction, la Société n'a fait l'objet d'aucune amende ou sanction infligée par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours du dernier exercice clos, n'a fait l'objet d'aucune autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement et n'a conclu aucun règlement à l'amiable devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation des valeurs mobilières au cours du dernier exercice clos.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sous réserve de ce qui est indiqué dans les présentes, à la connaissance des administrateurs et des dirigeants de la Société, aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société, ni aucune personne ou société qui, directement ou indirectement, a la propriété véritable de plus de 10 % des actions ordinaires ou exerce une emprise sur de tels titres, ni aucune personne qui a des liens avec l'un d'eux ou qui fait partie du même groupe que l'un d'eux, n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans toute opération conclue au cours des trois derniers exercices de la Société ou dans une opération projetée durant l'exercice courant qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur la Société.

En conformité avec les modalités de la convention d'acquisition de Sure Energy, M. Boyce a reçu 1 271 719 actions ordinaires en échange de ses actions de Sure Energy qui ont été déposées selon les modalités de l'opération.

Certains administrateurs et dirigeants de la Société ont participé à des placements privés et publics effectués par la Société depuis le début de son dernier exercice clos, de la même manière que les autres souscripteurs sans lien de dépendance.

Noralee Bradley, administratrice de la Société, et Rummy Basra, secrétaire de la Société, sont toutes deux associées au sein d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats qui rend des services juridiques à la Société.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

La Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux de Calgary, en Alberta, est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions ordinaires de la Société.

CONTRATS IMPORTANTS

Exception faite des contrats conclus dans le cours normal des affaires, la Société n'a conclu aucun contrat important au cours du dernier exercice clos, et aucun contrat important conclu avant le dernier exercice clos n'est encore en vigueur, sauf la convention d'acquisition intervenue entre la Société et un important acteur du secteur dans le cadre de l'une des acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Faits survenus en 2015* ».

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Les estimations des réserves contenues dans la présente notice sont tirées du rapport de GLJ, évaluateur de réserves indépendant. En date du 24 mars 2016, à la connaissance de la Société, les administrateurs, les dirigeants, les employés et les consultants de GLJ ayant participé à la rédaction du rapport de GLJ qui ont pu influer directement sur la rédaction de ce rapport, en tant que groupe, sont propriétaires, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation. De plus, aucun administrateur, dirigeant, employé ou consultant de GLJ ne devrait être élu, nommé ou employé à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de la Société, d'une personne ayant des liens avec elle ou d'un membre du même groupe qu'elle.

Certaines estimations des réserves contenues dans des documents déposés par la Société aux termes du Règlement 51-102 au cours du dernier exercice clos ont été établies par Martin Malek, qui est considéré comme un évaluateur de réserves qualifié en conformité avec le Règlement 51-101. En date du 23 mars 2016, M. Malek était propriétaire, directement ou indirectement, de moins de 1 % des titres en circulation de la Société.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés, sont les auditeurs de la Société et ont confirmé qu'ils sont indépendants de la Société au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels pertinents au Canada et la législation ou la réglementation applicable.

À l'exception des personnes nommées ci-dessus, aucun expert (dont la profession ou l'activité confère autorité à un rapport, une évaluation, une déclaration ou un avis dont il est l'auteur) n'a été nommé dans les documents d'information déposés par la Société aux termes du Règlement 51-102 au cours du dernier exercice clos

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires au sujet de Tamarack sont disponibles sur le site Web de SEDAR, au www.sedar.com. On trouvera des renseignements complémentaires, notamment la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les prêts qui leur ont été consentis, le nom des principaux porteurs d'actions ordinaires et les titres autorisés aux fins d'émission dans le cadre des plans de rémunération sous forme de titres de capitaux propres, dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction datée du 23 juillet 2015 établie en vue de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires tenue le 27 août 2015. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans les états financiers annuels audités de la Société et le rapport de gestion établis pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

DÉFINITIONS

Dans la présente notice annuelle, à moins que le contexte ne commande une autre interprétation, les termes suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après.

« **1767001** » : 1767001 Alberta Ltd., ancienne filiale en propriété exclusive directe de la Société qui a fusionné avec Sure Energy le 9 octobre 2013 pour former Sure Amalco.

« **ABCA** » : la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, ch. B-9, dans sa version modifiée, y compris les règlements pris en application de celle-ci.

« **acquisition de Sure Energy** » : l'acquisition par la Société de la totalité des actions émises et en circulation de Sure Energy aux termes d'un plan d'arrangement.

« **acquisition de Wilson Creek** » : l'acquisition en 2014 de la participation de Cardium adjacente à la participation de Cardium existante de Tamarack à Wilson Creek, en Alberta.

« **acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek** » : collectivement, les trois acquisitions distinctes en 2015 auprès de trois grands acteurs du secteur d'une participation de Cardium adjacente à la participation de Cardium existante de Tamarack à Wilson Creek, en Alberta.

« **actions ordinaires** » : les actions ordinaires du capital de Tamarack Valley Energy Ltd.

« **actions privilégiées de TAC** » : les actions privilégiées de TAC échangeables contre des actions ordinaires aux termes des modalités et conditions de la convention d'échange.

« **conseil** » ou « **conseil d'administration** » : le conseil d'administration de Tamarack.

« **convention d'échange** » : la convention d'échange intervenue en date du 20 mai 2010 entre la Société, PrivateCo, Subco et certains porteurs d'actions privilégiées du capital de PrivateCo dans le cadre de l'opération de restructuration.

« **convention de fusion modifiée** » : la convention de fusion modifiée et reformulée intervenue en date du 20 mai 2010 entre la Société, PrivateCo et Subco.

« **Echoex** » : Echoex Ltd.

« **États-Unis** » ou « **U.S.A.** » : les États-Unis d'Amérique y compris leurs territoires et possessions.

« **facilité de crédit** » : facilités de crédit de la Société établies le 31 juillet 2015 auprès d'un syndicat de banques canadiennes, composées d'une facilité de crédit renouvelable de 155 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation de 10 millions de dollars.

« **GLJ** » : GLJ Petroleum Consultants Ltd.

« **IFRS** » : les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board.

« **manuel COGE** » : le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* établi conjointement par la Society of Petroleum Engineers (chapitre de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole.

« **notice** » : la présente notice annuelle modifiée.

« **opération de restructuration** » : l'opération de restructuration réalisée le 17 juin 2010 entre la Société, PrivateCo et Subco aux termes des modalités de la convention de fusion modifiée et comprenant l'élection d'un nouveau conseil d'administration, la nomination d'une nouvelle équipe de direction et le remplacement de la dénomination de la société « Tango Energy Inc. » par « Tamarack Valley Energy Ltd. ».

« **placement de février 2014** » : le placement par voie de prise ferme de 14 000 000 d'actions ordinaires de la Société au prix de 4,30 $ chacune pour un produit brut total de 60,2 millions de dollars.

« **placement de mars 2016** » : le placement par voie de prise ferme de 13 014 000 actions ordinaires de la Société au prix de 2,92 $ chacune pour un produit brut total de 38,0 millions de dollars.

« **PrivateCo** » : la société fermée Tamarack Valley Energy Ltd.

« **rapport de GLJ** » : le rapport d'ingénierie indépendant daté du 1er février 2016 évaluant les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN de la Société en date du 31 décembre 2015.

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

« **Règlement 51-102** » : le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*.

« **Règlement 52-110** » : le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*.

« **SEDAR** » : le Système électronique de données, d'analyse et de recherche.

« **Société** » ou « **Tamarack** » : Tamarack Valley Energy Ltd., société constituée sous le régime des lois de la province d'Alberta.

« **Subco** » : 1529232 Alberta Ltd., ancienne filiale en propriété exclusive directe de la Société qui a fusionné avec PrivateCo aux termes des modalités de la convention de fusion modifiée.

« **Sure Amalco** » : Sure Energy Inc., société issue de la fusion de 1767001 et de Sure Energy aux termes de l'ABCA.

« **Sure Energy** » : Sure Energy Ltd.

« **TAC** » : Tamarack Acquisition Corp., filiale en propriété exclusive de la Société constituée sous le régime des lois de l'Alberta.

« **TSX** » : la Bourse de Toronto.

« **TSX-V** » : la Bourse de croissance TSX.

CONVENTIONS

Certains autres termes utilisés dans la présente notice sans y être définis sont définis dans le Règlement 51-101 et, à moins que le contexte ne commande une autre interprétation, ont le sens qui leur est attribué dans le Règlement 51-101. Sauf indication contraire, dans la présente notice, « $ » ou « dollars » désignent le dollar canadien. Toute l'information financière qui figure dans la présente notice est libellée en dollars canadiens. Le singulier englobe le pluriel et le masculin englobe le féminin et vice versa.

La présente notice annuelle renferme certaines mesures pétrolières et gazières, y compris les frais de découverte et de développement, qui n'ont pas de signification normalisée et ne font appel à aucune méthode de calcul standard et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires utilisées par d'autres sociétés et elles ne devraient pas servir à faire des comparaisons. Ces mesures ont été incluses dans les présentes pour fournir au lecteur des mesures additionnelles d'évaluation du rendement de la Société. Toutefois, elles ne sont pas des indicateurs fiables du rendement futur de la Société et son rendement futur pourrait ne pas être comparable au rendement obtenu au cours de périodes antérieures et, par conséquent, on ne devrait pas se fonder indûment sur ceux-ci.

ABRÉVIATIONS TECHNIQUES

Pétrole et liquides de gaz naturel

b	baril(s)
kb	milliers de barils
Mb	millions de barils
kbers	milliers de barils en réservoir de stockage
b/j	barils par jour
bp/j	barils de pétrole par jour
LGN	liquides de gaz naturel
bers	barils en réservoir de stockage

Gaz naturel

kpi^3	milliers de pieds cubes
Mpi^3	millions de pieds cubes
kpi^3/j	milliers de pieds cubes par jour
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
Mbtu	millions d'unités thermales britanniques
Gpi^3	milliards de pieds cubes
GJ	gigajoule
M	million

Autres définitions

AECO	Installation de stockage de gaz naturel située à Suffield, en Alberta
API	American Petroleum Institute
°API	Indication de la gravité spécifique du pétrole brut mesuré selon l'échelle de densité de l'API
bep	Barils d'équivalent pétrole, soit une unité de mesure d'une quantité de gaz naturel convertie en barils de pétrole brut en fonction du ratio de conversion de 1 bep pour 6 kpi^3 de gaz naturel (ce facteur de conversion est une norme reconnue du secteur et n'est pas fondé sur le contenu énergétique ou les prix en vigueur)
bep/j	Barils d'équivalent pétrole par jour
l	Litre
m^3	Mètres cubes
kpi^3e	1 000 pieds cubes d'équivalent en fonction de 1 b de pétrole brut pour 6 kpi^3 de gaz naturel (ce facteur de conversion est une norme reconnue du secteur et n'est pas fondé sur le contenu énergétique ou les prix en vigueur)
kbep	Milliers de barils d'équivalent pétrole
k$	Milliers de dollars
M$	Millions de dollars
$ US	Dollars américains
WTI	West Texas Intermediate, prix de référence payé en dollars américains à Cushing, en Oklahoma, pour le pétrole brut de qualité standard

L'information relative aux bep peut être trompeuse, si elle est utilisée dans un contexte isolé. Le ratio de conversion des bep, soit 6 kpi^3 pour 1 b est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable principalement au bec du brûleur et ne représente pas une équivalence de la valeur à la tête du puits.

TABLEAU DE CONVERSION

Le tableau suivant présente certains coefficients de conversion des unités de mesure britanniques en unités de mesure du système international (ou unités métriques).

Pour convertir des	En	Multiplier par
kpi^3	mètres cubes	28,320
mètres cubes	pieds cubes	35,315
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,290
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
mille	kilomètres	1,609
kilomètres	mille	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés contenus dans la présente notice constituent des énoncés prospectifs. Ces énoncés ont trait à des événements futurs ou aux plans ou à la performance futurs de la Société. Tous les renseignements, hormis les énoncés relatant des faits historiques, sont des énoncés prospectifs. Ces énoncés prospectifs se reconnaissent souvent, mais pas nécessairement, par l'emploi de termes et d'expressions comme « prévoir », « croire », « estimer », « s'attendre à », « indiquer », « avoir l'intention de », « planifier », « prévoir », « projeter », « cibler », ou d'autres expressions suggérant des résultats futurs ou des perspectives, ainsi qu'à l'utilisation du futur et du conditionnel. Ces énoncés comportent des risques et des incertitudes, connus et inconnus, et d'autres facteurs en conséquence desquels les résultats ou les événements réels pourraient différer sensiblement de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. La présentation d'énoncés prospectifs par la Société est fondée sur des budgets établis à l'interne concernant les plans de forage et les coûts connexes, les résultats attendus des forages ainsi que des estimations des redevances, des frais d'exploitation et des frais d'administration. Tamarack fonde les prix des marchandises pour les besoins de son budget sur une fourchette de prix prévisionnels disponibles au grand publié et tient également compte de la conjoncture économique. La direction estime que les attentes qui sous-tendent ces énoncés prospectifs sont raisonnables mais rien ne garantit que ces attentes s'avéreront. Il y a lieu de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs.

Plus particulièrement, la présente notice contient des énoncés prospectifs qui ont trait aux éléments suivants :

- la stratégie d'affaires, les objectifs, la solidité et l'orientation de la Société;
- les caractéristiques de la performance des terrains pétrolifères et gazéifères de la Société, pris individuellement, y compris les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Sure Energy, de l'acquisition de Wilson Creek et les acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek;
- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- la taille des réserves de pétrole et de gaz naturel de la Société;
- les projections des prix du marché et des coûts;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les attentes à l'égard de la capacité de mobiliser des capitaux et d'augmenter continuellement les réserves au moyen d'acquisitions et de travaux de développement;

- la réalisation et l'échéancier d'exécution de l'affermage aux termes de la convention d'affermage et d'options intervenue entre Tamarack et une grande entreprise du secteur dont la date d'effet est le 1er août 2013 (la « **convention d'affermage** ») et tous les autres accords d'affermage que Tamarack a conclus ou pourrait conclure dans l'avenir;

- la capacité de la Société de compléter avec succès ses forages conformément aux attentes de la direction;

- l'incidence de la convention d'affermage sur les activités, l'infrastructure, les stocks et les occasions d'affaires, la situation financière et la stratégie globale de la Société;

- les plans et le calendrier de forage;

- la capacité de la Société d'attirer et de retenir à son service du personnel qualifié;

- les attentes en ce qui a trait aux niveaux des taux de redevance, des frais d'exploitation, des frais d'administration, du coût des services et des autres coûts et frais;

- le traitement aux termes des régimes de réglementation des gouvernements et de la législation fiscale;

- l'horizon fiscal et les impôts sur le revenu futurs;

- l'affectation des fonds prélevés sur la facilité de crédit;

- le programme d'immobilisations et les indications de la Société pour 2016;

- les attentes concernant le prix des marchandises en 2016;

- la mise en œuvre du programme d'immobilisations de 2016 de la Société;

- la répartition prévue du budget de dépenses en immobilisations de 2016 de la Société;

- la provenance des fonds pour le budget de dépenses de 2016 de la Société;

- la valeur des dépenses en immobilisations devant être effectuées par la Société au cours du premier et du deuxième semestres de 2016;

- l'affectation du produit tiré du placement de mars 2016;

- l'incidence des acquisitions visant la formation de Cardium à Wilson Creek sur les activités, l'infrastructure, les stocks et les occasions d'affaires, la situation financière, l'accès aux capitaux et la stratégie globale de la Société;

- les programmes de dépenses en immobilisations ainsi que le calendrier de réalisation et la méthode de financement de ces programmes;

- les coûts d'abandon et de remise en état.

Les énoncés relatifs aux « réserves » sont réputés constituer des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les ressources et les réserves décrites peuvent être produites de façon rentable dans l'avenir. Se reporter à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* ».

Les énoncés prospectifs que la présente notice contient correspondent à l'opinion actuelle de la direction et sont fondés sur certaines hypothèses, y compris des hypothèses quant à la conjoncture économique et aux décisions futures, ainsi que d'autres facteurs que la direction estime appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs comportent des risques et des incertitudes et rien ne garantit que les événements qui sont prévus par ces énoncés prospectifs se produiront ou, s'ils se produisent, quels seront les avantages que la Société en retirera. La Société a posé des hypothèses au sujet, notamment, des éléments suivants :

- la capacité de la Société de compléter avec succès ses forages conformément aux attentes de la direction;
- la capacité de la Société d'obtenir de l'équipement, des services, des approvisionnements et du personnel en temps voulu et à un coût acceptable pour exercer ses activités;
- le calendrier et le coût de la construction et de l'agrandissement de pipelines et d'installations ainsi que la capacité de la Société d'obtenir des services de transport adéquats pour ses produits;
- l'obtention en temps voulu des approbations réglementaires requises;
- la capacité de la Société de commercialiser son pétrole et son gaz naturel et de les acheminer vers le marché;
- la capacité de la Société d'obtenir des capitaux pour financer ses travaux d'exploration, de développement et d'exploitation;
- les prix futurs du pétrole et du gaz naturel.

Les énoncés relatifs aux « réserves » et « ressources » sont réputés constituer des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les ressources décrites peuvent être produites de façon rentable dans l'avenir.

Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs en conséquence des facteurs de risque décrits ci-après et ailleurs dans la présente notice :

- la volatilité des prix du marché du pétrole et du gaz naturel;
- l'absence de moyens de transport et l'incapacité de tirer une production des ressources de pétrole et de gaz naturel;
- les décisions et ordonnances réglementaires défavorables;
- les responsabilités inhérentes à l'exploitation du pétrole et du gaz;
- les incertitudes associées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- la concurrence en vue de l'obtention, entre autres choses, de capitaux, de réserves, de terrains non développés et de personnel qualifié;
- les problèmes d'ordre géologique et technique ainsi que les problèmes de forage et de traitement et autres associés à la mise en production de réserves et de ressources;
- les fluctuations des taux de change et d'intérêt et la volatilité des marchés boursiers;
- les évaluations incorrectes de la valeur d'acquisitions ainsi que de programmes d'exploration et de développement;

- la volatilité des marchés boursiers et l'évaluation des marchés;
- les risques associés au secteur du pétrole et du gaz tant au pays qu'à l'étranger, comme les risques opérationnels liés à la prospection, au développement et à la production de pétrole brut et de gaz naturel et la demande du marché;
- l'incapacité d'obtenir des consentements et des approbations de la part de partenaires du secteur ou d'autres tiers de la façon et au moment requis;
- la disponibilité de capitaux selon des modalités acceptables;
- les mesures prises par les autorités gouvernementales ou de réglementation, y compris les changements apportés en matière d'impôt sur le revenu ou à la législation fiscale et aux programmes incitatifs relatifs au secteur du pétrole et du gaz;
- les changements apportés aux lois en matière d'impôt sur le revenu ou à la législation fiscale et aux programmes d'incitatifs fiscaux destinés au secteur du pétrole et du gaz;
- les autres facteurs dont il est question à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

L'exposé des facteurs présentés ci-dessus ne doit pas être considéré comme étant exhaustif. Le lecteur est averti que facteurs et ces risques sont difficiles à prédire et que les hypothèses ayant servi à établir ces renseignements, quoique considérés raisonnablement exacts au moment en cause, pourraient se révéler incorrects. Par conséquent, les lecteurs sont avertis que les résultats réellement obtenus varieront par rapport aux renseignements présentés dans les présentes et que les écarts pourraient être importants. Les lecteurs sont également avertis que la liste de facteurs présentés ci-dessus n'est pas exhaustive. Par conséquent, la Société ne fait aucune déclaration voulant que les résultats réellement atteints soient les mêmes en totalité ou en partie que ceux présentés dans les énoncés prospectifs. En outre, les énoncés prospectifs que la présente notice contient ne sont valables qu'à la date des présentes, et la Société n'assume nullement l'obligation, sauf dans la mesure requise par la législation en valeurs mobilières applicable, de mettre à jour publiquement ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit en conséquence de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés prospectifs contenus dans les présentes sont expressément présentés sous réserve de la présente mise en garde.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent document contient l'expression « flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation », qui est une mesure conforme aux IFRS présentée dans les états financiers consolidés. La Société utilise les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation comme mesure clé pour démontrer sa capacité à générer des fonds pour rembourser sa dette et financer ses dépenses en immobilisations futures. Le présent document contient également les expressions « dette nette » et « rentrées nettes », qui sont des mesures financières non conformes aux IFRS. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée prescrite par les IFRS et, par conséquent, peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. La Société utilise la dette nette (soit sa dette bancaire, déduction faite de son fonds de roulement et de la juste valeur de ses instruments financiers) comme autre mesure de sa dette en cours. La Société considère que les rentrées nettes constituent une mesure clé qui démontre sa rentabilité par rapport aux prix actuels des marchandises. Les rentrées nettes, qui n'ont pas d'équivalent conforme aux IFRS, sont calculées sur la base du bep, en déduisant les redevances et les frais d'exploitation des ventes de pétrole et de gaz naturel, y compris les gains et les pertes réalisés sur les contrats de dérivés sur marchandise.

ANNEXE A

ANNEXE 51-101A2

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ÉTABLI PAR L'ÉVALUATEUR OU LE VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Tamarack Valley Energy Ltd. (la « Société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2015. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2015, estimés au moyen de prix et de 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 intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, dans sa version modifiée à l'occasion (le « manuel COGE »), établi par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).

4. Ces normes exigent que notre 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 qui suit présente la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de l'évaluation, pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date réelle du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique à l'étranger)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) (en milliers de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	**Total**
GLJ Petroleum Consultants	31 décembre 2015	Canada	–	415 243	–	**415 243**

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.

7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour le rapport dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à la date réelle de nos rapports.

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 :

GLJ Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 1er février 2016.

« Original signé par »
John E. Keith, ing.
Vice-président

ANNEXE B

ANNEXE 51-101A3
RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La direction de Tamarack Valley Energy Ltd. (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.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la Société. Son rapport est présenté ci-après.

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 et, en cas de proposition de changement de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant; de vérifier si des différends avaient opposé l'évaluateur de réserves qualifié indépendant précédent à la direction;

c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la Société 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, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;

b) le dépôt de l'annexe 51-101A2, qui est le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;

c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

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.

(signé) « *Brian L. Schmidt* »
Brian L. Schmidt, président et chef de la direction

(signé) « *Dave Christensen* »
Dave Christensen, vice-président, Ingénierie

(signé) « *Floyd Price* »
Floyd Price, administrateur

(signé) « *David MacKenzie* »
David MacKenzie, administrateur

(signé) « *Jeff Boyce* »
Jeff Boyce, administrateur

Le 23 mars 2016

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

Énoncé de politique

Tamarack Valley Energy Ltd. (la « **Société** ») a établi et maintient un comité d'audit (le « **comité** ») chargé d'aider le conseil d'administration (le « **conseil** ») à s'acquitter de son rôle de surveillance à l'égard de la présentation au public de l'information concernant les contrôles internes, les finances et les processus de gestion des risques de la Société. Le comité dispose des ressources appropriées aux fonctions et aux responsabilités énoncées dans les présentes qui lui sont confiées par le conseil à l'occasion, notamment en matière de soutien administratif. Le comité a le pouvoir, à son appréciation, d'ouvrir s'il le juge nécessaire une enquête sur les irrégularités, ou irrégularités soupçonnées, dans le cadre de ses responsabilités, y compris l'autorité permanente pour faire appel aux services de conseillers spéciaux ou de spécialistes.

Composition

1. Le comité est composé d'au moins trois administrateurs. Le conseil nomme les membres du comité et désigne l'un des membres pour agir en qualité de président du comité (le « **président du comité** »);

2. Chaque administrateur nommé au comité par le conseil doit être « indépendant » comme l'exigent la législation en valeurs mobilières applicable et les règles applicables de toute bourse de valeurs à la cote de laquelle les titres de la Société sont inscrits, à moins qu'un membre ne soit réputé non indépendant du seul fait qu'il est un membre de la haute direction d'une filiale.

3. Chacun des membres du comité doit posséder des « compétences financières » aux termes de la législation en valeurs mobilières applicable, y compris, sans s'y limiter, le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « **Règlement 52-110** »). Il faut entendre par « compétences financières » la capacité de l'administrateur 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 à la lecture des états financiers de la Société. Si cela est possible, au moins un membre doit posséder des « compétences spécialisées en comptabilité ou dans un domaine de la gestion financière connexes », c'est-à-dire la capacité d'analyser et d'interpréter un jeu complet d'états financiers, y compris les notes annexes, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

4. L'administrateur nommé par le conseil pour siéger au comité demeure membre du comité jusqu'à ce qu'il soit remplacé par le conseil ou qu'il démissionne.

Réunions et activités

1. Le comité se réunit au moins quatre fois par année au moment et à l'endroit fixés par le président du comité ainsi qu'à tout moment à la demande du conseil, d'un membre du comité, des auditeurs externes (les « **auditeurs** ») ou d'un dirigeant de la Société. Les réunions du comité doivent coïncider avec l'examen des états financiers trimestriels et annuels et du rapport de gestion connexe (le « **rapport de gestion** »).

2. L'avis de convocation à chaque réunion du comité doit être donné à chacun des membres du comité ainsi qu'aux auditeurs, qui ont le droit d'assister à chaque réunion du comité et qui sont tenus d'y assister à tout moment à la demande d'un membre du comité.

3. Deux membres du comité constituent le quorum requis pour délibérer de toute question à une réunion du comité.

4. Les membres du comité peuvent participer à une réunion du comité par téléphone, par voie électronique ou par tout autre moyen de communication permettant à tous les participants à la réunion de communiquer adéquatement entre eux, et un membre qui utilise l'un de ces moyens de communication pour participer à une réunion est réputé présent à la réunion.

5. En l'absence du président du comité, les membres du comité choisissent l'un des membres présents pour présider la réunion. Ils choisissent également l'une des personnes présentes pour agir à titre de secrétaire à la réunion.

6. Le président et chef de la direction, le vice-président, Finances et chef des finances et les autres membres de la haute direction sont invités à assister aux réunions du comité à la demande de celui-ci, sous réserve toutefois de ce qui suit : i) le comité tient des réunions à huis clos en l'absence des représentants de la direction présents à chaque réunion du comité, et ii) le comité se réunit avec les auditeurs séparément et en l'absence de la direction à chaque réunion à laquelle assistent les auditeurs.

7. Des procès-verbaux de toutes les réunions du comité sont dressés.

Pouvoir et information

1. Dans l'exercice de ses fonctions et de ses responsabilités, le comité a le pouvoir de faire ce qui suit :

   a) consulter l'ensemble des livres et des registres de la Société, de ses filiales et des membres du même groupe qu'elle;

   b) discuter, avec la direction de la Société, de ses filiales et des membres du même groupe qu'elle, avec les employés de la Société, avec les personnes, les entrepreneurs et les consultants concernés de la Société ainsi qu'avec les auditeurs, des comptes, des registres et de toute autre question qu'un membre du comité juge nécessaire et appropriée;

   c) recourir aux services de conseillers juridiques indépendants et d'autres conseillers (notamment faire appel à un deuxième cabinet d'auditeurs externes), selon ce qu'il juge nécessaire pour exercer ses fonctions;

   d) établir et verser la rémunération des conseillers qu'il embauche;

   e) après chaque réunion, le comité doit informer le conseil des résultats de ses activités et de tout examen qu'il a entrepris et il lui fait les recommandations qu'il juge appropriées.

Principales fonctions et responsabilités

1. Les principales fonctions et responsabilités du comité en ce qui a trait à sa fonction d'audit sont les suivantes :

   a) examiner avec les auditeurs externes la fonction générale d'audit, les objectifs, le lieu, la coordination et l'étendue des audits prévus des états financiers de la Société ainsi que le personnel à affecter aux audits;

   b) examiner avec la direction et les auditeurs externes les états financiers trimestriels et annuels de la Société, les rapports connexes à l'intention des actionnaires, le rapport de gestion se rapportant à ces états financiers et, s'il y a lieu, les autres documents publics (notamment les prospectus et les notices annuelles) qui présentent de l'information financière, et recommander au conseil leur approbation et leur communication aux actionnaires;

   c) examiner avec les auditeurs et la direction les principaux risques pouvant avoir une incidence sur l'information financière de la Société et surveiller la gestion de ces risques;

   d) en discutant avec la direction et les auditeurs, examiner et évaluer le cadre du processus de communication de l'information financière ainsi que le système de contrôles internes de la Société à l'égard de la communication de l'information financière et du respect des normes comptables, et en vérifier régulièrement l'intégrité;

   e) examiner les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs de la Société;

   f) communiquer directement avec les auditeurs afin d'approuver le plan d'audit externe annuel, les autres services (s'il y a lieu) et les honoraires versés à l'égard de ceux-ci;

   g) approuver la mission d'audit et examiner le processus et les résultats de l'audit externe;

   h) fournir une voie de communication entre les auditeurs (externes et internes, s'il y a lieu), la direction et le conseil, et donner aux auditeurs externes l'instruction de faire rapport directement au comité;

   i) établir et surveiller les procédures concernant la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de

l'audit et la communication de manière anonyme, par les employés, de préoccupations touchant des points discutables de comptabilité ou de l'audit ou de toute autre question susceptible de dénonciation, et examiner les procès-verbaux des réunions des comités tenues à l'égard des filiales de la Société.

2. À l'égard des aspects financiers des activités de la Société, le comité fait ce qui suit :

a) examiner le plan d'audit externe annuel avec les auditeurs de la Société et la direction et approuver la lettre de mission qui s'y rapporte;

b) discuter avec la direction et les auditeurs des modifications proposées aux politiques ou aux principes comptables principaux, la présentation et l'incidence des principaux risques et principales incertitudes et les principales estimations et appréciations de la direction pouvant être importantes pour la présentation de l'information financière;

c) examiner avec la direction et les auditeurs les questions importantes concernant l'information financière soulevées au cours du dernier exercice ainsi que les solutions qui ont été mises en œuvre ou proposées;

d) examiner les problèmes auxquels les auditeurs ont été confrontés dans l'exécution de l'audit ou les préoccupations de ceux-ci à cet égard, y compris les restrictions imposées par la direction ou les principales questions comptables à l'égard desquelles la direction était en désaccord;

e) examiner avec la direction le processus de repérage, de surveillance et de communication des principaux risques ayant une incidence sur la communication de l'information financière ainsi que les politiques et les procédures de gestion des risques de la Société;

f) examiner et évaluer les recommandations des auditeurs et décider de la suite à y donner;

g) examiner la cohérence des données présentées dans les états financiers, les rapports annuels, les rapports trimestriels et les documents d'information publics connexes;

h) examiner les états financiers annuels audités et les documents connexes ainsi que le rapport des auditeurs et les écarts importants par rapport aux périodes de présentation de l'information financière comparables indiquées dans le rapport de gestion;

i) examiner, indépendamment et en l'absence de la direction, les résultats de l'audit externe annuel, le rapport des auditeurs y afférent et l'examen des rapports de gestion fait par les auditeurs et discuter avec les auditeurs de la qualité des principes comptables appliqués, des autres possibilités de traitement de l'information financière dont il a été question avec la direction, des ramifications de leur utilisation et du traitement préconisé par les auditeurs ainsi que des autres communications importantes avec la direction;

j) examiner ce qui suit avec la direction :

i) toutes les erreurs non rajustées décelées par les auditeurs externes;

ii) la note de service sur les contrôles internes ou la lettre de la direction énonçant les recommandations des auditeurs, et la réponse de la direction, s'il y a lieu, y compris toute évaluation du caractère approprié et de l'efficacité des contrôles financiers internes de la Société et le suivi ultérieur de toute faiblesse relevée;

k) examiner avec la direction et les auditeurs les états financiers trimestriels non audités et le rapport de gestion avant leur publication;

l) avant leur communication, examiner tous les documents d'information publics contenant de l'information financière auditée ou non auditée, y compris les prospectus, les rapports annuels, les notices annuelles, les rapports de gestion et les communiqués et, si le comité le juge approprié, recommander l'approbation de ces documents au conseil;

m) examiner et approuver les politiques de la Société concernant l'embauche des employés actuels ou anciens des auditeurs actuels ou anciens de la Société;

n) examiner avec la direction les relations de la Société avec les organismes de réglementation ainsi que l'exactitude et les dates limites pour le dépôt des documents que la Société dépose auprès des organismes de réglementation;

o) examiner, avec la direction, toutes les opérations avec une personne liée et l'évolution des politiques et des procédures relatives à ces opérations.

Auditeurs

1. Le comité fait ce qui suit :

a) examiner l'indépendance et le rendement des auditeurs et recommander chaque année au conseil la nomination ou la destitution des auditeurs lorsque les circonstances l'imposent, et faire des recommandations au conseil au sujet de la rémunération des auditeurs;

b) approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que doivent fournir à la Société ou à ses filiales les auditeurs de la Société ou les auditeurs de l'une de ses filiales;

c) s'il est prévu de changer les auditeurs, examiner toutes les questions liées à ce changement et fournir les documents connexes, notamment l'information à fournir dans l'avis de changement d'auditeur et les documents connexes requis aux termes des dispositions relatives au changement d'auditeur du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* (le « **Règlement 51-102** ») (ou les règlements qui le remplacent), de même que les étapes prévues pour assurer une période de transition ordonnée;

d) examiner toutes les communications écrites importantes entre les auditeurs et la direction;

e) examiner tous les éléments à déclarer, y compris les désaccords, les questions non résolues et les consultations, au sens des politiques en valeurs mobilières applicables, de façon courante, qu'un changement d'auditeurs soit envisagé ou non.

Questions relatives au financement

1. Le comité fait ce qui suit :

a) examiner tous les documents de placement de valeurs mobilières (y compris les documents qui y sont intégrés par renvoi) de la Société;

b) examiner les résultats, s'il y a lieu, des inspections ou des examens effectués par les organismes de réglementation en ce qui a trait aux questions financières;

c) passer en revue l'évaluation de la conformité de la Société à la législation et aux règlements effectuée par la direction;

d) passer en revue l'évaluation effectuée par la direction du respect actuel et du respect futur prévu des engagements pris aux termes d'ententes de financement;

e) à la demande du conseil, examiner tout projet d'émission de titres d'emprunt ou de titres de capitaux propres, y compris des titres d'emprunt, des titres de capitaux propres et des titres hybrides émis dans le public ou dans le cadre de placements privés, les facilités de crédit consenties entre autres par des banques ou d'autres ententes de crédit, comme des contrats de location acquisition et de location exploitation importants, ainsi que tous les documents connexes d'information sur les valeurs mobilières devant être déposés;

f) à la demande du conseil, examiner le rachat proposé de titres d'emprunt, de titres de capitaux propres et de titres hybrides émis dans le public ou dans le cadre de placements privés;

g) en consultation avec la direction, comprendre la structure du capital de la Société et les risques financiers associés à l'exposition aux prix des marchandises, aux taux d'intérêt, aux taux de change et au crédit, et examiner la gestion de ces risques, y compris toute proposition de couverture des expositions, notamment au moyen de l'obtention d'un rapport sommaire sur les activités et les instruments de couverture.

Autres

1. Le comité examine l'étendue et les modalités de l'assurance que doit obtenir ou maintenir la Société à l'égard des risques inhérents à ses activités et aux éventuelles obligations des administrateurs et des dirigeants découlant de l'exercice de leurs fonctions et de leurs responsabilités à ce titre.

2. Le comité passe en revue la nomination du chef des finances et des gestionnaires financiers clés qui participent au processus de présentation de l'information financière.

3. Le comité s'informe sur les façons appropriées de régler tout conflit d'intérêts à l'égard de questions liées à l'audit ou aux finances soumises au comité par un membre du conseil, un actionnaire de la Société, les auditeurs ou la direction, et prend la décision qui s'impose.

4. Le comité examine son mandat annuellement et il recommande au conseil d'y apporter des modifications, s'il y a lieu.

5. Le comité exerce toute autre activité conforme à son mandat, aux règlements administratifs de la Société et à la législation applicable que le comité ou le conseil juge nécessaire ou appropriée.

Étendue et confiance

1. Bien que le comité ait les responsabilités, les fonctions et les pouvoirs énoncés dans les présentes, il n'est pas tenu de planifier ou de réaliser des audits ou de déterminer si les états financiers de la Société et les renseignements qu'elle communique sont complets et exacts ou s'ils sont conformes aux principes comptables généralement reconnus ainsi qu'aux règles et aux règlements applicables; cette responsabilité incombe à la direction et aux auditeurs. Le comité, le président du comité et les membres du comité qui possèdent des connaissances ou une expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de la gestion financière connexe siègent tous au conseil, ont été nommés au comité pour surveiller de façon générale la communication de l'information financière de la Société et ses activités liées aux risques et aux contrôles financiers, et ne sont pas expressément tenus de rendre compte ni ne sont chargés de l'exploitation quotidienne de ces activités. Bien qu'on établisse si un membre du comité possède des « compétences financières » ou est un « expert financier » en fonction de sa formation et de son expérience, que le membre consacrera à l'exercice de ses fonctions au sein du comité, le fait, pour un membre, de posséder des « compétences financières » ou d'être un « expert financier » ne lui impose aucune fonction, obligation ou responsabilité autres que celles qui sont imposées aux membres du comité et du conseil qui ne possèdent pas de telles compétences ou un tel statut. Comme pour les autres membres du comité, le rôle du membre du comité qui possède des compétences financières ou qui est un expert financier consiste plutôt à surveiller, et non à attester ou à garantir, l'audit interne ou externe de l'information financière ou de la communication au public de l'information financière de la Société.

2. En l'absence d'information contraire (laquelle, le cas échéant, doit être communiquée au conseil dans les plus brefs délais), chaque membre du comité est en droit de se fier i) à l'intégrité des personnes ou des organismes intrinsèques ou extrinsèques de la Société de qui il reçoit de l'information, ii) à l'exactitude de l'information fournie au comité par ces personnes ou organismes et iii) aux déclarations faites par la direction de la Société ainsi que par les auditeurs externes de la Société, les conseillers juridiques indépendants et les autres conseillers et experts de la Société et de ses filiales.

Politiques et procédures en matière d'approbation préalable

Le comité d'audit a adopté une politique et des procédures en matière d'approbation préalable de l'attribution de contrats relatifs aux services non liés à l'audit. Le comité d'audit doit approuver l'attribution de tout contrat relatif aux services non liés à l'audit dont on s'attend à ce que la valeur dépasse 25 000 $ avant que celui-ci ne commence. Les contrats relatifs aux services non liés à l'audit dont on s'attend à ce que la valeur ne dépasse pas 25 000 $ peuvent quant à eux commencer dès qu'ils sont approuvés par le président du comité d'audit, l'ensemble des membres du comité devant être informés des services retenus à la prochaine réunion du comité. Toutes les recommandations concernant des services sont formulées par le vice-président, Finances et chef des finances.